

**Universidad Nacional de Mar del Plata**

**Facultad de Ingeniería**

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

# **DISEÑO DE UNA RED FOTOVOLTAICA PARA ALIMENTAR UN SISTEMA DE RIEGO EN USUARIOS RURALES**

Autor: Matias Moya

DNI: 40635701    Nro. Legajo Alumno: 11851

Mail de contacto: matiasmoya1997@gmail.com

Carrera Ingeniería electromecánica

Director/es del Proyecto

Director: Daniel Anaut

Codirector: Joaquín Sánchez

Mar del Plata, 4/07/2025



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

## ANEXO II

### Autorización Repositorio Institucional RINFI

#### Facultad de Ingeniería - UNMDP

En calidad de TITULARES de los derechos de autor de la obra que se detalla a continuación, y sin infringir según mi conocimiento derechos de terceros, por la presente informo a la Facultad de Ingeniería de la UNMDP mi decisión de concederle en forma gratuita, no exclusiva y por tiempo ilimitado la autorización para:

- Publicar el texto del trabajo más abajo indicado, exclusivamente en medio digital, en el sitio web de la Facultad y/o Universidad, por Internet, a título de divulgación gratuita de la producción científica generada por la Facultad, a partir de la fecha especificada.
- Permitir a la Biblioteca que, sin producir cambios en el contenido, establezca los formatos de publicación en la web para su más adecuada visualización y la realización de copias digitales y migraciones de formato necesarias para la seguridad, resguardo y preservación a largo plazo de la presente obra:

Autor 1: Matias Moya Documento: 40635701      Teléfono: E-mail: matiasmoya1997@gmail.com	
Director/a: Daniel Orlando Anaut Documento: 16.385.166      Leg. ....	 Firma Director/a
Codirector/a: Joaquín Sánchez Documento: 31.264.488.....      Leg. ....	 Firma Codirector/a

2. Título obtenido: Ingeniero electromecánico

3. Identificación/Título de la Obra: Diseño de una red fotovoltaica para alimentar un sistema de riego en usuarios rurales.

4.  AUTORIZO la publicación bajo con la licencia Creative Commons BY-NC-ND Atribución-NoComercial-Sin Obra Derivada.

5. **Nota de Embargo:** Para aquellas obras que NO pueden ser de acceso a texto completo por razones de acuerdos previos con empresas o instituciones; por razones de índole comercial u otras

razones; se procederá según lo establecido en Art. 6 de la Ley 26899 de Repositorios digitales institucionales de acceso abierto:

**ARTICULO 6°** — En caso que las producciones científico-tecnológicas y los datos primarios estuvieran protegidos por derechos de propiedad industrial y/o acuerdos previos con terceros, los autores deberán proporcionar y autorizar el acceso público a los metadatos de dichas obras intelectuales y/o datos primarios, comprometiéndose a proporcionar acceso a los documentos y datos primarios completos a partir del vencimiento del plazo de protección de los derechos de propiedad industrial o de la extinción de los acuerdos previos antes referidos.

Asimismo, podrá excluirse la difusión de aquellos datos primarios o resultados preliminares y/o definitivos de una investigación no publicada ni patentada que deban mantenerse en confidencialidad, requiriéndose a tal fin la debida justificación institucional de los motivos que impidan su difusión. Será potestad de la institución responsable en acuerdo con el investigador o equipo de investigación, establecer la pertinencia del momento en que dicha información deberá darse a conocer. A los efectos de la presente ley se entenderá como “metadato” a toda aquella información descriptiva sobre el contexto, calidad, condición o características de un recurso, dato u objeto, que tiene la finalidad de facilitar su búsqueda, recuperación, autenticación, evaluación, preservación y/o interoperabilidad.

En razón de lo expuesto, si el Trabajo se encuentra comprendido en el caso de que su producción esté protegida por derechos de Propiedad Industrial y/o acuerdos previos con terceros que implique la confidencialidad de los mismos, el/la directora/a debe indicar a continuación motivos y fecha de finalización del embargo:

NO SE AUTORIZA la publicación antes de la fecha \_\_/\_\_/\_\_\_\_ por lo siguientes motivos: .....

.....  
.....  
.....  
.....  
.....

Cumplido el plazo del embargo, estará accesible a texto completo según contempla la normativa vigente.

---

Director/a del TFG

**Universidad Nacional de Mar del Plata**

**Facultad de Ingeniería**

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

# **DISEÑO DE UNA RED FOTOVOLTAICA PARA ALIMENTAR UN SISTEMA DE RIEGO EN USUARIOS RURALES**

Autor: Matias Moya

DNI: 40635701    Nro. Legajo Alumno: 11851

Mail de contacto: matiasmoya1997@gmail.com

Carrera Ingeniería electromecánica

Director/es del Proyecto

Director: Daniel Anaut

Codirector: Joaquín Sánchez

Mar del Plata, 4/07/2025

## DISEÑO DE UNA RED FOTOVOLTAICA PARA ALIMENTAR UN SISTEMA DE RIEGO EN USUARIOS RURALES

Autor: Matías Moya

Mail: [matiasmoya1997@gmail.com](mailto:matiasmoya1997@gmail.com)

Tutor: Daniel Anaut, Universidad Nacional de Mar del Plata

Cotutor: Joaquín Sanchez, Universidad Nacional de Mar del Plata

Evaluador: Jorge Strack, Universidad Nacional de Mar del Plata

Evaluador: Guillermo Murcia, Universidad Nacional de Mar del Plata

## RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de una red de generación de energía renovable solar destinada a abastecer un sistema de riego para el cultivo de papa en la zona de Balcarce, provincia de Buenos Aires. Se lleva a cabo un análisis comparativo entre tres configuraciones posibles: un sistema fotovoltaico off-grid con baterías, un sistema off-grid sin baterías y un sistema conectado a la red eléctrica. La comparación contempla criterios técnicos, económicos y ambientales, con el fin de determinar la alternativa más viable para aplicaciones agrícolas en zonas rurales. Además, se analizan las ventajas y limitaciones de cada sistema en términos de continuidad del servicio, costos de inversión, mantenimiento y sostenibilidad.

**Palabras claves:** sistema de generación fotovoltaica, energía solar, riego agrícola, usuarios rurales, impacto ambiental, energías renovables.

## ABSTRACT

This project aims to design a solar renewable energy generation network to power an irrigation system for potato cultivation in the Balcarce region, Buenos Aires Province. A comparative analysis is conducted among three possible configurations: an off-grid photovoltaic system with batteries, an off-grid system without batteries, and a grid-connected system. The comparison includes technical, economic, and environmental criteria to determine the most feasible alternative for agricultural applications in rural areas. Additionally, the advantages and limitations of each system are analyzed in terms of service continuity, investment costs, maintenance, and sustainability.

**Keywords:** photovoltaic generation system, solar energy, agricultural irrigation, rural users, environmental impact, renewable energy.

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
1.1. ESTADO DEL ARTE	8
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>10</b>
2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	10
2.2. RADIACIÓN SOLAR	13
2.3. CÉLULA FOTOVOLTAICA	15
2.4. MÓDULO FOTOVOLTAICO	17
2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
2.6. REGULADOR DE CARGA	23
2.7. BATERÍAS	24
2.8. INVERSOR	27
<b>3. CULTIVO Y ZONA OBJETIVO</b>	<b>30</b>
<b>4. DIMENSIONAMIENTO DE CARGA</b>	<b>32</b>
4.1. FECHAS DE SIEMBRA	32
4.2. REQUERIMIENTO HÍDRICO	33
4.3. MARCO DE LOS ASPERSORES	34
4.4. SELECCIÓN DE ASPERSORES	35
4.5. LLUVIA MEDIA DEL SISTEMA	35
4.6. FRECUENCIA Y TIEMPO DE RIEGO	36
4.7. POTENCIA REQUERIDA	36
4.8. PERFIL DE CARGA	38
4.9. CONSUMO ENERGÉTICO	38
<b>5. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID CON BATERÍA</b>	<b>41</b>
5.1. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIAS	41
5.1.1. EFICIENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	41
5.1.2. EFICIENCIA EN CABLEADO Y EQUIPOS	44
5.1.3. EFICIENCIA TOTAL DEL SISTEMA	44
5.2. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	44
5.2.1. REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS	44
5.2.2. ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN	45
5.2.3. CÁLCULO DE INSOLACIÓN	46
5.2.4. CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO NOMINAL	47

5.2.5.	SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	47
5.2.6.	CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	49
5.2.7.	CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE	49
5.2.8.	CANTIDAD DE CADENAS EN PARALELO	51
5.2.9.	CONEXIONADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	52
5.2.10.	RESUMEN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	52
5.3.	DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS	53
5.3.1.	CÁLCULO ENERGÉTICO	53
5.3.2.	CÁLCULO DE CAPACIDAD	54
5.3.3.	CANTIDAD DE BATERÍAS	54
5.3.4.	CORRIENTE DE CARGA Y DESCARGA	55
5.3.5.	RESUMEN DEL BANCO DE BATERÍAS	57
5.4.	DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA	58
5.4.1.	CÁLCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL	58
5.4.2.	SELECCIÓN DE REGULADOR	58
5.4.3.	TENSIÓN MÁXIMA DE ENTRADA	59
5.4.4.	TENSIÓN MÍNIMA DE ENTRADA	60
5.4.5.	NÚMERO DE REGULADORES DE CARGA	61
5.4.6.	CONEXIONADO REGULADORES DE CARGA	61
5.4.7.	RESUMEN DEL REGULADOR DE CARGA	62
5.5.	DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR	62
5.5.1.	POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR	62
5.5.2.	SELECCIÓN DE INVERSOR	62
5.6.	CABLES DE CONEXIÓN	63
5.6.1.	TRAMO MÓDULO FOTOVOLTAICO - REGULADOR DE CARGA	63
5.6.2.	TRAMO REGULADOR DE CARGA - BANCO DE BATERÍAS	64
5.6.3.	TRAMO BANCO BATERÍAS - INVERSOR	64
5.6.4.	SELECCIÓN DE CABLES	65
5.7.	PROTECCIONES	65
5.7.1.	TRAMO MÓDULO FOTOVOLTAICO - REGULADOR DE CARGA	65
5.7.2.	TRAMO REGULADOR DE CARGA - BATERÍAS	67
5.7.3.	TRAMO BATERÍAS - INVERSOR	68
5.8.	PLANO FINAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA OFF GRID CON DE BATERÍAS	69

<b>6.</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID SIN BATERÍAS</b>	<b>70</b>
6.1.	ESTIMACIÓN DE EFICIENCIAS	70
6.1.1.	EFICIENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	70
6.1.1.	EFICIENCIA EN CABLEADO Y EQUIPOS	71
6.1.2.	EFICIENCIA TOTAL DEL SISTEMA	71
6.2.	DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	71
6.2.1.	REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS	71
6.2.2.	CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO NOMINAL	72
6.2.3.	CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	72
6.2.4.	CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE	73
6.2.5.	CANTIDAD DE CADENAS EN PARALELO	74
6.2.6.	CONEXIONADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	74
6.2.7.	RESUMEN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	75
6.3.	SELECCIÓN DE INVERSOR SOLAR	75
6.3.1.	POTENCIA NOMINAL REQUERIDA	75
6.3.2.	SELECCIÓN DE INVERSOR	75
6.4.	CABLES DE CONEXIÓN	76
6.5.	PROTECCIONES	77
6.6.	SELECCIÓN DE GENERADOR AUXILIAR	78
6.7.	PLANO FINAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA OFF GRID SIN BATERÍAS	79
<b>7.</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID</b>	<b>80</b>
7.1.	ESTIMACIÓN DE EFICIENCIAS	82
7.2.	DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	82
7.2.1.	REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS	82
7.2.2.	CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO NOMINAL	82
7.2.3.	CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	83
7.2.4.	CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE	84
7.2.5.	CANTIDAD DE CADENAS EN PARALELO	85
7.2.6.	CONEXIONADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	85
7.2.7.	RESUMEN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	85
7.3.	SELECCIÓN DE INVERSOR DE CONEXIÓN A RED	85
7.3.1.	POTENCIA NOMINAL REQUERIDA	85
7.3.2.	SELECCIÓN DE INVERSOR	86

7.4.	CABLES DE CONEXIÓN _____	86
7.5.	PROTECCIONES _____	87
7.6.	SELECCIÓN DE GENERADOR AUXILIAR _____	89
7.7.	BALANCE ENERGÉTICO: INYECCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA _____	89
7.8.	IMPACTO EN LA RED ELÉCTRICA _____	94
7.9.	PLANO FINAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON-GRID _____	96
<b>8.</b>	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA _____</b>	<b>97</b>
<b>9.</b>	<b>EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL _____</b>	<b>103</b>
9.1.	EMISIONES DE CO <sub>2</sub> _____	103
9.2.	RECICLAJE DE COMPONENTES FOTOVOLTAICOS _____	105
<b>10.</b>	<b>CONCLUSIONES _____</b>	<b>107</b>
<b>11.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA _____</b>	<b>108</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de creciente conciencia ambiental y necesidad de abordar los desafíos energéticos, el presente proyecto se propone diseñar un sistema de generación de energía renovable destinada a alimentar el riego utilizado por un usuario rural.

El objetivo principal del proyecto es ofrecer una alternativa de suministro energético, centrándose en la optimización de la continuidad del servicio y la confiabilidad del sistema. La integración de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento representa un paso crucial hacia la reducción de la dependencia de fuentes no renovables y, simultáneamente, contribuye a fortalecer la independencia energética de las comunidades rurales.

La implementación de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía conlleva una serie de beneficios. En primer lugar, proporciona una mayor confiabilidad y continuidad del suministro. Al operar de manera autónoma, es capaz de gestionar de manera eficiente la demanda energética específica del sistema de riego, reduciendo posibles interrupciones.

La incorporación de fuentes de energía renovable no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino que también disminuye los costos a largo plazo al depender menos de fuentes convencionales sujetas a variaciones de precio.

En este contexto, se realizará un análisis comparativo de diferentes enfoques para la generación de energía, con el objetivo de evaluar su idoneidad para el diseño de la red destinada al sistema de riego rural. Se considerarán tres escenarios principales: un sistema *off grid* con el uso de baterías, un sistema *off grid* sin baterías y un sistema *on grid*. Esta evaluación detallada permitirá identificar las ventajas y desventajas de cada enfoque en términos de eficiencia, confiabilidad, sostenibilidad y costos, proporcionando así una base sólida para la toma de decisiones en el diseño final del sistema.

### 1.1. ESTADO DEL ARTE

La adopción de sistemas fotovoltaicos de riego en Argentina ha mostrado un crecimiento significativo en los últimos años, impulsada por la necesidad de mejorar la eficiencia hídrica y reducir los costos energéticos en el sector agrícola. Dado que el país cuenta con vastas regiones rurales con altos niveles de radiación solar, este tipo de sistemas se presentan como una solución viable y atractiva para el riego de cultivos, especialmente en zonas con acceso limitado a la red eléctrica.

El gobierno argentino y varias empresas privadas han comenzado a promover el uso de energía solar para riego mediante incentivos y programas de financiamiento. Por ejemplo, iniciativas como el “Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales” (PERMER) han sido clave para llevar soluciones de energía renovable a áreas rurales, donde el acceso a la red eléctrica es limitado.

Los avances tecnológicos han acelerado la adopción de los sistemas de riego fotovoltaicos. Los nuevos inversores de bombeo solar inteligentes optimizan el rendimiento ajustando la frecuencia de la bomba según la energía solar disponible, lo que mejora la eficiencia energética y reduce los costos. La incorporación de sensores permite monitorear en tiempo real la humedad del suelo y las condiciones climáticas, automatizando el riego y optimizando el uso del agua. Estas innovaciones, sumadas a plataformas de gestión remota y algoritmos predictivos, permiten un riego más preciso, adaptado a las necesidades específicas de los cultivos y maximizando los resultados en el sector agrícola.

Si bien la tecnología de riego fotovoltaico está bien documentada, el proyecto se diferencia al realizar una comparativa entre distintos tipos de sistemas, considerando tanto las versiones on-grid como off-grid. A través de un análisis económico, de confiabilidad y de impacto ambiental, se ofrecen conclusiones claras sobre las ventajas y desventajas de cada opción, aportando una visión integral que no solo contempla la viabilidad técnica, sino también la sostenibilidad a largo plazo.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Actualmente, nuestra infraestructura energética depende en gran medida de los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas. Estos combustibles no son más que energía solar almacenada en forma de energía química durante millones de años.

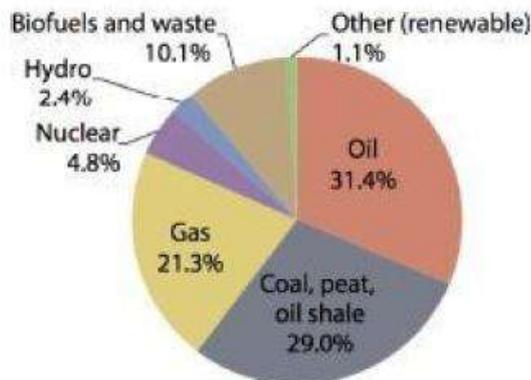


Figura 2.1 - Consumo de energía mundial en 2012

El problema radica en que los seres humanos agotamos estos combustibles mucho más rápido de lo que se generan, lo que los convierte en una fuente de energía insostenible. Cuanto más los consumimos, menos recursos de gas y petróleo fácilmente extraíbles estarán disponibles.

Cada vez se produce más petróleo y gas por métodos no convencionales que requieren mucha más energía, como la extracción de petróleo de arenas bituminosas y la producción de gas mediante *fracking*. Además, la perforación en alta mar se realiza en regiones con profundidades de agua cada vez mayores, lo que conlleva nuevos riesgos tecnológicos, como se evidenció en el derrame de petróleo de Deepwater Horizon en el Golfo de México en 2010.

Otra consecuencia de la utilización de combustibles fósiles es la producción de los llamados gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). La generación adicional de este gas por actividades humanas se almacena en nuestros océanos y en la atmósfera. Este aumento de  $\text{CO}_2$  es el principal responsable del calentamiento global y el cambio climático, que trae consecuencias drásticas para el medio ambiente y las vidas de muchas personas. [1.1]

Para abordar estos problemas, se han desarrollado diversas tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable y ofrecen alternativas limpias y sostenibles. La energía eólica aprovecha la fuerza del viento, la hidroeléctrica utiliza el flujo de agua en ríos y presas, la energía geotérmica extrae calor del interior de la Tierra, y la biomasa convierte materia orgánica en energía utilizable.

Una de las soluciones más prometedoras es el aprovechamiento de la energía solar. La tecnología fotovoltaica convierte la luz solar en energía eléctrica a través de semiconductores. Mientras la luz incide sobre una célula solar, se genera electricidad en forma de corriente continua. Cuando la luz cesa, la producción de energía también se detiene.

Los sistemas fotovoltaicos han demostrado su capacidad para generar energía en diversas aplicaciones, climas y ubicaciones geográficas, siendo especialmente útil en áreas rurales aisladas sin acceso a la red eléctrica.

La energía solar fotovoltaica ofrece numerosas ventajas: es una fuente abundante e inagotable de energía, sin emisiones ni residuos peligrosos durante su funcionamiento. Los costos operativos son bajos una vez instalado el sistema, y los paneles solares son altamente confiables y tienen una larga vida útil. Además, la instalación es rápida y modular, adaptándose fácilmente a diferentes necesidades.

No obstante, presenta desafíos como su densidad energética relativamente baja, que requiere áreas extensas para generar cantidades significativas de energía, y los altos costos iniciales de instalación. [2.1]

El uso de la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial a nivel mundial. Este aumento en la instalación de paneles fotovoltaicos ha sido acompañado por una escalada en la producción a gran escala, lo que ha resultado en una significativa reducción de los precios. [3.1]

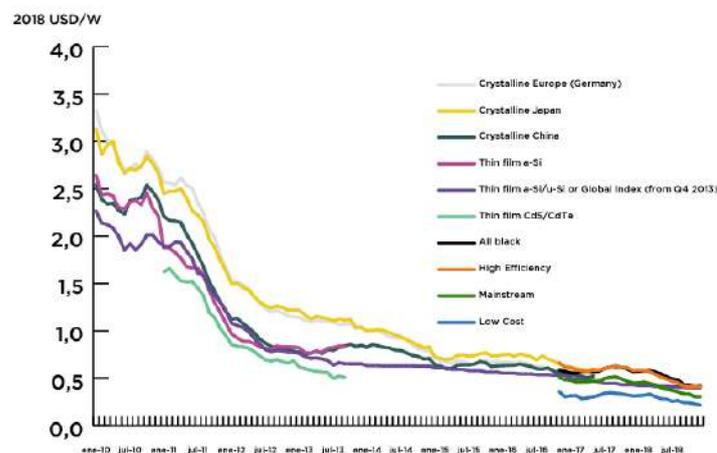


Figura 2.2 - Evolución de costos de módulos fotovoltaicos

Esta disminución de costos se debe a la mejora continua en la eficiencia de conversión de energía, así como a la optimización de los procesos de producción y al aumento de la escala de producción, lo que ha permitido aprovechar economías de escala. A medida que los costos han disminuido, la tecnología se ha vuelto económicamente accesible para mercados más amplios, lo que ha impulsado una demanda creciente entre personas de ingresos moderados. Aunque la disminución de precios eventualmente se desacelera, cada reducción incremental en costos abre nuevas oportunidades de mercado y aplicaciones más amplias para la energía solar fotovoltaica. [2.2]

La siguiente figura muestra la potencia fotovoltaica acumulada instalada a nivel mundial, en donde se puede apreciar el crecimiento exponencial que esta posee. En los últimos años, la instalación de sistemas fotovoltaicos ha aumentado significativamente, pasando de apenas 2 GW en 2000 a más de 1.500 GW en 2024, lo que representa un crecimiento de más de 75 veces en apenas dos décadas.

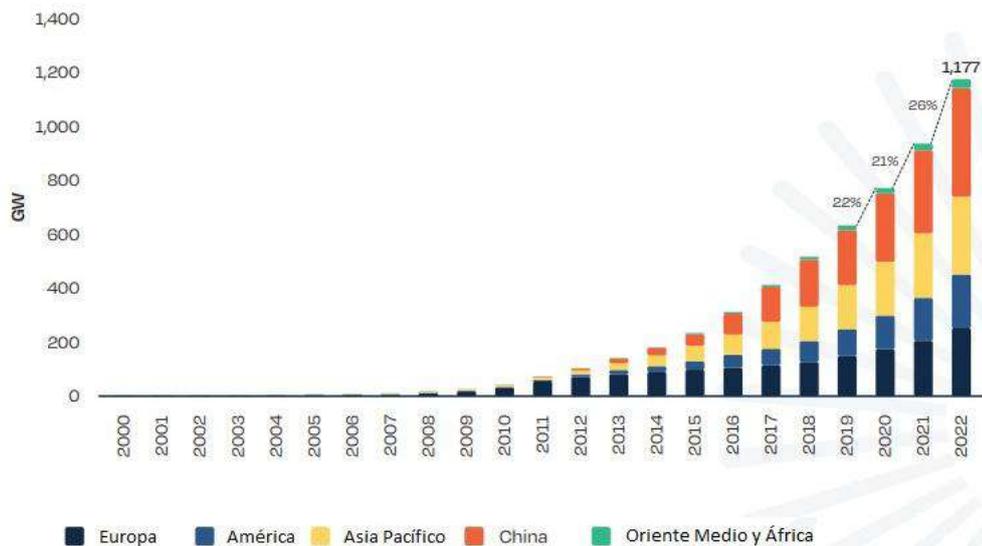


Figura 2.3 - Capacidad fotovoltaica instalada a nivel mundial

En el caso de Argentina, actualmente la energía solar fotovoltaica solo representa aproximadamente el 1,1% de la generación eléctrica nacional, a pesar de poseer un recurso solar clasificado como uno de los mejores del mundo. [3.2] Esto sugiere un enorme potencial sin explotar que, con las políticas adecuadas y las inversiones necesarias, podría posicionar al país como un líder en el uso de energía solar, contribuyendo significativamente a la sostenibilidad energética y la reducción de emisiones.

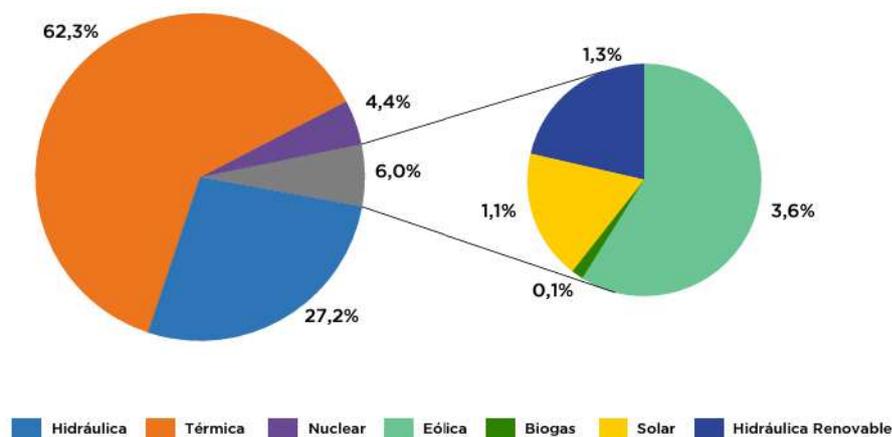


Figura 2.4 - Matriz energética nacional 2019

## 2.2. RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar se origina a partir de reacciones nucleares que tienen lugar en el sol. Estas reacciones liberan una inmensa cantidad de energía que se propaga en el espacio en forma de ondas electromagnéticas. El sol emite energía al espacio a un ritmo de  $3,85 \times 10^{14}$  TW, de los cuales aproximadamente 174.000 TW son interceptados por la Tierra. Esta cantidad de energía solar anualizada equivale a unas 11.600 veces el consumo energético mundial actual.

De los 174.000 TW de radiación solar que llegan a la Tierra:

- El 23% se refleja y se dispersa principalmente por las nubes.
- El 8% se refleja en la superficie terrestre.
- El 47% se convierte en calor de baja temperatura y se re-irradia al espacio.
- El 20% contribuye al ciclo de evaporación y precipitación de la biósfera.

Menos del 0,5% se transforma en energía cinética del viento, las olas, y en energía almacenada por la fotosíntesis en las plantas.

Aunque menos del 0,5% de la radiación solar se convierte en energía útil de forma directa, el potencial aprovechable sigue siendo significativo, representando cientos de veces el consumo energético mundial.

La radiación emitida por el sol abarca un espectro electromagnético conocido como espectro solar, cuya forma está determinada por la temperatura del sol (~5800 K).

Según la Ley de Planck, el pico de emisión de la radiación solar se encuentra en el espectro visible, específicamente en un tono amarillo verdoso, conforme a la Ley de Wien. Las ondas de baja frecuencia (infrarrojo) proporcionan calor, mientras que las de alta frecuencia (ultravioleta) son esenciales para procesos como la fotosíntesis y el bronceado de la piel. [4.1]

La radiación solar que atraviesa la atmósfera se ve afectada por la absorción, reflexión y dispersión provocada principalmente por la presencia de vapor de agua y partículas suspendidas en el aire. Estos elementos atmosféricos descomponen la radiación solar en partes específicas del espectro electromagnético, que son conocidas como "componentes de la radiación solar". Estos incluyen la radiación ultravioleta (UV), la luz visible y la radiación infrarroja (IR), cada uno con características únicas que afectan procesos biológicos, climáticos y tecnológicos en la Tierra.

La magnitud de estas componentes varía según la distancia que las ondas electromagnéticas recorren a través de la atmósfera, la cual está determinada por la posición del sol en el cielo y las relaciones geométricas entre el plano de observación y el sol. Factores atmosféricos como la cantidad de vapor de agua, aerosoles y gases como el ozono pueden alterar tanto la cantidad como la calidad de la radiación que finalmente llega a la superficie terrestre. [5.1]

En condiciones climáticas claras, la superficie de la Tierra puede recibir alrededor del 85% de la radiación solar extraterrestre, mientras que en días muy nublados esta cifra puede reducirse al 5%.

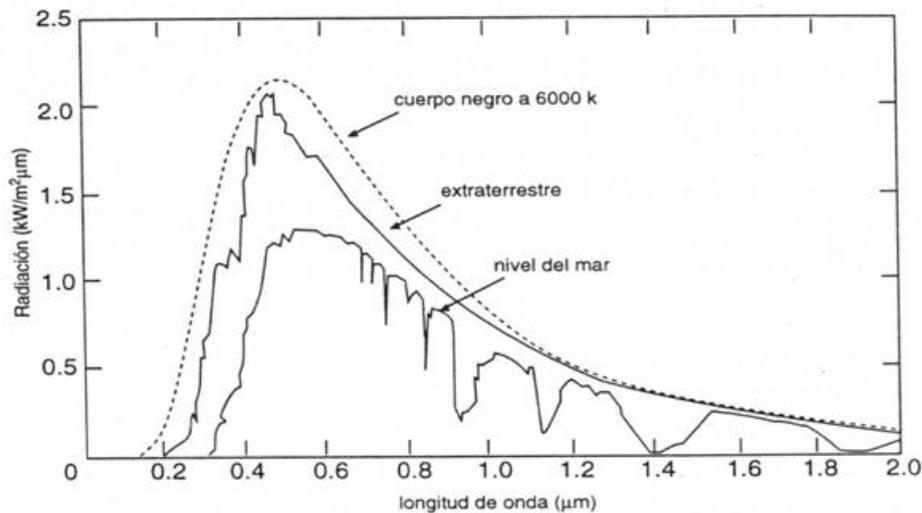


Figura 2.5 - Espectro solar

La radiación que llega a la superficie terrestre después de pasar por los procesos de absorción, reflexión y dispersión se conoce como radiación global y está compuesta por:

- Radiación directa: Es la radiación recibida en la superficie sin cambios de dirección, crucial para aplicaciones fotovoltaicas.
- Radiación difusa: Es la radiación que ha cambiado de dirección debido a dispersión y reflexión atmosférica. En días nublados, es la única radiación perceptible.
- Relación de albedo: Es el porcentaje de radiación directa y difusa reflejada por una superficie.

### Irradiancia

La irradiancia describe la potencia incidente por unidad de superficie de cualquier tipo de radiación electromagnética. Cuando se trata de radiación solar, representa la potencia lumínica por unidad de superficie ( $W/m^2$ ). La constante solar, que es la irradiancia media fuera de la atmósfera terrestre, es aproximadamente  $1.367 W/m^2$ , variando  $\pm 3,3\%$  a lo largo del año debido a la órbita elíptica de la Tierra.

### Insolación

La insolación o irradiación es la cantidad de radiación global recibida en un punto geográfico específico durante un tiempo determinado sobre una superficie colectora conocida. Se mide comúnmente en  $kWh/m^2$  y es crucial para evaluar la eficiencia y capacidad de los sistemas fotovoltaicos.

### Hora Solar Pico (HSP)

La Hora Solar Pico (HSP) es una medida utilizada para facilitar el dimensionamiento de paneles fotovoltaicos. Representa el número de horas con una irradiancia de  $1.000$

$W/m^2$  necesarias para igualar la insolación total real de un día. Conociendo la insolación de una ubicación específica, se puede calcular la energía que generará un panel fotovoltaico de manera precisa. [4.1]

### 2.3. CÉLULA FOTOVOLTAICA

Una célula solar es esencialmente un diodo semiconductor diseñado y construido meticulosamente para absorber y convertir eficientemente la energía lumínica del sol en energía eléctrica. [2.3]

Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico. Este fenómeno consiste en la generación de una diferencia de potencial en la unión de dos materiales distintos cuando son expuestos a la radiación electromagnética. Esto está estrechamente relacionado con el efecto fotoeléctrico, en el cual los electrones son emitidos por un material que ha absorbido radiación electromagnética con una frecuencia superior a un umbral específico.

El efecto fotovoltaico se divide en tres procesos fundamentales:

#### Generación de portadores de carga

La absorción de un fotón en un material implica que su energía se utiliza para excitar un electrón desde un nivel de energía inicial  $E_i$  a un nivel de energía superior  $E_f$ . Los fotones solo pueden ser absorbidos si existen niveles de energía electrónica  $E_i$  y  $E_f$  de modo que la diferencia entre ellos sea igual a la energía del fotón, es decir:

En un semiconductor ideal, los electrones pueden poblar niveles de energía por debajo del borde de la banda de valencia ( $E_v$ ) y por encima del borde de la banda de conducción ( $E_c$ ). Entre estos valores no existen estados de energía permitidos para ser ocupados por electrones. Esta diferencia de energía se denomina banda prohibida ( $E_g = E_c - E_v$ ). Sólo los fotones con una energía superior a la banda prohibida del semiconductor contribuirán en el proceso de conversión de energía.

Cuando un electrón se excita de un nivel de energía inicial  $E_i$  a un nivel de energía final  $E_f$ , se crea un vacío en  $E_i$ . Este vacío se comporta como una partícula con carga positiva y se llama "hueco". La absorción de un fotón, por lo tanto, lleva a la creación de un par electrón-hueco, como se ilustra en la figura 2.3.1, y la energía radiante del fotón se convierte en la energía química del par electrón-hueco.

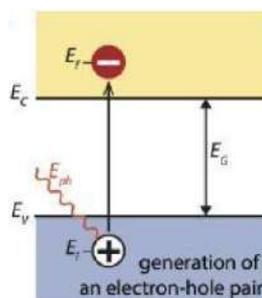


Figura 2.6 - Absorción de un fotón en un semiconductor con brecha de energía  $E_g$

### Separación de los portadores de carga

Después de que se crean los pares electrón-hueco, estos tienden a recombinarse. Esto significa que el electrón vuelve a su nivel de energía inicial  $E_i$ . Cuando esto sucede, la energía puede liberarse como fotón (recombinación radiactiva) o transferirse a otros electrones, huecos o vibraciones del cristal (recombinación no radiactiva).

Para aprovechar la energía de estos pares electrón-hueco en un circuito externo, se requiere una estructura que facilite la separación de los portadores de carga. En las células solares, esta función la cumple la unión pn del semiconductor. Esta permite que los electrones liberados por la luz solar fluyan hacia el lado n (donde hay abundancia de electrones), mientras que los huecos generados vayan hacia el lado p (donde hay déficit de electrones). Esta separación crea un campo eléctrico interno que facilita la generación de una corriente eléctrica.

### Recolección de los portadores de carga

Finalmente, los portadores de carga son extraídos de las células solares mediante contactos eléctricos para que puedan realizar trabajo en un circuito externo. La energía química de los pares electrón-hueco se convierte en energía eléctrica, y los electrones que han circulado por el circuito externo se recombinan con los huecos. [1.2]

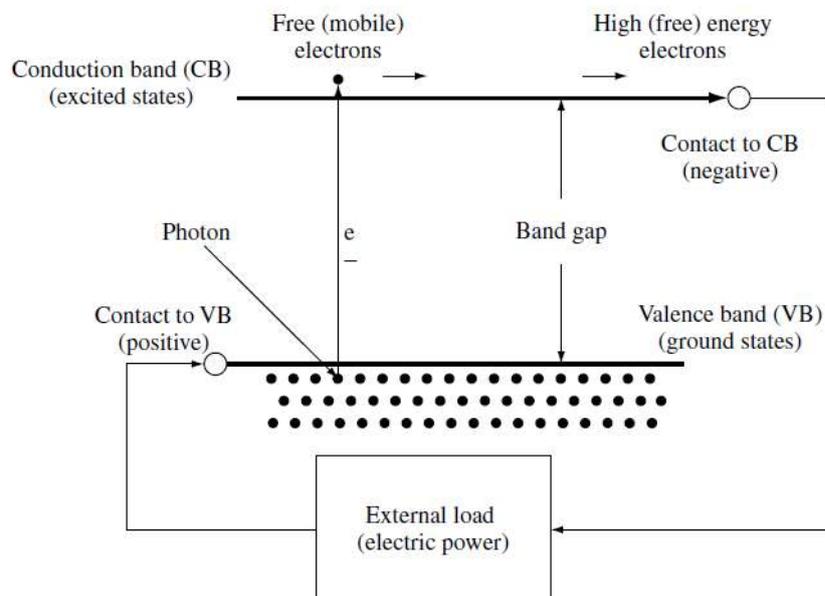


Figura 2.7 - Esquema de una célula solar: Flujo de electrones desde la banda de valencia a la banda de conducción mediante excitación por fotones y extracción por contactos n-dopados y p-dopados.

El silicio es el semiconductor más utilizado en la fabricación de células fotovoltaicas debido a su abundancia y propiedades. Las células fotovoltaicas de silicio dominan el mercado, representando alrededor del 95%. Dentro de las tecnologías basadas en

silicio, se destacan principalmente dos tipos: el silicio monocristalino y el silicio policristalino.

Silicio monocristalino: En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es más complicado y costoso, pero la recombinación de los pares electrón-hueco es considerablemente más reducida. Esta reducida recombinación es un requisito indispensable para los nuevos conceptos de células de alta eficiencia (16% - 19%).

Silicio policristalino: No está formado por un solo cristal. El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero las impurezas e imperfecciones aumentan la recombinación en el sustrato y pueden comprometer el funcionamiento de la célula ante determinadas condiciones de servicio. En términos de eficiencia, las células de silicio policristalino tienen una eficiencia menor que varía entre el 15% y el 18%. [6.1]

La tecnología convencional de silicio cristalino (c-Si), ya sea monocristalino (m-Si) o policristalino (p-Si) se conoce como AL-BSF (Aluminum Back Surface Field).

Actualmente el mercado es dominado por una mejora de la tecnología convencional de silicio que incrementa la eficiencia en ~1% conocida como PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) que puede ser de silicio monocristalino (m-Si PERC) o policristalino (p-Si PERC).

Tanto la tecnología AL-BSF como PERC se conocen como “tipo P”, haciendo referencia a que la misma se construye sobre una base de silicio dopado positivamente.

Las celdas basadas en silicio más eficientes en la actualidad se denominan de “tipo N”, siendo la base el dopaje negativo. Las más populares de “tipo N” son la tecnología PERT (Passivated Emitter Rear Totally Diffuse), HJT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) e IBC (Interdigitated Back Contact)

Por último, se encuentran las celdas de capa delgada (thin film), siendo las más comunes las tecnologías de silicio amorfo (a-Si), telurio de Cadmio (CdTe) y Cobre, Indio, Galio y Selenio (Ci(G)s). [4.2]

## 2.4. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Las células fotovoltaicas son el componente fundamental de los módulos fotovoltaicos. Cada célula genera una corriente eléctrica cuando la luz solar incide sobre ella, y para aumentar la potencia total generada, múltiples células se conectan en serie y/o en paralelo dentro de un panel.

Las células fotovoltaicas son el corazón del panel solar, pero no su único componente. Todas las células requieren de una superficie sobre la cual montarse e interconectarse. Adicionalmente, requieren estar protegidas de la acción de la humedad y la intemperie por lo que están encapsuladas en diferentes materiales como se muestra en la figura siguiente:



Figura 2.8 - Estructura de los componentes que forman un módulo fotovoltaico.

La potencia que entrega un módulo fotovoltaico depende esencialmente de la radiación solar disponible y la temperatura de las células del panel. De esta manera, a los fines de poder caracterizar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico, se han definido condiciones de ensayo estándar o normalizadas denominadas, STC (del inglés, Standard Test Condition) que se enumeran a continuación:

- Temperatura de celda de 25°C.
- Irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>.
- Masa de aire 1.5. La masa de aire cuantifica cuánto se atenúa la energía del sol a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo. Para la condición AM 1.5, se considera que la altura del sol sobre el horizonte es de aproximadamente 41°.

Si bien las STC difícilmente se encuentren en simultáneo en el mundo real, son ampliamente aceptadas por la industria y son las condiciones mediante las cuales se comparan los rendimientos de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

La potencia característica de un módulo fotovoltaico se expresa en “Watt Pico” (Wp) y es la potencia eléctrica que genera en las condiciones STC. Fuera de estas condiciones específicas, el panel solar puede generar mayor o menor potencia, según las condiciones ambientales donde se encuentre instalado.

Cada panel tiene una curva característica que describe su funcionamiento bajo diferentes condiciones de trabajo, denominada “Curva I-V”, la cual muestra la variación de la corriente en función de la tensión. Una curva I-V típica de un módulo fotovoltaico se presenta en la siguiente figura.

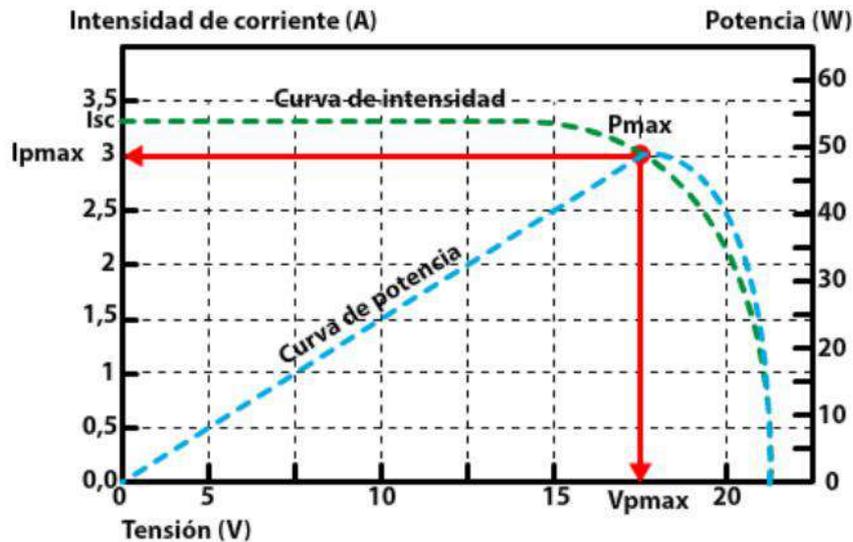


Figura 2.9 - Curva I-V de un módulo fotovoltaico.

La determinación de la curva I-V permite definir los siguientes parámetros característicos de cada panel:

- **$I_{sc}$**  (Short Circuit Intensity): Corriente de cortocircuito. Indica la máxima corriente que se puede extraer del panel. Esta condición se puede obtener cortocircuitando los dos conectores del panel.
- **$V_{oc}$**  (Open Circuit Voltage): Tensión de circuito abierto. Indica la máxima tensión que se puede obtener del panel. Esta condición se da midiendo la tensión del panel sin carga, es decir, con los conectores del panel sin conectar.
- **$I_{mp}$**  (Maximum Power Intensity): Corriente en el punto de máxima potencia. Indica la corriente que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- **$V_{mp}$**  (Voltage of Maximum Power): Tensión en el punto de máxima potencia. Indica la tensión que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- **$P_{max}$** : Máxima potencia que entrega el panel. [3.3]

Para aumentar la capacidad de generación fotovoltaica, es necesario agrupar los paneles fotovoltaicos en arreglos específicos. La conexión entre módulos fotovoltaicos puede hacerse en serie, en paralelo o en una combinación de ambas, cada una con sus ventajas y consideraciones específicas.

Cuando se conectan dos células solares en serie, los voltajes se suman mientras que la corriente se mantiene constante. El voltaje de circuito abierto resultante es el doble que el de una sola célula. Al conectar tres células solares en serie, el voltaje de circuito abierto se triplica, manteniéndose la corriente igual a la de una sola célula. La cantidad de paneles que se pueden conectar en serie está limitada por la máxima tensión de funcionamiento especificada por el fabricante.

En una conexión en paralelo, el voltaje es el mismo para todas las células solares, mientras que las corrientes de las células se suman. Por ejemplo, al conectar tres

células con las mismas características I-V en paralelo, la corriente se triplica, mientras que el voltaje se mantiene igual al de una sola célula.

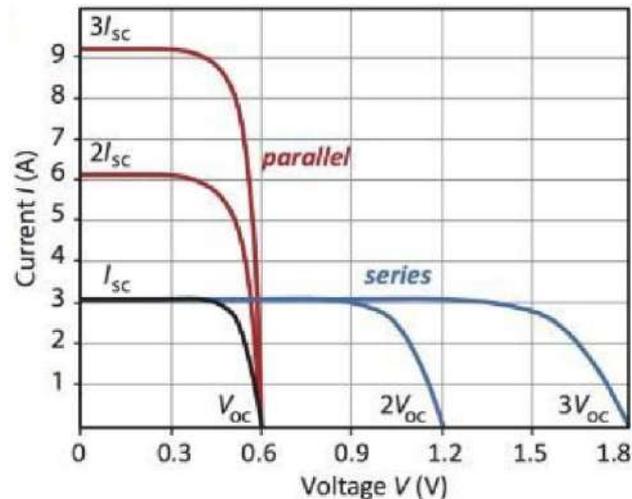


Figura 2.10 - Curvas I-V de celdas solares conectadas en serie y en paralelo.

La conexión serie-paralelo combina ambas ventajas, aumentando tanto la tensión como la corriente del arreglo, maximizando la potencia generada.

Los módulos solares fotovoltaicos tienen integrados los llamados diodos de bypass. En condiciones reales, los módulos pueden verse parcialmente sombreados por objetos cercanos como árboles, chimeneas, edificios vecinos, etc. Este sombreado parcial puede afectar significativamente la energía producida por el módulo solar.

Cuando una célula solar está sombreada, la energía generada se reduce considerablemente. Si todas las células del módulo están conectadas en serie, la corriente total estará limitada por aquella que tenga menor generación. En consecuencia, la célula sombreada determina la corriente máxima que puede fluir a través del módulo. Es decir, el rendimiento general del módulo solar se ve directamente afectado por la célula con menor producción de corriente, reduciendo así la eficiencia del panel en su conjunto. [1.3]

Para mitigar este problema, los módulos solares están equipados con diodos de bypass. Estos diodos se colocan estratégicamente en paralelo con cada célula o grupo de células en el panel. Su función principal es permitir que la corriente fluya alrededor de una célula sombreada o defectuosa, en lugar de pasar a través de ella. De esta manera, los diodos de bypass evitan que la célula sombreada actúe como un cuello de botella para el flujo de corriente en el panel, y aseguran que las células no afectadas por el sombreado puedan continuar generando electricidad a su capacidad máxima, optimizando así la producción total de energía del módulo solar. En los módulos fotovoltaicos comerciales, no todas las células solares tienen un diodo de bypass individual; en su lugar, grupos de células comparten un diodo. Por ejemplo, un módulo con 60 células conectadas en serie puede tener tres diodos de bypass, cada uno compartido por un grupo de 20 células.

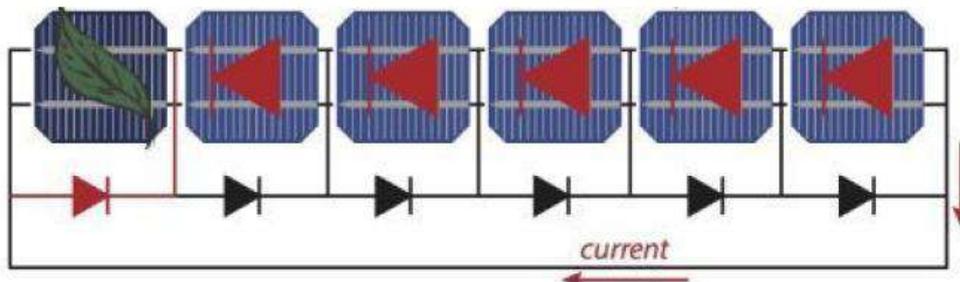


Figura 2.11 - Conexión de diodos de bypass en un módulo fotovoltaico.

## 2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Aunque los paneles solares son el corazón de un sistema fotovoltaico, se requieren muchos otros componentes para un sistema funcional. Los componentes requeridos dependen de si el sistema está conectado a la red eléctrica o si está diseñado como un sistema autónomo. Es necesario diferenciar entre estos sistemas, ya que ambos poseen diferentes características, protecciones y configuraciones. [1.4]

### Sistemas aislados (off-grid)

En los sistemas aislados no existe una conexión a la red eléctrica. Típicamente, un sistema aislado es utilizado para generar energía eléctrica en lugares donde no llega el servicio de distribución, como en parajes rurales.

Estos sistemas dependen únicamente de la energía solar. Pueden consistir solo de módulos fotovoltaicos y una carga, o incluir baterías para el almacenamiento de energía. En este caso, se incorporan otros componentes como controladores de carga e inversores.

Las baterías deben tener suficiente capacidad para almacenar la energía producida durante el día para ser utilizada por la noche y durante períodos de mal tiempo. Aparece entonces el concepto de "días de autonomía", que se refiere a la cantidad de días que el sistema puede suministrar energía sin recibir aporte solar, garantizando así el suministro eléctrico durante días nublados o lluviosos.

Esencialmente, un sistema off-grid posee los siguientes componentes:

- Paneles fotovoltaicos
- Regulador de carga
- Baterías
- Inversor/cargador
- Protecciones
- Cables de interconexión

El esquema de conexionado para el sistema *off grid* es el siguiente:

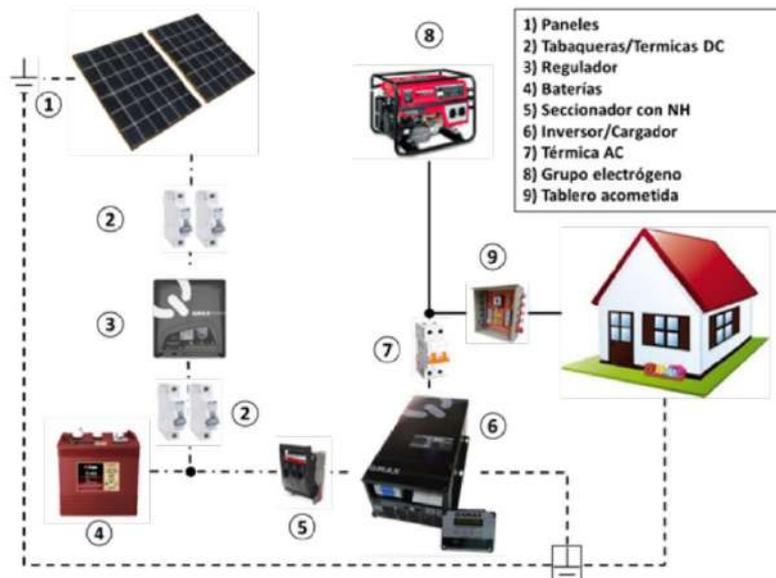


Figura 2.12 - Esquema ilustrativo de sistemas aislados

### Sistemas Conectados a la Red (On-Grid)

Un sistema fotovoltaico conectado a la red se compone básicamente de un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. Estos sistemas representan la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas actualmente desplegadas en el mundo.

A diferencia de los sistemas autónomos, estos sistemas no requieren baterías ni reguladores de carga, lo que los hace relativamente más simples y económicos [3.4].

Un sistema fotovoltaico conectado a red posee los siguientes componentes:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor de red
- Protecciones
- Cables de interconexión
- Medidor bidireccional

El esquema de conexionado para el sistema *on grid* es el siguiente:

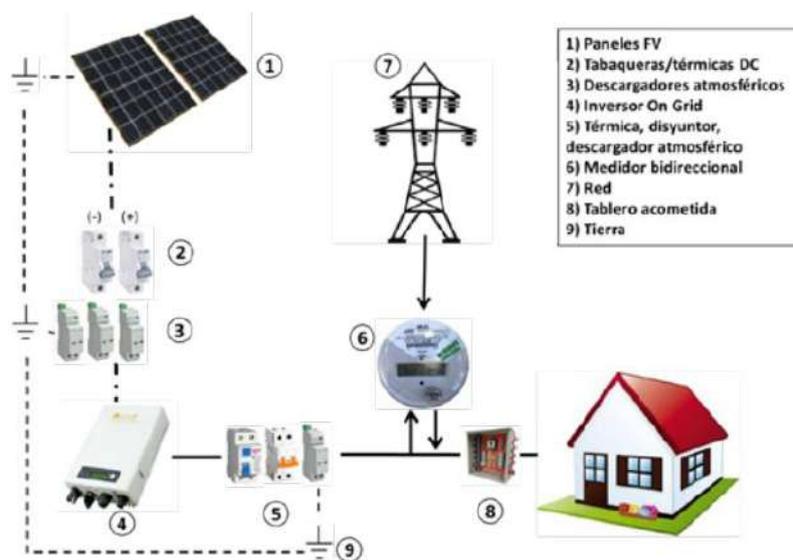


Figura 2.13 - Esquema ilustrativo de sistemas on-grid

## 2.6. REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga es un dispositivo fundamental en los sistemas fotovoltaicos, encargado de gestionar y optimizar la energía producida por los paneles solares y su almacenamiento en baterías.

Las funciones de los reguladores de carga incluyen:

- **Prevención de sobrecarga:** Evitan que las baterías se sobrecarguen, lo que podría acortar su vida útil.
- **Prevención de sobredescarga:** Si hay una salida de corriente continua (CC), desconectan los consumos cuando el estado de carga de las baterías es bajo, protegiéndolas de una sobredescarga.
- **Protección nocturna:** Evitan que las baterías se descarguen a través de los paneles fotovoltaicos durante la noche o cuando la tensión de salida del generador fotovoltaico es inferior a la del banco de baterías.
- **Optimización del régimen de carga:** Proveen el régimen de carga más adecuado para cada tipo de batería, optimizando su rendimiento y durabilidad.
- **Funciones auxiliares:** Pueden incluir monitoreo del nivel de carga de las baterías, visualización de la corriente de carga y descarga, así como la tensión del generador fotovoltaico y del banco de baterías, entre otras. [4.3]

Otra función importante de un controlador solar es gestionar la carga de cada batería y asegurarse de que cada una esté adecuadamente cargada. A medida que las baterías envejecen, la carga de cada una comenzará a variar. Esto significa que algunas baterías se cargarán y descargarán a diferentes ritmos en comparación con otras. Si se deja sin atención, la vida útil total de las baterías se deteriorará. Los

controladores solares inteligentes pueden gestionar estas variaciones equilibrando o igualando las baterías que están cargando.

Si los paneles solares se conectan directamente a la batería sin un regulador, pueden ocurrir dos situaciones potencialmente peligrosas. Por un lado, si el módulo fotovoltaico genera una tensión mayor que la de carga de la batería, esta podría sobrecalentarse hasta el punto de derretirse. Por otro lado, si el panel tiene una tensión menor que la batería, esta podría enviar energía al panel, y generar un aumento de temperatura y daños irreparables. [3.5]

Existen dos tipos principales de reguladores en los sistemas fotovoltaicos: PWM (Pulse Width Modulation) y MPPT (Maximum Power Point Tracking), cada uno con características y ventajas distintas.

Los reguladores PWM representan una tecnología más establecida y económica. Funcionan mediante la reducción gradual de la corriente de carga utilizando la técnica de modulación por ancho de pulso. En lugar de enviar toda la energía directamente a las baterías, el regulador PWM ajusta la cantidad de energía suministrada para evitar sobrecargas. Una de las principales ventajas de los reguladores PWM es su costo accesible, lo que los hace ideales para sistemas más pequeños y aplicaciones con presupuestos limitados. Además, tienen una vida útil prolongada y requieren menos mantenimiento. No obstante, su eficiencia es menor en comparación con los reguladores MPPT, especialmente en condiciones de variación de temperatura y sombras parciales. También necesitan que la tensión de los paneles solares coincida estrechamente con la tensión del banco de baterías, lo que limita su flexibilidad.

Por otro lado, los reguladores MPPT son más avanzados y eficientes. Funcionan rastreando el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, ajustando constantemente la tensión y la corriente para optimizar la transferencia de energía a las baterías. Esto permite aprovechar al máximo la energía generada por los paneles solares, incluso en condiciones de baja irradiación y sombras parciales. La principal ventaja de los reguladores MPPT es su capacidad para aumentar la eficiencia de carga hasta un 30% más que los PWM. Pueden operar con una gama más amplia de tensiones de entrada, lo que permite configuraciones de paneles más variadas y eficientes. Además, son capaces de ajustar automáticamente su rendimiento según las condiciones ambientales, como la temperatura y la irradiancia. Sin embargo, estos reguladores son más costosos tanto en la inversión inicial como en el mantenimiento. [4.3]

La elección entre un regulador PWM y un MPPT depende de varios factores, como el presupuesto, las condiciones de instalación y los requisitos de eficiencia del sistema. Para sistemas pequeños y con presupuesto limitado, los reguladores PWM son adecuados y rentables. En instalaciones más grandes o donde la maximización de la eficiencia es crucial, los reguladores MPPT son la opción preferida, a pesar de su mayor costo inicial.

## 2.7. BATERÍAS

Las baterías son componentes esenciales en cualquier sistema aislado. Son las encargadas de acumular la energía generada por los paneles y las que permiten su entrega cuando es necesario.

Considerando los patrones variables de consumo, se requiere contar con un suministro energético controlable. En este contexto, el almacenamiento de energía desempeña un papel crucial para facilitar la integración de las fuentes renovables, permitiendo convertir una fuente no gestionable, como la solar, en una gestionable.

Las baterías son dispositivos que convierten energía química en energía eléctrica mediante un proceso químico transitorio. Una vez completado este proceso, la batería deja de funcionar y es necesario renovar sus componentes. En términos generales, el funcionamiento básico de todas las baterías se basa en una reacción química que genera una gran cantidad de electrones en su terminal negativo (carga negativa) y una ausencia de electrones en su terminal positivo (carga positiva). Cuando una batería alimenta un circuito, los electrones fluyen desde el terminal negativo hacia el terminal positivo a través del circuito, creando así una corriente eléctrica. [7.1]

Una batería o celda está compuesta por:

- **Ánodo o electrodo negativo:** electrodo donde tiene lugar la oxidación o pérdida de electrones, los cuales son proporcionados al circuito externo. Generalmente se usa un metal tal como el zinc o el litio. Los iones de carga negativa que fluyen hacia el ánodo se llaman aniones.
- **Cátodo o electrodo positivo:** electrodo donde tiene lugar la reducción o ganancia de electrones que vienen del circuito externo. Generalmente se usa un compuesto que es rico en oxígeno, como, por ejemplo, el dióxido de manganeso, óxido de plata, hidróxido de níquel. Los iones de carga positiva que fluyen hacia el cátodo se llaman cationes.
- **Electrolito:** este provee el medio conductor para la transferencia de iones entre ambos electrodos, generalmente se utiliza un líquido como el agua u otros solventes con sales disueltas. Algunas baterías usan electrolitos sólidos los cuales pueden ser materiales cristalinos o amorfos.[8.1]

Existen numerosos tipos de baterías. Éstas difieren en cuanto a los componentes de la celda, como el electrolito, el ánodo y el cátodo. Los distintos tipos de baterías tienen diferentes rangos de temperatura de funcionamiento, costes de fabricación, valores de energía específica (contenido energético por peso de la batería), valores de potencia específica (capacidad de carga), eficiencias y ciclos y vidas útiles. [9.1]

La elección del tipo de batería depende de las necesidades específicas de cada instalación. Entre las opciones más recomendables para sistemas fotovoltaicos están las baterías de plomo ácido y las de iones de litio.

La figura siguiente compara la densidad de energía específica y la densidad de energía volumétrica de varios tipos de celdas de batería. Se observa que las baterías de iones de litio tienen densidades energéticas volumétricas y densidades energéticas específicas relativamente más altas en comparación con las baterías de plomo-ácido, níquel-cadmio y níquel-hidruro metálico. Estas características beneficiosas se suman

a que las baterías de iones de litio tienen tamaños más pequeños y pesos más bajos, para una capacidad dada.

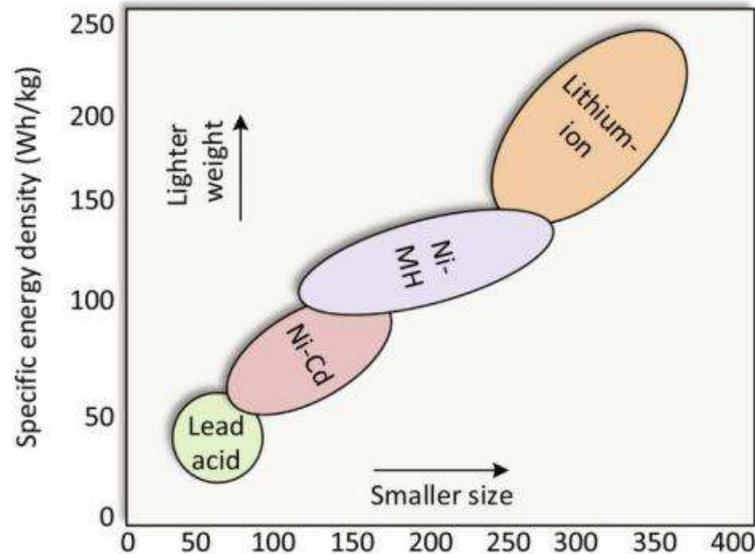


Figura 2.14 - Relación entre densidad de energía específica y densidad de energía volumétrica para distintos tipos de celdas

**Las baterías de plomo-ácido** son un tipo de batería de coste relativamente bajo. Sin embargo, suelen tener energías específicas bajas (cantidad de energía que puede suministrar una batería en comparación con su peso) y el plomo que contienen es tóxico. En la práctica, la energía específica de una batería de plomo-ácido oscila entre 30 y 40 Wh/kg de batería, mientras que el valor teórico medio es de unos 170 Wh/kg.

La vida útil de las baterías de plomo-ácido suele ser de sólo unos cientos de ciclos. El desprendimiento de material activo de la superficie del electrodo y la corrosión son dos de las principales razones de la vida relativamente corta de las baterías de plomo-ácido. La acumulación de sulfato en la superficie del ánodo debido a la alta temperatura y al elevado ritmo de operaciones es otra razón importante de la degradación de las baterías de plomo-ácido. [9.1]

**Las baterías de iones de litio** presentan varias ventajas. En comparación con las baterías químicas normales, tienen una gran capacidad específica y densidad energética, ocupando solo un 20-50% del volumen de una batería química con la misma capacidad. Actualmente, la energía específica de estas baterías es de 150-200 Wh/kg, y se espera que alcance los 250-300 Wh/kg. Permiten un amplio rango de trabajo, manteniendo más del 85% de su capacidad teórica tras un mes en circuito abierto y funcionando de forma estable en un rango de temperaturas de -20 a 55 °C. Además, las baterías de iones de litio son reciclables y reutilizables muchas veces, evitando problemas de cortocircuitos internos y conservando más del 60% de su capacidad teórica después de 1200 ciclos, lo cual es superior a otros tipos de baterías. En comparación con las baterías de metal de litio, son resistentes a cortocircuitos, sobrecargas, sobre descargas e impactos, y pueden cargarse y descargarse

rápidamente. Sin embargo, el costo de los materiales de composición de estas baterías es elevado. [10.1]

Otro aspecto a tener en cuenta es su profundidad de descarga. En el caso de las baterías de plomo-ácido, esta suele ser limitada, entre el 50% y el 80%, para evitar daños y preservar su vida útil. En contraste, las baterías de ion de litio ofrecen una mayor flexibilidad, pudiendo ser descargadas hasta el 100% de su capacidad sin sufrir daños significativos.

## 2.8. INVERSOR

El inversor autónomo tiene la función principal de convertir la corriente continua (CC) del banco de baterías en corriente alterna (CA) para permitir el uso de cargas eléctricas comunes como electrodomésticos, iluminación y motores. Este tipo de inversor es conocido como inversor autónomo o "off grid".

En contraste, en países como Argentina, España, Estados Unidos y Australia, la energía generada por un generador fotovoltaico puede ser inyectada a la red eléctrica mediante un inversor "on grid". Estos inversores deben generar corriente alterna con características idénticas a las de la red a la que están conectados, y deben sincronizarse con ella para evitar perturbaciones. [4.4]

Hay dos opciones para un inversor. Se puede tener un inversor central en el sistema fotovoltaico, conectándose directamente al conjunto de paneles solares en un sistema de conexión a la red o al paquete de baterías en un sistema off grid. Alternativamente, puede tener un sistema de 'microinversores' donde cada panel solar tiene su propio inversor y un controlador de inversores separado gestiona todos los diferentes inversores en su sistema para proporcionar una salida de CA adecuada.

Los paneles solares con microinversores generalmente solo se usan con sistemas de conexión a la red y no son adecuados para sistemas con respaldo de baterías. Para sistemas de conexión a la red, ofrecen algunos beneficios significativos sobre el inversor más tradicional de 'caja grande', aunque el costo inicial es mayor. [11.1]

### Inversores off grid

Factores a considerar al seleccionar un inversor para sistemas autónomos

- **Cantidad de fases:** Los inversores pueden ser monofásicos o trifásicos. Algunos fabricantes ofrecen inversores trifásicos directamente, mientras que otros permiten la conexión de tres inversores monofásicos sincronizados.
- **Potencia nominal:** Es la potencia continua que un inversor puede manejar, especificada para una temperatura ambiente típica de 25 °C. También se especifica la potencia pico, que es la máxima potencia durante un tiempo corto, necesaria para manejar picos de corriente al arrancar motores. Los inversores suelen manejar picos de 2 a 3 veces la potencia nominal durante breves períodos.

- **Eficiencia:** Varía entre el 75% y el 95%, dependiendo de la carga y la temperatura. La eficiencia máxima se mantiene en valores cercanos al 20-60% de la potencia nominal. Inversores con mayor potencia nominal suelen tener una mejor eficiencia relativa.
- **Consumo en vacío:** Los inversores pueden consumir hasta un 1,5% de su potencia nominal sin carga, aunque algunos modelos en reposo reducen este consumo a 0,2%.
- **Corriente de entrada:** La corriente de entrada es aproximadamente 18,3 veces la corriente de salida en un sistema de 12 VCC a 220 VCA, y puede ser considerablemente mayor en la práctica debido a pérdidas de conversión y estado de carga de las baterías.
- **Factor de Cresta:** Es la relación entre la corriente nominal eficaz y el pico máximo que el inversor puede soportar. Típicamente, el factor de cresta varía entre 2,5:1 y 3:1, permitiendo al inversor manejar cargas no lineales.
- **Tensión de salida y Frecuencia:** Los inversores monofásicos en Argentina deben entregar 220 VCA con una variación máxima de  $\pm 3\%$ , y los trifásicos 220 V/380 V con la misma variación. La frecuencia debe ser de 50 Hz con un rango de  $\pm 0,5\%$ .
- **Forma de onda de salida:** La forma de onda se relaciona con la calidad de la señal de corriente alterna (CA) que proporciona un inversor. Idealmente, la forma de onda es sinusoidal. Los primeros inversores ofrecían onda cuadrada o sinusoidal modificada, pero actualmente se utilizan inversores de onda sinusoidal pura debido a su mejor desempeño y menor interferencia. [4.4]

### Inversores on grid

Los inversores de conexión a la red deben trabajar en conjunto con ella para poder exportar electricidad. La forma de onda sinusoidal pura de CA generada por el inversor debe estar perfectamente sincronizada con la forma de onda de la red. Estos inversores tienen una característica de seguridad adicional para cortar la energía del conjunto de paneles solares si la red se apaga.

Los inversores de conexión a la red están conectados directamente a los paneles solares. En un sistema en serie, esto significa que el voltaje de entrada de los paneles puede fluctuar enormemente, a menudo subiendo o bajando en varios cientos de voltios en un instante. Los inversores que no son de conexión a la red no pueden hacer frente a tales saltos de voltaje masivos.

Algunos de los parámetros más importantes a considerar a la hora de seleccionar un inversor de conexión a la red son:

- **Tensión de entrada:** El inversor deberá soportar un amplio rango de tensión para hacer frente a la gran fluctuación de tensión que puede proporcionar un conjunto de paneles solares. A partir de este rango, se puede identificar cuántos paneles solares puede manejar el inversor cuando están conectados en serie.

- **Potencia nominal:** Hay dos potencias nominales en un inversor de conexión a la red:
  - Potencia de entrada: la cantidad mínima y máxima de energía que el inversor puede aceptar del conjunto de paneles solares.
  - Potencia de salida: la cantidad máxima de energía y corriente que el inversor puede generar como salida de CA.
- **Seguimiento de potencia:** La eficiencia del conjunto de paneles solares depende de qué tan eficientemente maneja el inversor las fluctuaciones de voltaje. El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) puede proporcionar un 15-20% adicional de energía en comparación con los inversores que no tienen MPPT.
- **Información de diagnóstico e informes:** Casi todos los inversores proporcionan un nivel de información de diagnóstico e informes, ya sea utilizando una pequeña pantalla incorporada en la unidad, una serie de LED en el panel frontal o una unidad de monitoreo separada que se conecta. [11.2]

### 3. CULTIVO Y ZONA OBJETIVO

En la provincia de Buenos Aires, una de las regiones agrícolas más productivas de Argentina, la papa es uno de los cultivos destacados. Aproximadamente entre el 15% y el 20% de la superficie agrícola provincial se dedica a este cultivo, subrayando su importancia en la producción regional.

La relevancia de la papa en la provincia de Buenos Aires se evidencia también en la significativa demanda industrial, que representa entre el 20% y el 30% de la producción total de este cultivo. La provincia aporta el 82% de la producción nacional, con aproximadamente 15.000 hectáreas que generan alrededor de 765.000 toneladas de papa. [12.1] En este contexto, se debe tener en cuenta la reciente incorporación en Mar del Plata de Lamb Weston, uno de los mayores productores y procesadores del mundo de papas fritas congeladas. La empresa utilizará principalmente materia prima proveniente de la región, incluyendo áreas como Mar del Plata, Batán, Balcarce y Tandil, y se estima que procesarán unas 120.000 toneladas anuales de papa, resaltando aún más la relevancia de este cultivo.

Debido a su importancia y alta demanda, se ha decidido utilizar la papa como cultivo objetivo para este proyecto, por lo que el consumo del sistema de riego será calculado a partir de sus requerimientos hídricos.

Teniendo esto en cuenta, se selecciona Balcarce como zona objetivo debido a que es la localidad que lidera la producción de papa en la provincia. Específicamente, se toma como referencia un campo de 7 hectáreas, ubicado en las coordenadas -37.8685, -58.2396. Esta extensión y ubicación serán utilizadas para determinar datos relevantes para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.



Figura 3.1 - Campo de referencia

Además, se cuenta con una superficie disponible de aproximadamente 3500 m<sup>2</sup> sin sombras para la ubicación de los módulos fotovoltaicos.

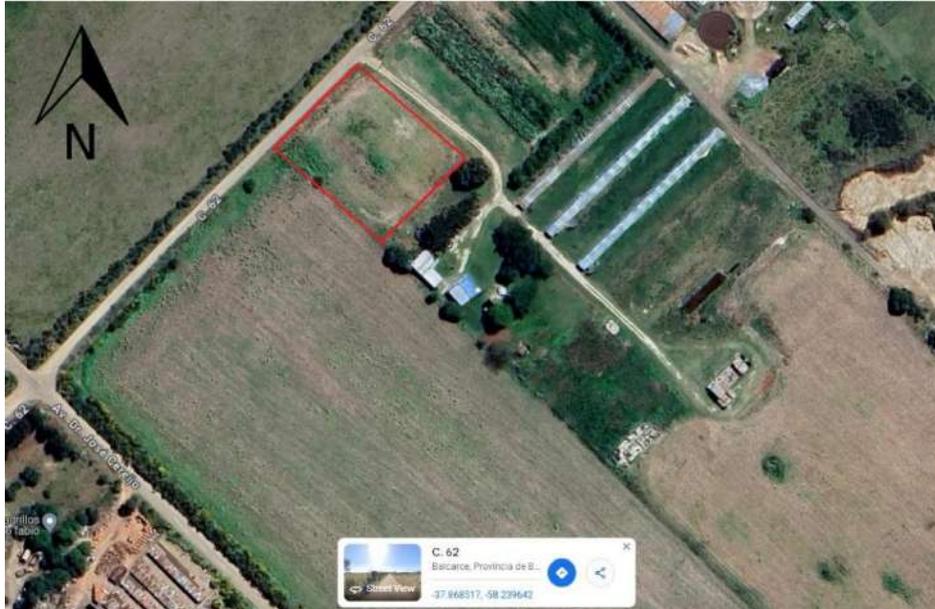


Figura 3.3.1 - Superficie de emplazamiento de la instalación fotovoltaica

## 4. DIMENSIONAMIENTO DE CARGA

El método de riego a utilizar se basa en el sistema de aspersion, el cual se ejecuta mediante la distribución de aspersores a lo largo y ancho del terreno destinado a ser regado. Este método aplica agua sobre la totalidad de la superficie del suelo en forma de lluvia, utilizando para ello una red de riego que permite conducir el agua con la presión adecuada hasta los elementos encargados de aplicarla, los aspersores. Esta tecnología permite la dispersión controlada y eficiente del agua sobre la zona específica de cultivo, asegurando una cobertura uniforme y óptima.

La bomba hidráulica es la encargada de extraer agua desde fuentes como pozos, ríos o embalses, aumentando su presión para facilitar el transporte a través de tuberías hasta los aspersores. La presión generada por la bomba es esencial para garantizar una distribución uniforme y eficaz del agua sobre la zona de cultivo.

### 4.1. FECHAS DE SIEMBRA

Las principales zonas productoras de papa en Argentina tienen diferentes épocas de plantación y comercialización:

- **Plantación temprana:** Se realiza en los meses de junio y julio, con una comercialización que ocurre entre octubre y noviembre, abarcando la temporada invierno-primaveral. Las provincias productoras principales incluyen Tucumán, Salta, Jujuy, Corrientes y Misiones.
- **Plantación semi-temprana:** Se lleva a cabo en junio y julio, y la comercialización tiene lugar de octubre a diciembre. Esta variedad generalmente se cultiva en los mismos lotes que la papa tardía. Las provincias productoras son el norte de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Santa Fe y Tucumán.
- **Plantación semi-tardía:** Se efectúa en octubre y noviembre, y abastece el mercado durante un período prolongado, desde enero hasta octubre. Las regiones y provincias productoras incluyen el sudeste de Buenos Aires, Mendoza, Río Negro y Chubut.
- **Plantación tardía:** Se realiza en febrero, para abastecer el mercado de junio a noviembre. Las provincias productoras son Córdoba, Mendoza y Santa Fe.

En la provincia de Buenos Aires, el 90% de la superficie destinada al cultivo de papa se siembra de forma semi-tardía, con las principales zonas productoras ubicadas en el sudeste, incluyendo los partidos de Balcarce, General Alvarado, Lobería y Tandil. Esto quiere decir, que la siembra se realiza entre los meses de octubre y noviembre, y la cosecha a partir de marzo. [12.2]

## 4.2. REQUERIMIENTO HÍDRICO

Las necesidades hídricas de los cultivos se consideran representadas por la evapotranspiración (ET), que incluye por una parte el agua que los cultivos extraen del suelo a través de las raíces y pasa a la atmósfera por las hojas, y por otra la evaporación directa desde el suelo.

El cálculo de la evapotranspiración se realiza a partir del producto de la denominada evapotranspiración de referencia (ET<sub>r</sub>), que recoge principalmente la influencia del clima, y del coeficiente de cultivo (K<sub>c</sub>) que depende de cada cultivo y su estado de desarrollo.

Los valores de evapotranspiración de referencia (ET<sub>r</sub>) se dan en milímetros al día (mm/día) y normalmente proceden de valores medios mensuales. Sin embargo, habrá días o grupos de días en los que los valores de ET<sub>r</sub> serán mayores que estas medias mensuales, y por tanto serán mayores las necesidades de riego.

La instalación de riego deberá poder satisfacer los requerimientos hídricos del cultivo en los períodos en que dichas necesidades son máximas. Por esto, para el diseño de las instalaciones de riego por aspersión, los valores de ET<sub>r</sub> procedentes de medias mensuales deben multiplicarse por 1.15.

Se calcularán así valores de ET y se elegirá el mayor de los obtenidos para el diseño de la instalación. Este valor máximo de ET se denomina evapotranspiración de diseño (ET<sub>d</sub>). [13.1]

Se obtuvieron los datos de la evapotranspiración de referencia para la localidad de Balcarce y el coeficiente de cultivo de la papa. A partir de estos datos, se calcula la evapotranspiración, y se le aplica un factor de corrección de 1.15:

Tabla 4.2.1 - Evapotranspiración y coeficiente de cultivo mensual [14.1]

	ET <sub>r</sub> [mm/mes]	K <sub>c</sub>	ET [mm/mes]	ET [mm/día]
<b>Enero</b>	150	1	150	5.56
<b>Febrero</b>	120	1.1	132	5.42
<b>Marzo</b>	100	0.7	70	2.60
<b>Abril</b>	60	-	-	-
<b>Mayo</b>	40	-	-	-
<b>Junio</b>	30	-	-	-
<b>Julio</b>	30	-	-	-
<b>Agosto</b>	40	-	-	-
<b>Septiembre</b>	60	-	-	-
<b>Octubre</b>	90	0.4	36	1.34
<b>Noviembre</b>	120	0.5	60	2.30
<b>Diciembre</b>	150	0.8	120	4.45

La ET de diseño representa las necesidades netas de riego máximas, esto es, la cantidad de agua que necesita el cultivo para no disminuir su desarrollo en períodos de máxima necesidad.

Una vez obtenidas las necesidades netas de riego, se deben obtener las necesidades brutas de riego, es decir, la cantidad de agua que hay que aplicar para que, restando las pérdidas que se ocasionan durante el riego, el cultivo disponga de la que necesita. Para calcular las necesidades brutas basta con dividir las necesidades netas de riego entre la eficiencia de aplicación del riego. [13.1]

Para el caso del proyecto, se asume una eficiencia del 85%:

$$\text{Necesidades brutas de riego} = \frac{\text{Necesidades netas de riego}}{\text{Rendimiento}} \quad (4.2.1)$$

$$\text{Necesidades brutas de riego} = \frac{5.56 \left[ \frac{\text{mm}}{\text{día}} \right]}{0.85} = 6.54 \left[ \frac{\text{mm}}{\text{día}} \right]$$

#### 4.3. MARCO DE LOS ASPERSORES

El marco es la separación entre los aspersores del mismo ramal de aspersión y entre dos ramales consecutivos, y determina el solape entre las zonas regadas por aspersores contiguos. Con el objetivo de conseguir una lluvia uniforme se elegirá conjuntamente el tipo de aspersor y el marco, tratando de evitar que las zonas más alejadas de los aspersores reciban menos agua.

Los marcos más frecuentes son el cuadrado, el rectangular y el triangular o al trespelillo. La superficie del suelo que riega cada aspersor según cada uno de estos marcos está determinada por la distancia entre aspersores y ramales. [13.2]

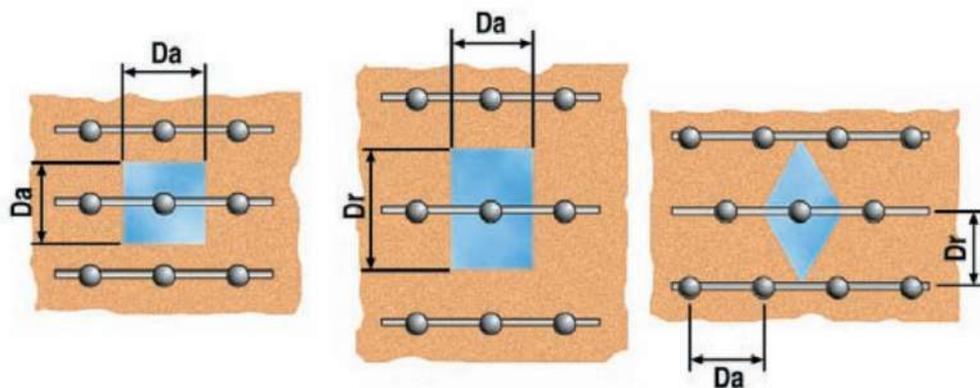


Figura 4.3.1 - Disposiciones de marcos más habituales

#### 4.4. SELECCIÓN DE ASPERSORES

Para el cálculo de la potencia requerida por el sistema de riego, se decide utilizar como referencia el aspersor VYR - 16, el cual tiene un caudal de 900 [l/h], y un radio de alcance de 10 metros.

Tabla 4.4.1 - Parámetros aspersores VYR

RECOMENDACIONES	VYR-16 VYR-25	VYR-35 VYR-36	VYR-60 VYR-66	VYR-70 VYR-56	VYR-70V VYR-56	VYR-155 VYR-144	VYR-150 VYR-160	VYR-100
Conexión	1/2"	3/4"	3/4"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/4"	2"
Caudal medio recomendado	900	1800	1800	2200	3600	4500	4500	5500
Presión media recomendada	1,5	3,5	3,5	4	4	5	5	5
Alcance	10	14	14	15	19	25	25	32
Marcos recomendados	T 12X12	T 18x18	T 18X18	T 18X21	T 21X21	T 28X28	T 28X28	T 32X32

Siguiendo las recomendaciones del fabricante, se adoptará un marco triangular de configuración 12 x 12.

La superficie a cargo de cada aspersor será:

$$Superficie = 2 \times \frac{D_a \times D_r}{2} \quad (4.4.1)$$

$$Superficie = 2 \times \frac{12 [m] \times 12 [m]}{2} = 144 [m^2]$$

#### 4.5. LLUVIA MEDIA DEL SISTEMA

La lluvia media es la intensidad de lluvia que se aplica con una instalación de riego por aspersión, suponiendo que el agua se reparte de manera completamente uniforme. Se suele expresar en milímetros por hora (mm/h). Para calcularla se debe conocer el caudal que suministran los aspersores y la superficie que riega cada uno de ellos [13.3]:

$$Lluvia\ media = \frac{Caudal [l/h]}{Superficie [m^2]} \quad (4.5.1)$$

$$Lluvia\ media = \frac{900 [l/h]}{144 [m^2]} = 6.25 [mm/h]$$

#### 4.6. FRECUENCIA Y TIEMPO DE RIEGO

El intervalo entre riegos es el tiempo transcurrido entre la aplicación de un riego y el siguiente. Cuanto menor sea dicho intervalo, mayor será la frecuencia de riegos.

En general, no es conveniente que el intervalo entre riegos sea mayor de una semana cuando las necesidades hídricas son máximas, pudiendo llegar a las dos semanas al inicio y final del cultivo.

El tiempo de riego es el período durante el cual la instalación debe operar para satisfacer las necesidades hídricas brutas del cultivo. Se determina dividiendo dichas necesidades por la lluvia media. Para el diseño, se considera el tiempo requerido en el momento de máxima demanda hídrica.

Para este proyecto, se decide utilizar un intervalo de riego de 4 días en períodos de máxima demanda. Por lo tanto, el tiempo de riego será:

$$\text{Tiempo de riego} = \frac{\text{Necesidad brutas de riego [mm]} \times n^{\circ} \text{ de días sin regar}}{\text{Lluvia media [mm/h]}} \quad (4.6.1)$$

$$\text{Tiempo de riego} = \frac{6.54 \text{ [mm]} \times 4}{6.25 \text{ [mm/h]}} = 4.2 \text{ horas}$$

Una práctica habitual es dividir al sistema en más de una unidad de riego con el objetivo de reducir la potencia requerida por la bomba hidráulica. Es preciso diferenciar entre el tiempo de riego de cada una de tales unidades y el tiempo total de riego. [13.4].

En este proyecto, se ha determinado que los períodos de mayor demanda hídrica ocurren en enero y febrero, con una estimación de 13 horas de luz solar diarias. Esto permite organizar el riego en 3 turnos por día.

Durante los períodos críticos, considerando un intervalo de riego de 4 días, el riego se distribuye en 3 días, formando un total de 9 turnos. Dado que el área cultivable es de 7 hectáreas, cada turno abarcará aproximadamente 0.75 hectáreas, completando el ciclo en 3 días.

#### 4.7. POTENCIA REQUERIDA

La potencia requerida por la bomba hidráulica sumergible es entregada por un motor eléctrico.

Un efecto que debe tomarse en cuenta para el cálculo de potencia es la pérdida de carga. A medida que el agua dotada de presión circula por las tuberías y atraviesa los distintos elementos del sistema, va perdiendo parte de dicha presión debido al rozamiento. [13.5] Además, se debe considerar la altura de succión de la bomba. Para

la zona de Balcarce, se puede estimar una altura de succión para aguas subterráneas de 20 metros. [15]

Para este proyecto, se supondrá un valor de pérdida de carga de  $h_f = 15\%$ , y un rendimiento para el motor eléctrico y bomba hidráulica de  $\eta_{motor} = \eta_{bomba} = 0.85$ .

La potencia requerida se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$W_{carga}[kW] = 0.0098 \times \frac{H_{MT}[m] \times Q [l/s] \times N_{asp}}{\eta_{motor} \times \eta_{bomba}} \quad (4.7.1)$$

En donde:

- $H_{MT}$  es la altura manométrica total considerando la pérdida de carga y la altura de succión

$$H_{MT} = \left( \frac{\text{Presión [Pa]}}{\rho \times g} + H_{succión} \right) \times (1 + h_f) \quad (4.7.2)$$

$$H_{MT} = \left( \frac{1.5 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] \times 98066.5 \left[ \frac{Pa \times cm^2}{kg} \right] + 20 [m]}{1000 \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \times 9.81 \left[ \frac{m}{s^2} \right]} \right) \times (1 + 0.15) = 40.2 [m]$$

- $Q$  es el caudal del aspersor en [l/s]

$$Q \left[ \frac{l}{s} \right] = \frac{900 \left[ \frac{l}{h} \right]}{3600} = 0.25 \left[ \frac{l}{s} \right]$$

- $N_{asp}$  es la cantidad de aspersores por grupo de riego:

$$N_{asp} = \frac{7 \text{ hectáreas}}{9 \text{ grupos}} \times \frac{\text{Superficie hectárea [m}^2\text{]}}{\text{Superficie a cargo de cada aspersor [m}^2\text{]}} \quad (4.7.3)$$

$$N_{asp} = \frac{7}{9} \times \frac{10000 [m^2]}{144 [m^2]} \cong 54 \text{ aspersores}$$

Reemplazando:

$$W_{carga MAX} [kW] = 0.0098 \times \frac{40.2 [m] \times 0.25 \left[ \frac{l}{s} \right] \times 54}{0.85 \times 0.85} = 7.36 [kW]$$

El dimensionamiento del sistema se realizará para una potencia normalizada de 7.5 [kW]

#### 4.8. PERFIL DE CARGA

Como se mencionó anteriormente, el riego se distribuirá en 9 grupos, con una duración de 4.2 horas por grupo y una potencia de 7.5 [kW].

Esta distribución uniforme es la que permite tener un perfil de consumo constante a lo largo del día. El riego se realizará entre las 6:30 y 19:30 aproximadamente, y a otras horas la potencia requerida será nula.

Sabiendo que el intervalo de riego es de 4 días y que el ciclo de riego se completa en 3, habrá un día sin consumo de carga.



Figura 4.8.1 - Perfil de carga diario

#### 4.9. CONSUMO ENERGÉTICO

El período de máxima exigencia hídrica se presenta entre enero y febrero. Durante estos meses, se aprovechan al máximo las horas de luz solar y se distribuye el riego en la mayor cantidad de grupos posibles con el objetivo de reducir la potencia requerida de la bomba. Para el resto de los meses, con menor demanda hídrica, el tiempo de riego disminuye. Así, aunque la bomba seguirá operando con la potencia calculada para enero y febrero, el ciclo de riego se completará más rápido.

Se confecciona la siguiente tabla:

Tabla 4.9.1 - Tiempos de riego mensuales

Mes	ET [mm/día]	Requerimientos hídricos	Tiempo de riego
Enero	5,56	6,54	4,2

Febrero	5,42	6,38	4,1
Marzo	2,6	3,06	2,0
Abril	-	-	-
Mayo	-	-	-
Junio	-	-	-
Julio	-	-	-
Agosto	-	-	-
Septiembre	-	-	-
Octubre	1,34	1,58	1,0
Noviembre	2,3	2,71	1,7
Diciembre	4,45	5,24	3,4

El consumo energético diario se calcula a partir de la potencia consumida, la cantidad de grupos por día, y el tiempo de riego de cada uno de ellos.

$$E_{carga} = W_{carga} \times G_d \times t_R \quad (4.9.1)$$

En donde:

- $W_{carga}$ : Potencia requerida diaria por mes
- $G_d$ : Grupos de riego por día
- $t_R$ : Tiempo de riego

Se obtiene entonces:

Tabla 4.9.2 - Consumo energético diario mensual

Mes	Tiempo de riego	Numero de grupos	Consumo energético [kWh/día]
Enero	4,2	3	94,2
Febrero	4,1	3	91,8
Marzo	2,0	3	44,0
Abril	-	-	-
Mayo	-	-	-
Junio	-	-	-
Julio	-	-	-
Agosto	-	-	-
Septiembre	-	-	-
Octubre	1,0	3	22,7
Noviembre	1,7	3	39,0
Diciembre	3,4	3	75,4

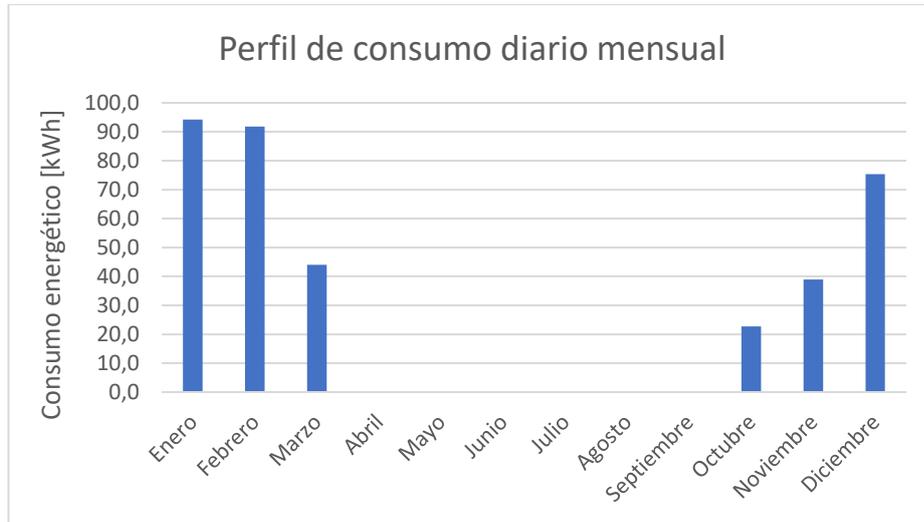


Figura 4.9.1 - Perfil de consumo diario mensual

## 5. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID CON BATERÍA

### 5.1. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIAS

Un factor importante a tener en cuenta a la hora de dimensionar el sistema fotovoltaico es la eficiencia de cada uno de los componentes involucrados. El generador deberá producir suficiente energía como para contrarrestar las pérdidas en el sistema completo (disminución de rendimiento por temperatura, sombras, cableado, regulador de carga, inversor, baterías, etc.) y además alimentar el consumo.

#### 5.1.1. EFICIENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

##### Eficiencia por temperatura

Como se mencionó anteriormente, a fines de poder caracterizar el funcionamiento del módulo fotovoltaico, se han definido condiciones de ensayo estándar denominadas STC. La potencia característica de un módulo fotovoltaico es la potencia que genera bajo estas condiciones. Dependiendo del entorno en donde se encuentre instalado, el panel solar puede generar una potencia distinta a la característica.

La eficiencia por temperatura ( $\eta_{temp}$ ) refleja las pérdidas de potencia del generador fotovoltaico cuando la temperatura de operación supera los 25 °C (STC). A medida que la temperatura aumenta, el rendimiento del sistema disminuye.

$$\eta_{temp} = \frac{W_p}{W_{p\ nom}} = 1 + \Delta T \times \frac{C_d}{100\%} = 1 + (T_{T_{med}} - 25^\circ C) \times \frac{C_d}{100\%} \quad (5.1.1)$$

En donde:

- $W_p$  : Potencia pico del generador fotovoltaico, función de la temperatura de trabajo
- $W_{p\ nom}$  : Potencia pico nominal del generador fotovoltaico bajo condiciones STC
- $\Delta T$  : Diferencia de temperatura de trabajo sobre los 25°C
- $C_d$  : Coeficiente de degradación en potencia del generador fotovoltaico.
- $T_{T_{med}}$  : Temperatura de trabajo media

La temperatura de trabajo media  $T_{T_{med}}$  se determina por el equilibrio térmico entre el calor generado en el panel debido a la incidencia del sol y el intercambio de calor por conducción, convección y radiación con el ambiente. Para su cálculo, el fabricante del panel fotovoltaico proporciona un parámetro llamado Temperatura Nominal de Operación de la Célula (TONC).

La temperatura de trabajo se obtiene de la siguiente manera:

$$T_{T_{med}} = T_a + R \times \frac{TONC - 20^{\circ}C}{800 \text{ W/m}^2} \quad (5.1.2)$$

En donde:

- $T_a$ : Temperatura ambiente
- $R$ : Valor de la irradiancia
- $TONC$ : Temperatura de operación nominal de la célula

Para el cálculo de la temperatura de trabajo, se utilizará la temperatura media mensual de enero, las características térmicas del módulo fotovoltaico seleccionado en la sección 5.2.5 y, para simplificación de cálculo, el valor estándar de irradiancia de ensayo TONC ( $R_{TONC} = 800 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$ ):

Tabla 5.1.1 - Valores de temperatura media localidad de Balcarce [16]

Promedio	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Máxima [°C]	28	27	24	20	16	13	12	15	17	20	23	27
Media [°C]	21	20	18	14	10	7	6	8	10	13	16	19
Mínima [°C]	14	14	12	8	5	3	2	3	5	7	10	12

Tabla 5.1.5.1.2 - Características térmicas módulo AS-6P AMERISOLAR

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of $P_{max}$	-0.39%/°C
Temperature Coefficients of $V_{OC}$	-0.30%/°C
Temperature Coefficients of $I_{sc}$	0.05%/°C

Reemplazando:

$$T_{T_{med}} = 21^{\circ}C + 800 \frac{W}{m^2} \times \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} = 46^{\circ}C$$

Por lo tanto, el rendimiento por temperatura será:

$$\eta_{temp} = 1 + (46^{\circ}C - 25^{\circ}C) \times \frac{-0.39\%/^{\circ}C}{100\%} = 0.922$$

### Eficiencia por tolerancia

Otro factor a tener en cuenta es la eficiencia debido a las pérdidas por tolerancia de los paneles fotovoltaicos ( $\eta_{tol}$ ), la cual se refiere a cuánto puede variar la potencia real del módulo respecto a la potencia nominal especificada.

En el caso del módulo seleccionado en la sección 5.2.5, el fabricante aclara que se tiene una tolerancia de  $\pm 3\%$ . Por lo tanto, la eficiencia real del módulo puede variar entre  $\eta_{tol} = 0.97$  y  $\eta_{tol} = 1.03$ . La eficiencia promedio será entonces:

$$\eta_{tol} = 1$$

#### Eficiencia por suciedad

La acumulación de polvo, arena, hojas, excrementos de aves y otros residuos bloquea la radiación solar que incide sobre las celdas fotovoltaicas, disminuyendo así el rendimiento del panel. La magnitud de esta reducción depende de varios factores, como el tipo de suciedad, la frecuencia de limpieza y las condiciones climáticas.

Típicamente se utiliza un factor de 0.9 para sitios muy sucios y una pérdida de 0.95 para sitios relativamente limpios que experimentan lluvias regulares. Para el caso de este proyecto, al tratarse de una instalación agrícola, se trabajará con una eficiencia de:

$$\eta_{suc} = 0.9$$

#### Eficiencia por orientación y sombras

Otro aspecto perjudicial en la generación de energía son las pérdidas anuales por sombras. En el caso de este proyecto, se cuenta con suficiente espacio para asegurar que no haya sombras que incidan sobre los módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, las pérdidas por sombras se eliminan por completo.

$$\eta_{somb} = 1$$

#### Eficiencia debido al punto de operación del módulo

Este factor tiene en cuenta las pérdidas de potencia del generador fotovoltaico debido a no operar en su punto de máxima potencia (MPP). La eficiencia  $\eta_{MPP}$  dependerá de la tecnología de regulador de carga empleado (PWM o MPPT) y de las características intrínsecas de los mismos.

En el caso de este proyecto se trabajará con un regulador de carga MPPT. Se deberá contemplar que el seguimiento del punto de máxima potencia posee un error de entre 1% y 2%. El valor de la eficiencia de punto de máxima potencia para reguladores MPPT puede estimarse de 98%.

$$\eta_{MPP} = 0.98$$

#### Eficiencia resultante del módulo

A partir de los datos obtenidos anteriormente, se puede obtener la eficiencia total del panel fotovoltaico.

$$\eta_{módulo} = \eta_{temp} \times \eta_{tol} \times \eta_{suc} \times \eta_{orien} \times \eta_{somb} \times \eta_{MPP} \quad (5.1.3)$$

$$\eta_{módulo} = 0.922 \times 1 \times 0.9 \times 1 \times 0.98 = 0.813$$

### 5.1.2. EFICIENCIA EN CABLEADO Y EQUIPOS

#### Regulador de carga

El regulador de carga tiene pérdidas energéticas causadas por el autoconsumo y efecto Joule. Para un regulador MPPT, este rendimiento suele estar alrededor del 95%.

$$\eta_{MPPT} = 0.95$$

#### Batería

Pérdida de rendimiento debido a la carga y descarga de las baterías. Para baterías del tipo plomo-ácido como las utilizadas en este proyecto, la eficiencia suele estar alrededor del 80%.

$$\eta_{Bat} = 0.8$$

#### Inversor

En el caso del inversor, su eficiencia suele estar entre el 85% y el 95%.

$$\eta_{inv} = 0.95$$

#### Cableado

Pérdida de rendimiento debido a las caídas de tensión en cables y terminales provocadas por efecto Joule. Se recomienda que la caída de tensión sea siempre inferior al 1%. Por lo tanto:

$$\eta_{cableado} = 0.99$$

### 5.1.3. EFICIENCIA TOTAL DEL SISTEMA

En base a las eficiencias individuales, puede estimarse la eficiencia total del sistema ( $\eta_{total}$ ):

$$\eta_{Total} = \eta_{módulo} \times \eta_{MPPT} \times \eta_{Bat} \times \eta_{inv} \times \eta_{cableado} \quad (5.1.4)$$

$$\eta_{Total} = 0.813 \times 0.95 \times 0.8 \times 0.95 \times 0.99 = 0.58$$

## 5.2. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

### 5.2.1. REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS

Como se mencionó anteriormente, el sistema fotovoltaico deberá producir suficiente energía para alimentar la carga y contrarrestar las pérdidas en el sistema. Con el cálculo de la eficiencia, se puede determinar la energía requerida para lograr esto.

Además, se deberá considerar la energía necesaria para la recuperación del sistema de baterías. En el caso del proyecto, el intervalo de riego es de 4 días y el ciclo se completa en 3. Por lo tanto, habrá un día sin consumo destinado a la carga de las baterías y no será necesario aumentar el requerimiento energético del generador.

Se aplicará también un factor de seguridad  $\alpha_{seg} = 1.1$ , que contempla factores como la degradación por potencia del módulo, errores en la toma de datos de irradiancia, etc.

La energía requerida será:

$$E_{req} = \frac{E_{carga}}{\eta_{Total}} \times \alpha_{seg} \quad (5.2.1)$$

Se obtiene entonces:

Tabla 5.2.1 - Energía requerida diaria mensual

Mes	Consumo energético [kWh]
Enero	178,7
Febrero	174,1
Marzo	83,5
Abril	0
Mayo	0
Junio	0
Julio	0
Agosto	0
Septiembre	0
Octubre	43,1
Noviembre	73,9
Diciembre	143,0

### 5.2.2. ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN

Dependiendo de los valores de inclinación y orientación, el panel puede proporcionar una mayor o menor cantidad de energía a lo largo del año. Para sistemas instalados en el hemisferio sur, la orientación hacia el Norte es la óptima.

La inclinación ( $\beta$ ) se refiere al ángulo que forma la superficie de los paneles con respecto al plano horizontal. Su valor puede ser de  $0^\circ$  para paneles colocados de manera horizontal y de  $90^\circ$  para aquellos dispuestos de manera vertical. Por otro lado, la orientación o acimut ( $\gamma$ ) representa el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar. Valores comunes incluyen  $0^\circ$  para paneles orientados al Norte,  $+90^\circ$  para los orientados al Este y  $-90^\circ$  para aquellos orientados al Oeste. [3.6]

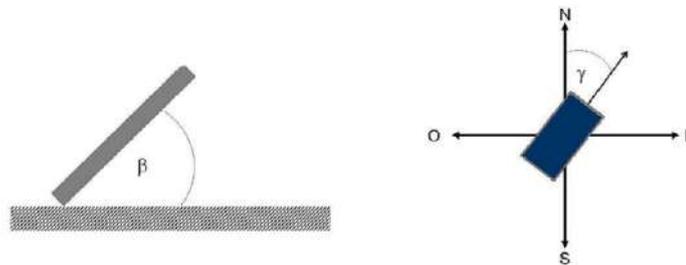


Figura 5.2.1 - Ángulos de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos

Para la ubicación del proyecto (coordenadas: -37.8685, -58.2396), se recomienda una orientación ( $\gamma$ ) de  $0^\circ$ , es decir, una orientación hacia el norte. En cuanto a la inclinación ( $\beta$ ), esta variará según la estación en la que se desee maximizar la generación de energía. Durante el verano, se recomienda se ajuste de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\beta = \text{Latitud} - 15^\circ \quad (5.2.2)$$

Dado que la latitud es de  $-37.9^\circ$ , la inclinación óptima para maximizar la generación en verano sería:

$$\beta = 37.9^\circ - 15^\circ = 22.9^\circ$$

### 5.2.3. CÁLCULO DE INSOLACIÓN

Utilizando las coordenadas geográficas del lugar de instalación, se pueden obtener datos de insolación media diaria mensual para diversas inclinaciones.

Teniendo en cuenta de que se tiene la carga más exigente en enero y febrero, se tomarán los valores de irradiancia de estos meses para el dimensionamiento:

Tabla 5.2.2 - Irradiancia mensual promedio función de la inclinación [17]

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m<sup>2</sup>/day)

Lat -37.8685 Lon -58.2396	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	6.92	6.07	4.82	3.47	2.47	1.96	2.19	2.95	4.23	5.23	6.36	7.01	4.47
K	0.58	0.57	0.55	0.53	0.52	0.5	0.51	0.52	0.54	0.53	0.55	0.57	0.54
Diffuse	2.46	2.21	1.84	1.39	0.92	0.77	0.84	1.1	1.66	2.1	2.43	2.56	1.69
Direct	6.74	6.22	5.33	4.26	3.48	2.95	3.21	3.82	4.86	5.45	6.27	6.74	4.94
Tilt 0	6.95	6.07	4.82	3.45	2.48	1.97	2.2	2.95	4.23	5.21	6.38	7.04	4.48
Tilt 23	6.74	6.22	5.33	4.26	3.48	2.95	3.21	3.82	4.86	5.45	6.27	6.74	4.94
Tilt 38	6.21	5.93	5.34	4.52	3.91	3.39	3.65	4.15	4.98	5.27	5.84	6.15	4.95
Tilt 53	5.45	5.4	5.08	4.54	4.12	3.65	3.89	4.25	4.83	4.87	5.18	5.35	4.72
Tilt 90	2.8	3.13	3.43	3.61	3.64	3.38	3.54	3.53	3.49	2.99	2.79	2.7	3.25
OPT	6.96	6.24	5.37	4.56	4.13	3.7	3.93	4.25	4.98	5.45	6.41	7.04	5.25
OPT ANG	4	17	31	47	59	64	62	52	37	20	6	1	33.33

Los valores de insolación de interés serán los de enero y febrero debido a que en estos meses se tiene el mayor consumo:

$$H_{\text{enero}} = 6.74 \left[ \frac{kWh}{m^2 \times \text{día}} \right]$$

$$H_{\text{febrero}} = 6.22 \left[ \frac{kWh}{m^2 \times \text{día}} \right]$$

#### 5.2.4. CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO NOMINAL

La potencia pico mínima requerida por el sistema fotovoltaico será de:

$$W_{gen\ req} = \frac{E_{req\ MAX}}{HSP} \quad (5.2.3)$$

En donde:

- $W_{gen\ req}$ : Potencia pico mínima del generador fotovoltaico en condiciones STC
- $E_{req\ MAX}$ : Energía requerida máxima por el generador fotovoltaico
- $HSP$ : Hora solar pico

Reemplazando para los valores de enero y febrero:

$$W_{gen\ req\ ENERO} = \frac{178.7 \left[ \frac{kWh}{\text{día}} \right]}{6.74 \left[ \frac{h}{\text{día}} \right]} = 26.51 [kW]$$

$$W_{gen\ req\ FEBRERO} = \frac{174.1 \left[ \frac{kWh}{\text{día}} \right]}{6.22 \left[ \frac{h}{\text{día}} \right]} = 28 [kW]$$

Por lo tanto, la potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones STC requerida, se dará en el mes de febrero y será de:

$$W_{gen\ req} = 28 [kW]$$

#### 5.2.5. SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Dado que la instalación fotovoltaica se llevará a cabo en un entorno rural y no se cuentan con restricciones significativas en cuanto al espacio disponible para la instalación, se opta por el uso de módulos fotovoltaicos policristalinos. Estos ofrecen un menor precio por unidad de potencia, permitiendo reducir los costos iniciales del sistema.

Para los requerimientos de potencia de este proyecto, es recomendable utilizar módulos con tensión de 48 [V]. Teniendo esto en cuenta, se utilizará el módulo fotovoltaico modelo AS-6P de la marca AMERISOLAR.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC							
Maximum Power ( $P_{max}$ )	325W	330W	335W	340W	345W	350W	355W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V	46.9V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	9.28A	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A	9.68A	9.76A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	37.1V	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V	38.1V	38.3V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	8.77A	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A	9.19A	9.27A
Module Efficiency (%)	16.75	17.01	17.26	17.52	17.78	18.04	18.30
Operating Temperature	-40°C to +85°C						
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC						
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL 1703)/Class C(IEC 61730)						
Maximum Series Fuse Rating	15A						

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of P<sub>max</sub>: ±3%; Measurement Tolerance: ±3%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT							
Maximum Power ( $P_{max}$ )	241W	244W	248W	252W	256W	259W	263W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	42.0V	42.2V	42.4V	42.6V	42.8V	43.0V	43.2V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	7.52A	7.58A	7.65A	7.71A	7.78A	7.84A	7.91A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	33.7V	33.9V	34.1V	34.3V	34.5V	34.7V	34.9V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	7.16A	7.20A	7.28A	7.35A	7.42A	7.47A	7.54A

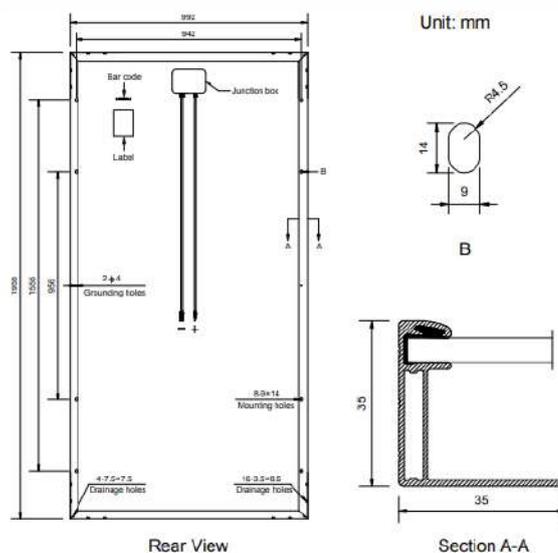
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 6inch
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x35mm (77.01x39.06x1.38inches)
Weight	21kg (46.3lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

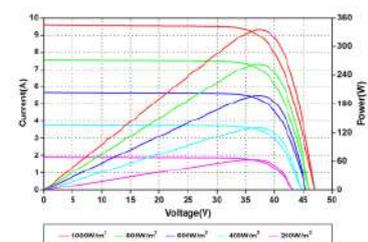
TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P <sub>max</sub>	-0.39%/°C
Temperature Coefficients of V <sub>oc</sub>	-0.30%/°C
Temperature Coefficients of I <sub>sc</sub>	0.05%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	31pcs/pallet
Module quantity per 20' container	310pcs
Module quantity per 40' container	744pcs(GP)/816pcs(HQ)

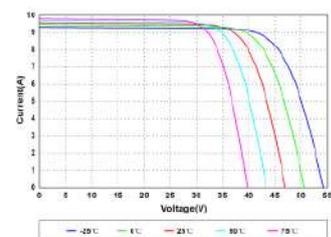
### ENGINEERING DRAWINGS



### IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Figura 5.2.2 - Hoja de datos módulo fotovoltaico AS-6P AMERISOLAR

## 5.2.6. CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se seleccionará la potencia pico nominal del panel que corresponda al modelo de mayor potencia, tal que la cantidad necesaria de paneles sea próxima a un número entero, par, y que permita una distribución homogénea de los módulos hacia los reguladores.

Tabla 5.2.3 - Características eléctricas módulo AS-6P AMERISOLAR

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC							
Maximum Power ( $P_{max}$ )	325W	330W	335W	340W	345W	350W	355W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V	46.9V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	9.28A	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A	9.68A	9.76A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	37.1V	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V	38.1V	38.3V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	8.77A	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A	9.19A	9.27A
Module Efficiency (%)	16.75	17.01	17.26	17.52	17.78	18.04	18.30

El número de módulos fotovoltaicos esta dado por la siguiente expresión:

$$N_{mod} = \frac{W_{gen req}}{W_p} \quad (5.2.4)$$

En donde:

- $N_{mod}$ : Número total de módulos fotovoltaicos
- $W_{gen req}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones STC [kW]
- $W_p$ : Potencia pico nominal de los paneles fotovoltaicos en condiciones STC [kW]

$$N_{mod} = \frac{27.48 [kW]}{0.335 [kW]} \approx 83.6 \text{ paneles}$$

Se utilizarán 84 módulos fotovoltaicos.

## 5.2.7. CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE

### Cantidad máxima de módulos en serie

La cantidad máxima de paneles en serie está determinada por la tensión máxima del generador y la tensión de entrada máxima que admite el regulador de carga (cuyo dimensionamiento se tratará en la sección 5.4.).

La máxima tensión del generador fotovoltaico se da bajo las condiciones de temperatura ambiente mínima absoluta, y a primera hora de la mañana, debido a que los generadores en este momento funcionan a circuito abierto, y la temperatura de trabajo será igual a la temperatura ambiente. Se le aplicará también, un factor de seguridad de 0.95 a la tensión máxima de entrada del regulador de carga.

Considerando lo antes dicho, se debe asegurar que se cumpla la siguiente relación:

$$N_{PS} \times V_{oc} \times \left[ 1 + (T_{amb\ min} - 25^{\circ}C) \times \frac{CT_{Voc}}{100\%} \right] \leq 0.95 \times V_{reg\ in} \quad (5.2.5)$$

Donde:

- $N_{PS}$ : Número de paneles en serie por cadena
- $V_{oc}$ : Tensión a circuito abierto nominal del módulo bajo condiciones STC
- $T_{amb\ min}$ : Temperatura ambiente mínima
- $CT_{Voc}$ : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto
- $V_{reg\ in}$ : Tensión máxima de entrada del regulador de carga

Utilizando la tensión máxima de entrada del regulador de carga (obtenida en la sección 5.4.2), los datos de catálogo del módulo fotovoltaico seleccionado, y sabiendo que la temperatura ambiente mínima para la localidad de Balcarce de los últimos 30 años fue de  $-5.7[^{\circ}C]$  [18], se obtiene:

$$N_{PS} \leq \frac{0.95 \times 450 [V]}{46,1[V] \times \left[ 1 + (-5.7 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C]) \times \frac{-0.3 \left[ \frac{^{\circ}C}{\%} \right]}{100\%} \right]}$$

$$N_{PS} \leq 8.5 \text{ paneles}$$

### Cantidad mínima de paneles en serie

La tensión mínima de entrada al regulador no supone un riesgo del equipo, pero sí afecta su rendimiento. Se debe garantizar un número de paneles en serie, de modo que la tensión mínima de entrada del regulador supere la tensión de absorción del banco de baterías más un 5%, necesario para el correcto funcionamiento de la electrónica del regulador de carga.

Es decir:

$$V_{reg\ in\ min} \geq V_{banco\ abs} \times 1.05 \quad (5.2.6)$$

A partir del dimensionamiento del banco de baterías en la sección 5.3, se obtiene una tensión nominal del mismo de 48 [V], lo que corresponde a una tensión de absorción de 57.6 [V]. De esta manera:

$$V_{reg\ in\ min} \geq 57.6 \times 1.05 = 60.48 [V]$$

Esta condición de mínima tensión se dará cuando la tensión pico del generador fotovoltaico sea mínima debido a una temperatura de trabajo máxima.

Dado que el fabricante no suele proveer el valor del coeficiente de temperatura de la tensión pico ( $CT_{V_{mp}}$ ), se lo aproximará al coeficiente de temperatura para la tensión en cortocircuito ( $CT_{V_{oc}}$ ). Es decir:

$$CT_{V_{mp}} \approx CT_{V_{oc}} = -0.3 \text{ [%/}^\circ\text{C]}$$

La temperatura ambiente máxima promedio para el mes de febrero es de  $T_{mf} = 27^\circ\text{C}$  (Tabla 5.1.1.). Por lo tanto, utilizando el valor estándar de irradiancia de ensayo TONC ( $R_{TONC} = 800 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$ ), la temperatura de trabajo será de:

$$T_{T_{med}} = T_{mf} + R \times \frac{T_{ONC} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2}$$

$$T_{T_{med}} = 27 \text{ [}^\circ\text{C]} + 800 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right] \times \frac{45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{800 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]} = 52 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

La tensión mínima de trabajo será de:

$$V_{reg \text{ in } min} \leq N_{PS} \times V_{mp} \times \left[1 + (T_{T_{med}} - 25^\circ\text{C}) \times \frac{C_d}{100\%}\right] \quad (5.2.7)$$

En donde:

- $V_{reg \text{ in } min}$ : Es la tensión mínima de entrada del regulador de carga
- $V_{mp}$ : Tensión pico del módulo fotovoltaico en condiciones STC

Despejando  $N_{PS}$  y reemplazando:

$$N_{PS} \geq \frac{60.48 \text{ [V]}}{37,5 \text{ [V]} \times \left[1 + (52 \text{ [}^\circ\text{C]} - 25 \text{ [}^\circ\text{C]}) \times \frac{-0.3 \text{ [%/}^\circ\text{C]}}{100 \text{ [%]}}\right]} \geq 1.75$$

### Módulos fotovoltaicos en serie

De lo calculado anteriormente se obtiene que:

$$1.75 \leq N_{PS} \leq 8.5$$

Se utilizarán entonces 7 módulos fotovoltaicos en serie.

$$N_{PS} = 7$$

### 5.2.8. CANTIDAD DE CADENAS EN PARALELO

Conociendo el número total de módulos y la cantidad de módulos en serie, se puede determinar el número de cadenas en paralelo.

$$N_{CP} = \frac{N_{mod}}{N_{PS}} \quad (5.2.8)$$

$$N_{CP} = \frac{84}{7} = 12$$

### 5.2.9. CONEXIONADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

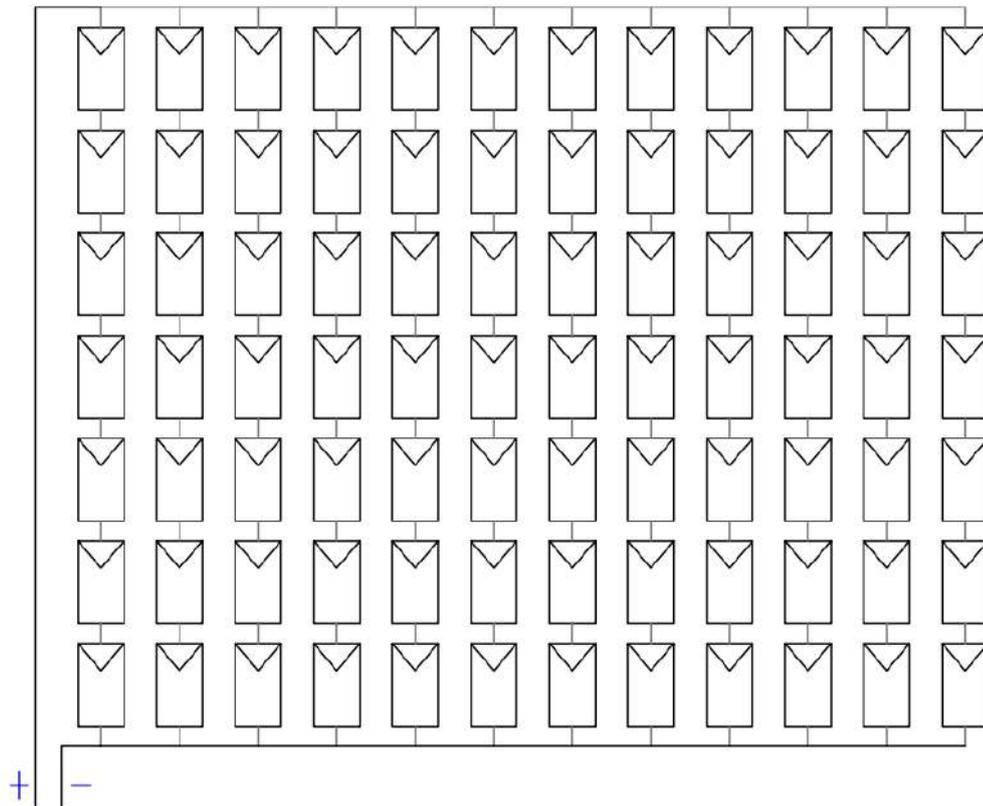


Figura 5.2.1 - Conexión de módulos fotovoltaicos

### 5.2.10. RESUMEN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

- Potencia pico nominal del generador fotovoltaico:  $W_{gen} = 28140 [W]$
- Cantidad total de paneles fotovoltaicos:  $N_{mod} = 84$
- Cantidad de paneles fotovoltaicos por cadena:  $N_{PS} = 7$
- Cantidad de cadenas en paralelo:  $N_{CP} = 12$

## 5.3. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS

### 5.3.1. CÁLCULO ENERGÉTICO

El banco de baterías es el encargado de suministrar la energía requerida por la carga en condiciones de baja o nula insolación. Para su dimensionamiento es esencial considerar los días de autonomía de la instalación.

Este factor determina el número de días durante los cuales las baterías pueden mantener la carga sin necesidad de recibir energía adicional. Además, los días de autonomía reducen la profundidad de descarga diaria y, como se puede observar en la figura siguiente, cuanto menor es la profundidad de descarga mayor será el número de ciclos que se dispondrán de las baterías, o lo que es lo mismo, mayor será su vida útil.

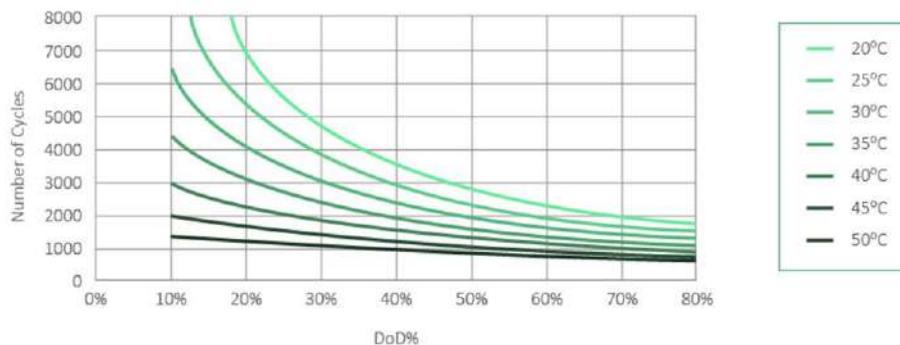


Figura 5.3.1 - Número de ciclos vs profundidad de descarga (DoD%)

Para el proyecto se tomarán 3 días de autonomía, con el objetivo de completar el ciclo de riego incluso en días de alta nubosidad. Aunque el cálculo recomendado para el banco de baterías sugiere agregar un día adicional de autonomía para evitar una descarga total tras tres días nublados, en este caso no se aplicará dicha recomendación. Esto se debe a que el ciclo de riego incluye un día sin carga, evitando así el sobredimensionamiento del banco de baterías. La profundidad de descarga recomendada para las baterías tipo plomo-ácido es del 75%.

Se puede calcular la energía requerida por el banco de baterías a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{\text{banco req}} = \frac{E_{\text{carga}} \times D_{\text{aut}}}{PD_{\text{max}} \times \eta_{\text{desc bat}} \times \eta_{\text{inv}} \times \eta_{\text{cableado}}} \quad (5.3.1)$$

En donde:

- $E_{\text{carga}}$ : Consumo energético diario máximo de la carga
- $D_{\text{aut}}$ : Días de autonomía con baja o nula insolación.
- $PD_{\text{max}}$ : Profundidad máxima de descarga del banco de baterías
- $\eta_{\text{desc bat}}$ : Eficiencia de descarga del banco de baterías
- $\eta_{\text{inv}}$ : Eficiencia del inversor
- $\eta_{\text{cableado}}$ : Eficiencia en el cableado

Reemplazando:

$$E_{\text{banco req}} = \frac{94.2 \left[ \frac{kWh}{\text{día}} \right] \times 3 [\text{días}]}{0.75 \times 0.9 \times 0.95 \times 0.99} = 445.15 [kWh]$$

### 5.3.2. CÁLCULO DE CAPACIDAD

Para el cálculo de la capacidad nominal del banco de baterías se realizarán las siguientes consideraciones:

- Las baterías serán instaladas dentro de un cuarto técnico con adecuada aislación térmica y ventilación, por lo que la temperatura media del mismo se estima en  $T = 20^{\circ}C$
- La temperatura de ensayo normalizado de las baterías comerciales a utilizar es de  $T_{nom} = 25^{\circ}C$
- El coeficiente de temperatura a utilizar es de  $\alpha_{temp} = 0.6 \% / ^{\circ}C$

$$C_{\text{banco req}} = \frac{C_{\text{banco nom}}}{1 + \alpha_{temp} \times \Delta T} = \frac{E_{\text{banco req}}}{V_{nom} \times (1 + \alpha_{temp} \times \Delta T)} \quad (5.3.2)$$

En donde:

- $C_{\text{banco nom}}$ : Capacidad teórica del banco de baterías en función de la temperatura media de trabajo
- $\Delta T = T - T_{nom}$ : Diferencia entre la temperatura de trabajo y la temperatura nominal [ $^{\circ}C$ ].
- $V_{nom}$ : Tensión nominal del banco de batería

Reemplazando:

$$C_{\text{banco req}} = \frac{445.15 [kWh]}{48 [V] \times \left[ 1 + 0.6 \left[ \frac{\%}{^{\circ}C} \right] \times \left( \frac{20 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C]}{100\%} \right) \right]} = 9.56 [kAh]$$

### 5.3.3. CANTIDAD DE BATERÍAS

Se utilizarán baterías MOURA modelo MFV2500, con una tensión nominal de 2V, y una capacidad de  $C_{20} = 3000 [Ah]$ .

Tabla 5.3.1- Baterías MOURA serie MFV

Modelos	Tension Nominal	Capacidad en Ah a 25°C - 1,75Vpe						Capacidad en Ah a 25°C - 1,85Vpe	Dimensiones (mm)			Peso	Electrolito
	(v)	C20	C24	C48	C72	C100	C120	C10	Comp.	Larg.	Alt.	(kg)	(Litros)
MFV100	2	110	113	130	137	144	150	93	103	206	430	14,5	4,3
MFV150	2	165	176	195	205	215	230	140	103	206	430	16,3	3,7
MFV200	2	220	235	261	275	288	310	185	103	206	430	18,2	3,2
MFV250	2	275	295	330	348	365	390	230	124	206	430	23,2	5,1
MFV300	2	330	355	391	412	430	460	280	145	206	430	26,5	5,8
MFV350	2	425	440	474	500	525	550	325	124	206	545	30,6	6,2
MFV420	2	510	535	576	607	640	680	390	145	206	545	36,7	8,1
MFV490	2	595	625	670	706	745	800	455	166	206	545	40,2	8,0
MFV600	2	690	715	772	813	850	920	560	145	206	720	48,4	9,4
MFV800	2	920	965	1033	1088	1150	1250	475	210	191	720	63,6	10,2
MFV1000	2	1150	1200	1300	1352	1420	1540	930	210	233	720	78,3	13,6
MFV1200	2	1380	1420	1553	1636	1700	1900	1120	210	275	720	88,1	16,3
MFV1250	2	1500	1550	1674	1764	1850	2000	1180	210	275	870	104,4	23,2
MFV1500	2	1800	1890	2009	2117	2200	2333	1320	210	275	870	114,5	21,5
MFV1750	2	2100	2200	2344	2470	2580	2722	1540	210	399	870	151,1	36,2
MFV2000	2	2400	2500	2678	2822	2950	3110	1760	214	399	846	160,8	34,3
MFV2250	2	2700	2800	3013	3175	3300	3499	1980	214	399	846	170,7	32,4
MFV2500	2	3000	3120	3348	3528	3700	3888	2200	212	487	846	206,4	41,7

La cantidad de baterías requeridas será de:

$$N_{TB} = \frac{V_{nom} \times C_{banco\ req}}{V_{bat\ nom} \times C_{bat\ nom}} \quad (5.3.3)$$

Donde:

- $N_{TB}$ : Número total de baterías
- $V_{nom}$ : Tensión nominal de la instalación [V]
- $V_{bat\ nom}$ : Tensión nominal de una batería [V]
- $C_{bat\ nom}$ : Capacidad nominal de una batería [Ah]

Reemplazando:

$$N_{TB} = \frac{48 [V] \times 9560 [Ah]}{2 [V] \times 3000 [Ah]} = 76.48 \text{ baterías}$$

Para alcanzar los 48 [V] nominales de la instalación, el banco de baterías se configurará con 3 cadenas en paralelo ( $N_{CB} = 2$ ) de 24 baterías en serie ( $N_{BS} = 24$ ), dando un total de 72 baterías en la instalación. Esto implica una autonomía de casi 3 días.

#### 5.3.4. CORRIENTE DE CARGA Y DESCARGA

Se debe asegurar, que el valor de corriente de carga y de descarga de las baterías no superen sus máximos permitidos con el objetivo de asegurar su integridad, y no afectar su vida útil.

La corriente de carga del regulador MPPT no deberá superar la máxima corriente de carga ( $I_{C5\ banco}$ ) del banco de baterías en régimen permanente.

La descarga a través del inversor no deberá demandar mayor corriente que la máxima corriente de descarga ( $I_{C20\ banco}$ ) del banco de baterías en régimen permanente.

$$I_{C5\ banco} = \frac{N_{CB} \times C_5}{5} \quad (5.3.4)$$

$$I_{C20\ banco} = \frac{N_{CB} \times C_{20}}{20} \quad (5.3.5)$$

En donde:

- $N_{CB}$ : Número de cadenas de baterías en paralelo.
- $I_{C5\ banco}$ : Corriente de carga del banco de baterías correspondiente a un régimen de 5 horas.
- $I_{C20\ banco}$ : Corriente de descarga del banco de baterías correspondiente a un régimen de 20 horas.

El valor de  $C_5$  no está detallado en el catálogo de baterías, por lo que se estimará a partir de la relación con  $C_{20}$  de otros modelos, donde  $C_5 \approx 0.8 \times C_{20}$ . Sabiendo que  $C_{20} = 2100 [Ah]$ , se obtiene:

$$I_{C5\ banco} = 3 \times \frac{0.8 \times 3000 [Ah]}{5 [h]} = 1440 [A]$$

$$I_{C20\ banco} = 3 \times \frac{3000 [Ah]}{20 [h]} = 450 [A]$$

La máxima corriente de carga del banco de baterías se calcula utilizando la siguiente ecuación. Se considera un margen de seguridad de 1.25 para la potencia del generador debido a variaciones en temperatura, irradiancia, etc.

$$I_{banco\ carga\ max} = \eta_{reg} \times \frac{W_{reg\ in\ max}}{V_{banco\ min}} = \eta_{reg} \times \frac{1.25 \times W_{gen\ nom}}{V_{banco\ min}} \quad (5.3.6)$$

En donde:

- $I_{banco\ carga\ max}$ : Corriente de carga máxima [A]
- $V_{banco\ min}$ : Tensión mínima del banco de baterías [V]
- $W_{reg\ in\ max}$ : Potencia de entrada del regulador de carga [W]
- $W_{gen}$ : Potencia pico nominal del generador bajo condiciones STC [W]

Se considera una tensión mínima del banco de baterías ( $V_{banco\ min} = 42 [V]$ ), correspondiente a un nivel de carga de aproximadamente 20% para un banco de  $V_{banco\ nom} = 48 [V]$ .

Reemplazando:

$$I_{\text{banco carga max}} = 0.95 \times \frac{1.25 \times 28140 [W]}{42 [V]} = 795.6 [A]$$

El inversor deberá entregar la potencia requerida por la carga, por lo que utilizando la eficiencia del mismo ( $\eta_{inv}$ ) puede calcularse la potencia a la entrada del inversor ( $W_{inv CC}$ ) que coincidirá con la potencia entregada por el banco de baterías ( $W_{\text{banco desc}}$ ).

$$W_{inv CC} = \frac{W_{inv CA}}{\eta_{inv}} = \frac{W_{carga}}{\eta_{inv}} = V_{nom} \times I_{\text{banco desc}} \quad (5.3.7)$$

En donde:

- $W_{inv CC}$ : Potencia de entrada del inversor
- $W_{inv CA}$ : Potencia de salida del inversor
- $I_{\text{banco desc}}$ : Corriente de descarga del banco de baterías

Se obtiene:

$$I_{\text{banco desc}} = \frac{W_{carga MAX}}{V_{nom} \times \eta_{inv}} = \frac{7500 [W]}{48 [V] \times 0.95} = 164.47 [A]$$

Se verifica que tanto la corriente de carga como la de descarga, son menores a los máximos permitidos.

$$I_{\text{banco carga max}} < I_{C5 \text{ banco}}$$

$$795.6 [A] < 1440 [A]$$

$$I_{\text{banco desc}} < I_{C20 \text{ banco}}$$

$$164.47 [A] < 450 [A]$$

### 5.3.5. RESUMEN DEL BANCO DE BATERÍAS

- Energía nominal del banco de baterías:  $E_{\text{banco}} = 432 [kWh]$
- Tensión nominal del banco de baterías:  $V_{\text{banco nom}} = 48 [V]$
- Capacidad nominal de la batería seleccionada:  $C_{\text{bat nom}} = 3000 [Ah]$
- Tensión nominal de la batería seleccionada:  $V_{\text{bat nom}} = 2 [V]$
- Cantidad de baterías:  $N_{TB} = 72$
- Cantidad de baterías por rama:  $N_{BS} = 24$
- Cantidad de cadenas en paralelo:  $N_{CB} = 3$

## 5.4. DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE CARGA

### 5.4.1. CÁLCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal requerida por el regulador ( $I_{reg\ nom}$ ) se estimará a partir de la corriente de carga del banco de baterías mediante la potencia nominal del generador fotovoltaico, y un margen de seguridad de 25% debido a la variación de tensión del banco en función de su estado de carga, aumento de irradiancia, etc.

Se debe asegurar que:

$$I_{reg\ nom} \geq I_{banco\ carga}$$

$$I_{reg\ nom} \geq 1.25 \times \frac{W_{gen}}{V_{banco\ nom}}$$

$$I_{reg\ nom} \geq 1.25 \times \frac{28140 [W]}{48 [V]} = 732.8 [A]$$

Si se selecciona un regulador de 48 [V] con una corriente nominal superior a la del banco de carga, su potencia nominal sería mayor que la del generador. Considerando las diferencias entre las condiciones STC y las condiciones reales, es improbable que el generador entregue una potencia igual o superior a la nominal del regulador. Esto haría que el regulador opere significativamente por encima de la potencia del generador, reduciendo su rendimiento.

Se debe tener en cuenta el rendimiento del generador fotovoltaico, que según lo calculado en la sección 5.1.1, es de aproximadamente 81%.

La corriente del regulador deberá ser entonces:

$$I_{reg\ nom} \geq \eta_{módulo} \times I_{banco\ carga} \quad (5.4.1)$$

$$I_{reg\ nom} \geq 0.81 \times 732.8 [A]$$

$$I_{reg\ nom} \geq 593.6 [A]$$

### 5.4.2. SELECCIÓN DE REGULADOR

Se deciden utilizar 3 reguladores de carga VICTRON ENERGY modelo SmartSolar MPPT 450/200, con una corriente de carga de 200 [A], y tensión nominal de 48 [V].

Tabla 5.4.1 - Regulador de carga VICTRON ENERGY SmartSolar

MPPT RS SmartSolar aislado	450 100	450 200
<b>CARGADOR</b>		
Tensión de la batería	48 V	
Corriente de carga nominal	100 A	200 A
Potencia de carga máxima	5,8 kW a 57,6 V	11,5 kW a 57,6 V
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 57,6 V (regulable)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 55,2 V (regulable)	
Rango de tensión programable	Mínima: 36 V Máxima: 60 V <sup>(7)</sup>	
Algoritmo de carga	Adaptativo multifase (regulable)	
Sensor de temperatura de la batería	Incluido	
Eficiencia máxima	96 %	
Autoconsumo	15 mA	
<b>SOLAR</b>		
Tensión FV CC máxima	450 V	

### 5.4.3. TENSIÓN MÁXIMA DE ENTRADA

Se debe asegurar que la tensión de entrada del generador no supere la máxima tensión de entrada permitida del regulador de carga.

La máxima tensión del generador fotovoltaico se da bajo las condiciones de temperatura ambiente mínima absoluta, y a primera hora de la mañana, debido a que los generadores en este momento funcionan a circuito abierto, y la temperatura de trabajo será igual a la temperatura ambiente. Se le aplicará también, un factor de seguridad de 0.95 a la tensión máxima de entrada del regulador de carga.

Considerando lo antes dicho, se debe asegurar que se cumpla la siguiente relación:

$$N_{PS} \times V_{oc} \times \left[ 1 + (T_{amb\ min} - 25^{\circ}C) \times \frac{CT_{Voc}}{100\%} \right] \leq 0.95 \times V_{reg\ in}$$

Donde:

- $N_{PS}$ : Número de paneles en serie por cadena
- $V_{oc}$ : Tensión a circuito abierto nominal del módulo bajo condiciones STC
- $T_{amb\ min}$ : Temperatura ambiente mínima
- $CT_{Voc}$ : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto

Utilizando la tensión máxima de entrada del regulador de carga seleccionado, los valores de  $V_{oc}$  y  $CT_{Voc}$ , obtenidos del catálogo del módulo fotovoltaico en la sección 5.2.5, y sabiendo que la temperatura ambiente mínima para la localidad de Balcarce de los últimos 30 años fue de  $-5.7$  [°C] [18], se obtiene:

$$7 \times 46,1 [V] \times \left[ 1 + (-5.7 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C]) \times \frac{-0.3 \left[ \frac{^{\circ}C}{\%} \right]}{100\%} \right] < 0.95 \times 450 [V]$$

$$352.4 [V] < 427.5 [V]$$

#### 5.4.4. TENSIÓN MÍNIMA DE ENTRADA

La tensión mínima de entrada al regulador no supone un riesgo para el equipo, sino que el impacto estará sobre el rendimiento del mismo. Se debe asegurar que la tensión mínima a la entrada del regulador sea mayor a la tensión de absorción del banco de baterías más un 5% necesario para el funcionamiento de la electrónica del regulador de carga. Es decir:

$$V_{reg\ in\ min} \geq V_{banco\ abs} \times 1.05$$

$$V_{reg\ in\ min} \geq 57.6 \times 1.05 = 60.48 [V]$$

Esta condición de mínima tensión se dará cuando la tensión pico del generador fotovoltaico sea mínima debido a una temperatura de trabajo máxima.

Dado que el fabricante no suele proveer el valor del coeficiente de temperatura de la tensión pico ( $CT_{Vp}$ ), se lo aproximará al coeficiente de temperatura para la tensión en cortocircuito ( $CT_{Voc}$ ). Es decir:

$$CT_{Vp} \approx CT_{Voc} = -0.3 [^{\circ}C/\%]$$

La temperatura ambiente máxima promedio para el mes de febrero es de  $T_{mf} = 27^{\circ}C$  (Tabla 5.1.1.). Por lo tanto, utilizando el valor estándar de irradiancia de ensayo TONC ( $R_{TONC} = 800 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$ ), la temperatura de trabajo será de:

$$T_{T_{med}} = T_{mf} + R \times \frac{TONC - 20^{\circ}C}{800 W/m^2}$$

$$T_{T_{med}} = 28 [^{\circ}C] + 800 \left[ \frac{W}{m^2} \right] \times \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 \left[ \frac{W}{m^2} \right]} = 52 [^{\circ}C]$$

La tensión mínima de trabajo será de:

$$V_{reg\ in\ min} = N_{PS} \times V_{mp} \times \left[ 1 + (T_{T_{med}} - 25^{\circ}C) \times \frac{C_d}{100\%} \right] \quad (5.4.2)$$

En donde:

- $V_{reg\ in\ min}$ : Es la tensión mínima de entrada del regulador de carga
- $V_{mp}$ : Tensión pico del módulo fotovoltaico en condiciones STC

$$V_{reg\ in\ min} = 7 \times 37.5 [V] \times \left[ 1 + (52 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C]) \times \frac{-0.3 [\%/^{\circ}C]}{100 [\%]} \right] = 241.2 [V]$$

Se verifica que:

$$V_{reg\ in\ min} > V_{banco\ abs} \times 1.05$$

$$241.2 [V] > 60.48 [V]$$

#### 5.4.5. NÚMERO DE REGULADORES DE CARGA

Para asegurar que la corriente nominal del sistema de reguladores sea mayor a la requerida, se utilizarán 3 reguladores de carga VICTRON ENERGY modelo SmartSolar MPPT 450/200.

$$I_{sist\ reg\ nom} \geq I_{reg\ nom}$$

$$3 \times 200 [A] \geq 593.6 [A]$$

Según los cálculos realizados en la sección 5.2, el sistema fotovoltaico dispondrá de 12 cadenas en paralelo, cada una compuesta por 7 módulos fotovoltaicos en serie. Esto quiere decir, que cada regulador será alimentado por 4 cadenas de módulos fotovoltaicos.

#### 5.4.6. CONEXIONADO REGULADORES DE CARGA

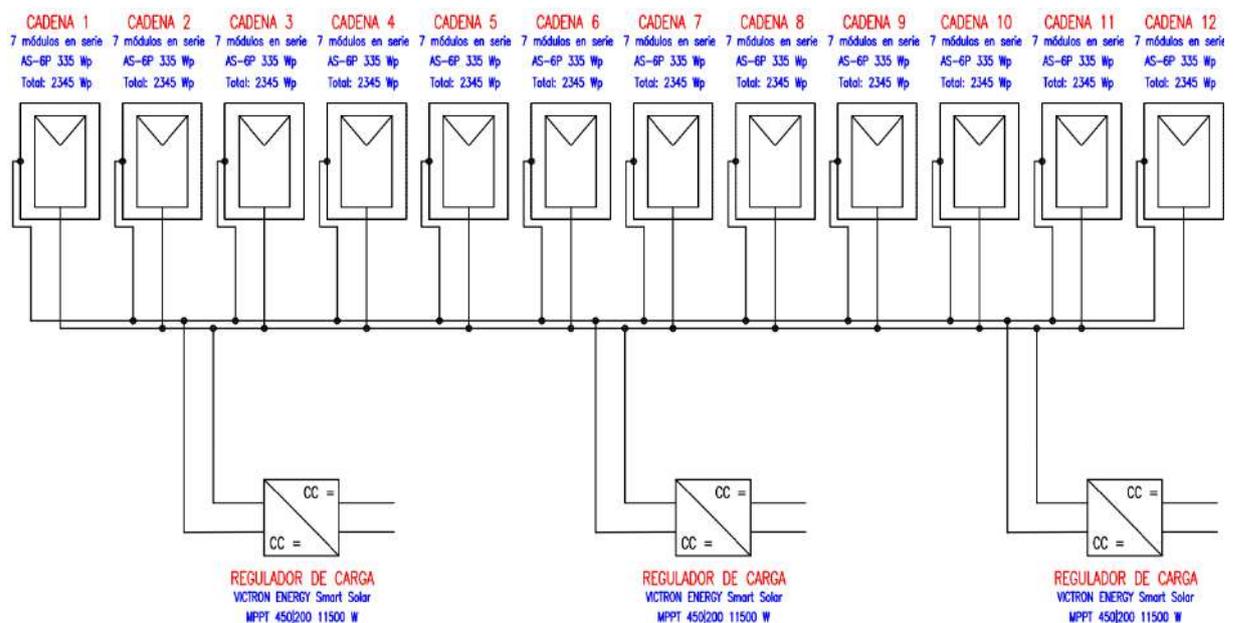


Figura 5.4.1 - Conexionado módulos fotovoltaicos - regulador de carga

#### 5.4.7. RESUMEN DEL REGULADOR DE CARGA

- Corriente de carga nominal del regulador seleccionado:  $I_{reg\ carga} = 200 [A]$
- Corriente de carga del sistema de reguladores:  $I_{sist\ reg\ nom} = 600 [A]$
- Tensión máxima de entrada:  $V_{reg\ in} = 450 [V]$
- Cantidad de reguladores de carga: 3

### 5.5. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

#### 5.5.1. POTENCIA NOMINAL DEL INVERSOR

Para calcular la potencia nominal del inversor ( $S_{inv\ nom}$ ) deberá considerarse la potencia instalada de la carga ( $W_{carga\ MAX}$ ), el factor de potencia ( $FP$ ), el factor de simultaneidad ( $f_s$ ). Además, la potencia nominal del inversor debe dimensionarse un 25% mayor a la potencia aparente requerida, de modo de contemplar posibles variaciones de temperatura,  $FP$ , etc.

La potencia de carga se obtuvo en la sección 4.7, la cual trabaja con un factor de simultaneidad  $f_s = 1$ , y un factor de potencia aproximado de  $FP = 0.75$ . Se puede obtener entonces:

$$S_{inv\ nom} = 1.25 \times \frac{P_{carga}}{FP} \quad (5.5.1)$$

$$S_{inv\ nom} = 1.25 \times \frac{7.5 [kW]}{0.75} = 12.5 [kVA]$$

#### 5.5.2. SELECCIÓN DE INVERSOR

Se seleccionan 3 inversores Phoenix Inverter modelo 48/5000 de la marca Victron Energy, dando un total de potencia de salida de 15 [kVA].

Tabla 5.5.1 - Parámetros eléctricos inversor Victron Energy serie Phoenix Inverter

Inverter	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VDC)	9,5 - 17 V 19 - 33 V 38 - 66 V				
Salida	Salida: 230 V ± 2 % / 50/60 Hz ± 0,1 % (1)				
Potencia cont. de salida 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25 °C (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	3700
Potencia cont. de salida 65 °C (W)	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000

## 5.6. CABLES DE CONEXIÓN

Para garantizar un rendimiento óptimo del sistema de generación fotovoltaica, es necesario mantener las caídas de tensión entre terminales de los cables por debajo del 0,5% de las tensiones nominales respectivas. Será necesario estimar la sección del cable en función de la tensión que se pretende obtener y la distancia del cable a utilizar.

La caída de tensión en función de la distancia y el cable está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{2 \times I \times \rho \times L}{S} \quad (5.6.1)$$

En donde:

- $\Delta U$ : es la caída de tensión [V]
- $I$ : es la intensidad de corriente que circula por el cable [A]
- $\rho$ : es la resistividad del cable [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]
- $L$ : es la longitud del cable [m]
- $S$ : es la sección del cable [ $\text{mm}^2$ ]

Se deben definir estos parámetros para obtener la sección mínima requerida de los conductores.

Se definen 3 tramos en la instalación:

- Módulos fotovoltaicos – regulador de carga
- Regulador de carga – banco de baterías
- Baterías – inversor

### 5.6.1. TRAMO MÓDULO FOTOVOLTAICO - REGULADOR DE CARGA

Para el primer tramo, la intensidad de corriente a utilizar será el producto del número de cadenas que alimentan un mismo regulador y la corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) del módulo seleccionado. Estos valores se obtienen de las secciones 5.4.5 y 5.2.5 respectivamente.

$$I_{mod-reg} = N_{CR} \times I_{mp} \quad (5.6.2)$$

$$I_{mod-reg} = 4 \times 8.85 [A] = 35.4 [A]$$

En cuanto a la tensión, esta se calcula a partir el producto entre la tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) del módulo seleccionado y la cantidad de módulos en serie, valores obtenidos de las secciones 5.2.5 y 5.2.7.

$$V_{mod-reg} = N_{PS} \times V_{mp} \quad (5.6.3)$$

$$V_{mod-reg} = 7 \times 37.3 [V] = 261.1 [V]$$

Utilizando la ecuación 5.6.1, un conductor de cobre y aproximando la longitud de este tramo en 50 [m], se confecciona la siguiente tabla:

Tabla 5.6.1 - Sección mínima tramo módulo - regulador de carga

<b>Módulo fotovoltaico - Regulador de carga</b>	
Resistividad cobre [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]	0,0172
Distancia módulo - regulador de carga [m]	50
Tensión [V]	262,5
Porcentaje de caída de tensión admisible [%]	0,5
Corriente [A]	35,76
Sección mínima [ $\text{mm}^2$ ]	46,9

### 5.6.2. TRAMO REGULADOR DE CARGA - BANCO DE BATERÍAS

La tensión en este tramo estará definida por la tensión nominal del banco de baterías. La corriente de dimensionamiento se calculará utilizando la corriente máxima de carga determinada en la sección 5.3.4, dividida entre los 3 reguladores de carga. Se utilizarán conductores de cobre con una longitud aproximada de 2 [m].

Tabla 5.6.2 - Sección mínima tramo regulador de carga - banco de baterías

<b>Regulador de carga - Baterías</b>	
Resistividad cobre [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]	0,0172
Distancia regulador de carga - baterías [m]	2
Tensión [V]	48
Porcentaje de caída de tensión admisible [%]	0,5
Corriente [A]	265,2
Sección mínima [ $\text{mm}^2$ ]	76,1

### 5.6.3. TRAMO BANCO BATERÍAS - INVERSOR

Para este tramo la tensión también estará determinada por la tensión nominal del banco de baterías. En cuanto a la corriente, el cálculo se realizará utilizando la corriente máxima de descarga obtenida en la sección 5.3.4, repartida entre los 3 inversores. Se utilizarán conductores de cobre con una longitud aproximada de 2 [m].

Tabla 5.6.3 - Sección mínima banco de baterías - inversor

<b>Batería - Inversor</b>	
Resistividad cobre [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]	0,0172
Distancia baterías - inversor [m]	2
Tensión [V]	48
Porcentaje de caída de tensión admisible [%]	0,5
Corriente [A]	54,82
Sección mínima [ $\text{mm}^2$ ]	15,7

#### 5.6.4. SELECCIÓN DE CABLES

Se selecciona para cada tramo, cables de la sección inmediatamente superior a la calculada, según el catálogo de la marca Prysmian Group, modelo EXZHELLENT Class SOLAR.

Se obtienen las siguientes secciones:

- Módulo fotovoltaico - regulador de carga: 50 mm<sup>2</sup>
- Regulador de carga - baterías: 95 mm<sup>2</sup>
- Batería - inversor: 16 mm<sup>2</sup>

Tabla 5.6.4 - Características físicas y eléctricas conductores Prysmian EXZHELLENT Class SOLAR

Número de conductores y sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire A (2)	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

## 5.7. PROTECCIONES

### 5.7.1. TRAMO MÓDULO FOTOVOLTAICO - REGULADOR DE CARGA

Las cadenas de módulos fotovoltaicos deben estar protegidas con fusibles de calibre adecuado en ambas polaridades, positiva y negativa, para prevenir daños causados por corrientes inversas o sobrecorrientes debido al mal funcionamiento de alguno de los módulos. [19]

La corriente máxima que debe soportar cada cadena se determina multiplicando la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado por un factor de corrección, que tiene en cuenta el trabajo del módulo fuera de las condiciones STC.

$$I_{p\ cad} = I_{sc} \times 1.25 \quad (5.7.1)$$

En donde:

- $I_{p\ cad}$ : Corriente máxima de la cadena
- $I_{sc}$ : Corriente de cortocircuito del módulo seleccionado

$$I_{p\ cad} = 9.44 [A] \times 1.25 = 11.8 [A]$$

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes deben soportar al menos el 125% de la corriente máxima del circuito ( $I_{p\ cad}$ ). En otras palabras, el dispositivo de protección no puede ser cargado al 80% o más de su capacidad nominal. [20] La corriente nominal para el dimensionamiento del aparato será de:

$$I_{n\ fusible} = I_{p\ cad} \times 1.25 \quad (5.7.2)$$

$$I_{n\ fusible} = 14.75 [A]$$

Se utilizará el fusible SFUS-15 de la marca ENERTIK con una corriente nominal de 15 [A].

Tabla 5.7.1 - Características eléctricas fusible SFUS-15

Modelo	SFUS-15
<b>Especificaciones eléctricas</b>	
Capacidad del fusible	15A
Tamaño del fusible	10 x 38 mm
Voltaje máximo	1000VCC

Se debe tener en cuenta, además, la necesidad de seccionamiento entre los paneles fotovoltaicos y el regulador de carga.

Según lo calculado en la sección 5.4.5, a cada regulador de carga se conectan 4 cadenas de 7 módulos fotovoltaicos. A partir de esto, se calcula la corriente y el voltaje nominal que debe soportar el interruptor termomagnético.

$$I_{n\ mod-reg} = I_{sc} \times N_{CR} \times 1.25 \quad (5.7.3)$$

$$V_{n\ mod-reg} = V_{oc} \times N_{PS} \times 1.25 \quad (5.7.4)$$

En donde:

- $I_{n\ mod-reg}$  : Corriente nominal que debe soportar el interruptor termomagnético
- $V_{n\ mod-reg}$  : Voltaje nominal que debe soportar el interruptor termomagnético
- $I_{sc}$  : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico
- $V_{oc}$  : Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico
- $N_{CR}$ : Numero de ramas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo

- $N_{PS}$  : Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie

Reemplazando a partir de los valores del módulo seleccionado en la sección 5.2.5:

$$I_{n\ mod-reg} = 9.44 \times 4 \times 1.25 = 47.2 \text{ [A]}$$

$$V_{n\ mod-reg} = 46.1 \times 7 \times 1.25 = 403.4 \text{ [V]}$$

Se selecciona el interruptor termomagnético DC Acti9 C60H 2P 63 A Curva C, con una corriente nominal de 63 [A].

Tabla 5.7.2 - Ficha técnica interruptor termomagnético Schneider Acti 9

Gama	Acti9
Nombre del Producto	Acti 9 C60H-DC
Tipo de Producto o Componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre Corto del Dispositivo	C60H-DC
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de Polos	2P
número de polos protegidos	2
corriente nominal (In)	63 A en 25 °C
tipo de red	DC
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
código de curva	C
[Ue] tensión asignada de empleo	500 V DC

### 5.7.2. TRAMO REGULADOR DE CARGA - BATERÍAS

Entre el regulador de carga y las baterías, es suficiente con un interruptor termomagnético de corriente continua.

Para este tramo, se tiene una tensión de 48 V correspondiente a la del banco de baterías y una corriente de carga máxima de  $I_{banco\ carga\ max} = 795.6 \text{ [A]}$ .

Se selecciona entonces el interruptor automático Tmax T6L de la marca ABB.

Tabla 5.7.3 - Características eléctricas interruptor automático ABB - Tmax

For use at 1000VDC				
		Tmax T4V	Tmax T5V	Tmax T6L
Rated uninterrupted current	[A]	250	400/630	630/800
Poles		4	4	4
Rated service voltage, Ue	[VDC]	1000	1000	1000
Rated impulse withstand voltage, Uimp	[kV]	8	8	8
Rated insulation voltage, Ui	[V]	1150	1150	1150
<b>Rated ultimate short-circuit breaking capacity, Icu</b>				
Icu @ 1000V (DC) 2 poles + 2 poles in series <sup>(1)</sup>	[kA]	-	-	-
Icu @ 1000V (DC) 4 poles in series <sup>(1)</sup>	[kA]	40 <sup>(2)</sup>	40 <sup>(2)</sup>	50 <sup>(2)</sup>
Icu @ 1500V (DC) <sup>(1)</sup>	[kA]	-	-	-

### 5.7.3. TRAMO BATERÍAS - INVERSOR

Para la protección de este tramo se utilizará un seccionador, el cual deberá trabajar a una tensión de 48 [V] y con una corriente máxima de  $I_{banco\ desc} = 164.5$  [A].

Se selecciona el seccionador OTDC100E de la marca ABB.

Tabla 5.7.4 - Características eléctricas OTDC S1.0-Series marca ABB

Technical data according to IEC 60947 for switch-disconnectors OTDC100...250E_							
Switch size			OTDC100E	OTDC160E	OTDC200E	OTDC250E	
Rated insulation voltage U <sub>i</sub>	Pollution degree 3	V	1500	1500	1500	1500	
Rated impulse withstand voltage		kV	12	12	12	12	
Rated thermal current I <sub>th</sub> <sup>(2)</sup>	In open air, normal conditions <sup>(1)</sup>	A	100	160	200	250	
	In enclosure 40°C	A	96	154	193	241	
	In enclosure 50°C	A	89	142	177	222	
	In enclosure 60°C	A	80	128	160	200	
...with cable or bar cross section	Cu	mm <sup>2</sup>	35	70	95	120	
Rated operational current DC-21B, poles in series	1000V 1 circuit 2P (1P+, 1P-)	A	100	160	200	250	
	2 circuits 4P (2P+, 2P-)	A	100	160	200	250	
	3 circuits 6P (3P+, 3P-)	A	100	160	200		
Rated short-time withstand current, 1000V	R.M.S. -value I <sub>cw</sub>	1s	kA	5	5	5	5
		0.1s	kA	10	10	10	10
Power loss / pole	At rated current	W	2	4	6	9,5	
Terminal bolt size	Metric thread diameter x length	mm	M8x25	M8x25	M8x25	M8x25	
Terminal tightening torque	Counter torque required	Nm	15...22	15...22	15...22	15...22	

## 5.8. PLANO FINAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA OFF GRID CON DE BATERÍAS

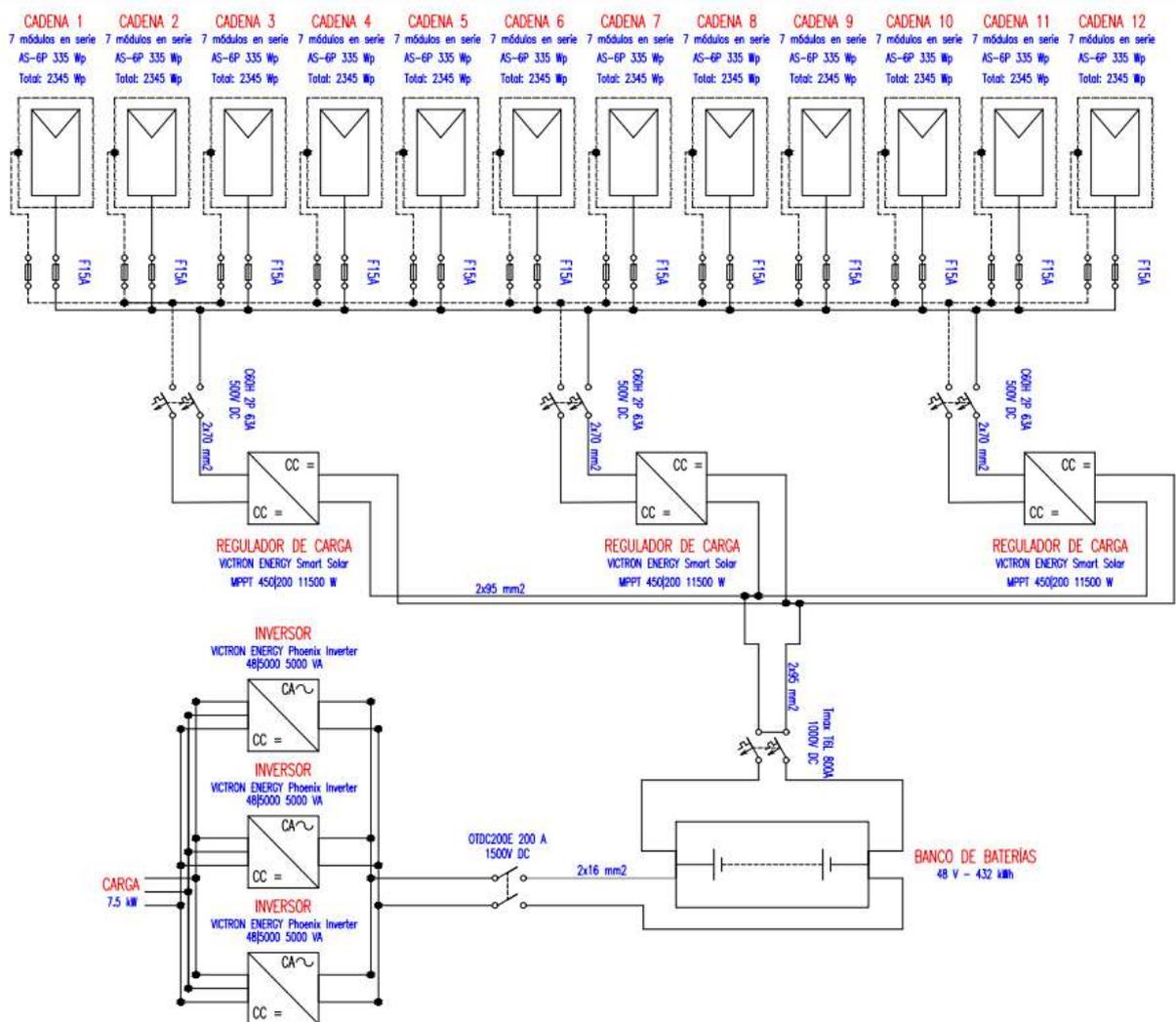


Figura 5.8.1 - Plano instalación fotovoltaica off grid con baterías

## 6. DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID SIN BATERÍAS

Uno de los sistemas más utilizados mundialmente para irrigación, alimentados por generación fotovoltaica, es conocido como bombeo solar. Este método se ha convertido en una solución eficiente y sostenible para la extracción de agua, especialmente en regiones donde el acceso a la red eléctrica es limitado o costoso. A diferencia del sistema off grid con baterías, este no posee almacenamiento energético, permitiendo disminuir la inversión inicial al no tener la necesidad de poseer reguladores de carga ni bancos de baterías.

Es importante destacar la diferencia entre los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos off grid con banco de baterías y aquellos destinados para el bombeo solar.

Los inversores de onda senoidal pura utilizados en sistemas con baterías, no son adecuados para aplicaciones de bombeo solar. Estos inversores están configurados para operar a una frecuencia fija de 50 o 60 Hz, lo que significa que la bomba solo funcionará a esa frecuencia y a su potencia máxima. Cuando el voltaje del panel no sea suficiente para permitir que el inversor produzca 50 Hz (mañana, atardecer, días nublados, etc.) la bomba de agua se detendrá, limitando así la capacidad del sistema para proporcionar agua en condiciones de baja irradiación solar, que es precisamente uno de los principales beneficios del bombeo solar. El inversor solar, en cambio, producirá una frecuencia variable dependiendo del voltaje de DC que recibe de los paneles. Normalmente, un inversor de bombeo solar arrancará la bomba a una frecuencia mínima de 25 Hz cuando haya poca luz solar. Aumentará la frecuencia de salida a medida que aumenta el voltaje de DC de los paneles, para finalmente alcanzar una frecuencia máxima de 50 Hz (o 60 Hz dependiendo de la bomba) cuando la energía solar llega a su máximo. [21]

Una de las desventajas más importantes del uso del bombeo solar en sistemas off-grid, es que, en días de alta nubosidad la energía generada puede ser insuficiente. Se necesita entonces, un generador auxiliar que pueda compensar este déficit energético, evitando posibles pérdidas económicas por falta de riego.

### 6.1. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIAS

#### 6.1.1. EFICIENCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Dado que se utilizarán los mismos módulos fotovoltaicos que en el sistema off grid con baterías, y bajo las mismas condiciones, se conservará el valor de eficiencia calculado en la sección 5.1.1.

$$\eta_{\text{módulo}} = 0.813$$

### 6.1.1. EFICIENCIA EN CABLEADO Y EQUIPOS

#### Inversor

Se puede estimar la eficiencia del inversor solar en:

$$\eta_{inv} = 0.95$$

#### Cableado

Perdida de rendimiento debido a las caídas de tensión en cables y terminales provocadas por efecto Joule. Se recomienda que la caída de tensión sea siempre inferior al 1%. Por lo tanto:

$$\eta_{cableado} = 0.99$$

### 6.1.2. EFICIENCIA TOTAL DEL SISTEMA

En base a las eficiencias individuales, puede estimarse la eficiencia total del sistema ( $\eta_{total}$ ):

$$\eta_{Total} = \eta_{módulo} \times \eta_{inv} \times \eta_{cableado} \quad (6.1.1)$$

$$\eta_{Total} = 0.813 \times 0.95 \times 0.99 = 0.76$$

## 6.2. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para el dimensionamiento de este sistema, se mantendrán los calculado en las secciones 5.2.2 y 5.2.3. Se trabajará con los mismos módulos utilizados en el dimensionamiento anterior.

### 6.2.1. REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS

Al igual que lo realizado en la sección 5.2.1, se calculan los requerimientos energéticos del sistema de bombeo solar.

La energía requerida será:

$$E_{req} = \frac{E_{carga}}{\eta_{Total}} \times \alpha_{seg}$$

Se obtiene entonces:

Tabla 6.2.1 - Energía requerida diaria mensual

Mes	Consumo energético [kWh]
ENERO	136,3
FEBRERO	132,9
MARZO	63,8
ABRIL	0
MAYO	0
JUNIO	0
JULIO	0
AGOSTO	0
SEPTIEMBRE	0
OCTUBRE	32,9
NOVIEMBRE	56,4
DICIEMBRE	109,1

### 6.2.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO NOMINAL

La potencia pico mínima requerida por el sistema fotovoltaico será de:

$$W_{gen\ req} = \frac{E_{req\ MAX}}{HSP}$$

En donde:

- $W_{gen\ req}$ : Potencia pico mínima del generador fotovoltaico en condiciones STC
- $E_{req\ MAX}$ : Energía requerida máxima por el generador fotovoltaico
- $HSP$ : Hora solar pico

Reemplazando para los valores de enero y febrero:

$$W_{gen\ req\ ENERO} = \frac{136.3 [kWh]}{6.74 [h]} = 20.23 [kW]$$

$$W_{gen\ req\ FEBRERO} = \frac{132.9 [kWh]}{6.22 [h]} = 21.37 [kW]$$

Por lo tanto, la potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones STC requerida, se dará en el mes de febrero y será de:

$$W_{gen\ req} = 21.37 [kW]$$

### 6.2.3. CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se seleccionará la potencia pico nominal del panel que corresponda al modelo de mayor potencia, tal que la cantidad necesaria de paneles sea próxima a un número entero, y que permita una distribución homogénea de los módulos.

Tabla 6.2.2 - Características eléctricas módulo AS-6P AMERISOLAR

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC							
Maximum Power ( $P_{max}$ )	325W	330W	335W	340W	345W	350W	355W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V	46.9V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	9.28A	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A	9.68A	9.76A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	37.1V	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V	38.1V	38.3V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	8.77A	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A	9.19A	9.27A
Module Efficiency (%)	16.75	17.01	17.26	17.52	17.78	18.04	18.30
Operating Temperature	-40°C to +85°C						
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC						
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL 1703)/Class C (IEC 61730)						
Maximum Series Fuse Rating	15A						

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of P<sub>max</sub>: ±3%; Measurement Tolerance: ±3%

El número de módulos fotovoltaicos esta dado por la siguiente expresión:

$$N_{mod} = \frac{W_{gen req}}{W_p}$$

En donde:

- $N_{mod}$ : Número total de módulos fotovoltaicos
- $W_{gen req}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones STC [kW]
- $W_p$ : Potencia pico nominal del panel fotovoltaico en condiciones STC [kW]

$$N_{mod} = \frac{21.37 [kW]}{0.330 [kW]} \approx 65 \text{ paneles}$$

#### 6.2.4. CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE

La cantidad máxima de paneles en serie está determinada por la tensión máxima del generador y la tensión de entrada máxima que admite el inversor (cuyo dimensionamiento se tratará en la sección 6.3). El cálculo se realizará de la misma forma que en la sección 5.2.6.

Se debe asegurar que se cumpla la siguiente relación:

$$N_{PS} \times V_{oc} \times \left[ 1 + (T_{amb min} - 25^\circ C) \times \frac{CT_{Voc}}{100\%} \right] \leq 0.95 \times V_{in inv MAX} \quad (6.2.1)$$

Donde:

- $N_{PS}$ : Número de paneles en serie por cadena
- $V_{oc}$ : Tensión a circuito abierto nominal del módulo bajo condiciones STC
- $T_{amb min}$ : Temperatura ambiente mínima

- $CT_{Voc}$ : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto
- $V_{in\ inv\ MAX}$ : Tensión máxima de entrada del inversor

Utilizando la tensión máxima de entrada del inversor (obtenida en la sección 6.3), los datos de catálogo del módulo fotovoltaico seleccionado, y sabiendo que la temperatura ambiente mínima para la localidad de Balcarce de los últimos 30 años fue de  $-5.7[^\circ\text{C}]$  [18], se obtiene:

$$N_{PS} \leq \frac{0.95 \times 750 [V]}{45.9 [V] \times \left[ 1 + (-5.7 [^\circ\text{C}] - 25 [^\circ\text{C}]) \times \frac{-0.3 \left[ \frac{^\circ\text{C}}{\%} \right]}{100\%} \right]}$$

$$N_{PS} \leq 14.2 \text{ paneles}$$

Se utilizarán entonces 13 módulos fotovoltaicos en serie.

$$N_{PS} = 13$$

#### 6.2.5. CANTIDAD DE CADENAS EN PARALELO

Conociendo el número total de módulos y la cantidad de módulos en serie, se puede determinar el número de cadenas en paralelo.

$$N_{CP} = \frac{N_{mod}}{N_{PS}} \quad (6.2.2)$$

$$N_{CP} = \frac{65}{13} = 5$$

#### 6.2.6. CONEXIONADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Figura 6.1.1 - Conexionado de módulos fotovoltaicos

### 6.2.7. RESUMEN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

- Potencia pico nominal del generador fotovoltaico:  $W_{gen} = 21450 W_p$
- Cantidad total de paneles fotovoltaicos:  $N_{mod} = 65$
- Cantidad de paneles fotovoltaicos por cadena:  $N_{PS} = 13$
- Cantidad de cadenas en paralelo:  $N_{CP} = 5$

### 6.3. SELECCIÓN DE INVERSOR SOLAR

#### 6.3.1. POTENCIA NOMINAL REQUERIDA

La potencia nominal requerida será la misma que la calculada en la sección 5.5.1.

$$S_{inv\ nom} = 1.25 \times \frac{P_{carga}}{FP}$$

$$S_{inv\ nom} = 1.25 \times \frac{7.5 [kW]}{0.75} = 12.5 [kVA]$$

#### 6.3.2. SELECCIÓN DE INVERSOR

Se selecciona el inversor Veichi SI23-D5-015G-A con una potencia de salida máxima de 15 [kW], y una potencia de entrada máxima de 22.5 [kW].

Tabla 6.3.1 - Parámetros eléctricos inversor Veichi SI23

Solar Pump Inverter Power(KW)	Pump		Maximum Input Power of Solar panel(KW)	Maximum Input DC Voltage(V)	Total Voc range (V) of Recommended Panels	Rated Output Current(A)	Output Frequency Range(Hz)
	Rated Power (KW)	Rated Voltage(V)					
SI23-D1 Series: Input 60-400VDC, 3 Phase 110-230VAC Output, Suitable for AC110V Pumps							
0.75	0.75	110	1.5	400	175-380	7A	0-600
1.5	1.5	110	2.25	400	175-380	10A	0-600
SI23-D3 Series: Input 150-450VDC, 3 Phase 150-230VAC Output, Suitable for AC220V Pumps							
0.75	0.75	220	3.0	450	360-430	4A	0-600
1.5	1.5	220	3.0	450	360-430	7A	0-600
2.2	2.2	220	3.3	450	360-430	10A	0-600
4.0	4.0	220	6.0	450	360-430	16A	0-600
SI23-D5 Series: Input 250-780VDC, 3 Phase 230-460VAC Output, Suitable for AC380V Pumps							
0.75	0.75	380	4.0	800	620-750	2.5A	0-600
1.5	1.5	380	4.0	800	620-750	4.0A	0-600
2.2	2.2	380	4.0	800	620-750	6.0A	0-600
4.0	4.0	380	6.0	800	620-750	10A	0-600
5.5	5.5	380	8.5	800	620-750	13A	0-600
7.5	7.5	380	11	800	620-750	17A	0-600
11	11	380	16	800	620-750	25A	0-600
15	15	380	22.5	800	620-750	32A	0-600
18.5	18.5	380	27.7	800	620-750	38A	0-600
22	22	380	33	800	620-750	45A	0-600
30	30	380	45	800	620-750	60A	0-600

## 6.4. CABLES DE CONEXIÓN

Se calcularán las secciones mínimas de los conductores, de la misma forma que lo realizado en la sección 5.6.

El único tramo para analizar en este caso será el que conecta los módulos fotovoltaicos con el inversor variador de frecuencia.

La intensidad de corriente a utilizar será el producto entre el número de cadenas en paralelo ( $N_{CP}$ ) y la corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) del módulo seleccionado. Estos valores se obtienen de las secciones 6.2.5 y 6.2.3 respectivamente.

$$I_{mod-inv} = N_{CP} \times I_{mp} \quad (6.4.1)$$

$$I_{mod-inv} = 5 \times 8.85 [A] = 44.25 [A]$$

En cuanto a la tensión, esta se calcula a partir el producto entre la tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) del módulo seleccionado y la cantidad de módulos en serie, valores obtenidos de las secciones 6.2.3 y 6.2.4.

$$V_{mod-inv} = N_{PS} \times V_{mp} \quad (6.4.2)$$

$$V_{mod-inv} = 13 \times 37.3 [V] = 484.9 [V]$$

Utilizando la ecuación 5.6.1, un conductor de cobre y aproximando la longitud de este tramo en 50 [m], se confecciona la siguiente tabla:

Tabla 6.4.1 - Sección mínima tramo módulo - inversor

<b>Módulo fotovoltaico - Inversor</b>	
Resistividad cobre [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]	0,0172
Distancia módulo - regulador de carga [m]	50
Tensión [V]	484,9
Porcentaje de caída de tensión admisible [%]	0,5
Corriente [A]	44,25
Sección mínima [ $\text{mm}^2$ ]	31,4

Se selecciona un conductor de la sección inmediatamente superior a la calculada según el catálogo de la marca Prysmian Group, modelo EXZHELLENT Class SOLAR.

Se obtiene una sección de 35  $\text{mm}^2$ :

Tabla 6.4.2 - Características físicas y eléctricas conductores Prysmian EXZHELLENT Class SOLAR

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire A (2)	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caída de tensión V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

## 6.5. PROTECCIONES

Las cadenas de módulos fotovoltaicos deben estar protegidas con fusibles de calibre adecuado en ambas polaridades, positiva y negativa, para prevenir daños causados por corrientes inversas o sobrecorrientes debido al mal funcionamiento de alguno de los módulos. [19]

La corriente nominal de los fusibles máxima se determina de la misma forma que en la sección 5.7.1. Se obtiene:

$$I_{n \text{ fusible}} = 14.6 [A]$$

Se utilizará el fusible SFUS-15 de la marca ENERTIK con una corriente nominal de 15 [A].

Tabla 6.5.1 - Características eléctricas fusible SFUS-15

Modelo	SFUS-15
<b>Especificaciones eléctricas</b>	
Capacidad del fusible	15A
Tamaño del fusible	10 x 38 mm
Voltaje máximo	1000VCC

Se debe tener en cuenta, además, la necesidad de seccionamiento entre los paneles fotovoltaicos y el inversor.

Se calcula la corriente y el voltaje nominal que debe soportar el interruptor termomagnético.

$$I_{n \text{ mod-inv}} = I_{sc} \times N_{CP} \times 1.25 \quad (6.5.1)$$

$$V_{n\ mod-inv} = V_{oc} \times N_{PS} \times 1.25 \quad (6.5.2)$$

En donde:

- $I_{n\ mod-inv}$  : Corriente nominal que debe soportar el interruptor termomagnético
- $V_{n\ mod-inv}$  : Voltaje nominal que debe soportar el interruptor termomagnético
- $I_{sc}$  : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico
- $V_{oc}$  : Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico
- $N_{CP}$  : Numero de cadenas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo
- $N_{PS}$  : Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie

Reemplazando:

$$I_{n\ mod-inv} = 9.36 \times 5 \times 1.25 = 58.5 \text{ [A]}$$

$$V_{n\ mod-inv} = 45.9 \times 13 \times 1.25 = 745.9 \text{ [V]}$$

Se selecciona entonces el interruptor automático Tmax T4V de la marca ABB.

Tabla 6.5.2 - Características eléctricas interruptor automático ABB – Tmax

For use at 1000VDC				
		Tmax T4V	Tmax T5V	Tmax T6L
Rated uninterrupted current	[A]	250	400/630	630/800
Poles		4	4	4
Rated service voltage, Ue	[VDC]	1000	1000	1000
Rated impulse withstand voltage, Uimp	[kV]	8	8	8
Rated insulation voltage, Ui	[V]	1150	1150	1150

## 6.6. SELECCIÓN DE GENERADOR AUXILIAR

Los sistemas fotovoltaicos off grid sin baterías presentan la desventaja de no poder suministrar la potencia necesaria en días con alta nubosidad y baja irradiancia. Para mejorar la confiabilidad del sistema y evitar pérdidas económicas por la falta de riego, es necesario contar con un generador auxiliar.

Un aspecto clave a considerar a la hora de seleccionar el generador, es el arranque del motor eléctrico. Para un sistema de arranque directo como el de este proyecto, la corriente de arranque puede llegar a valores de hasta 6 veces la nominal.

Considerando esto, se selecciona un generador trifásico cuya potencia se estima siguiendo una regla comúnmente utilizada para motores con arranque directo. Esta regla establece que la potencia aparente es de aproximadamente:

$$S_{gen} = 3 \times P_{carga} \quad (6.6.1)$$

$$S_{gen} = 3 \times 7.5 [kW] = 22.5 [kVA]$$

Se selecciona entonces, Grupo Electrónico Diesel New Holland END22, con las siguientes características:

Tabla 6.5.3 - Datos técnicos grupo electrónico Diesel New Holland END22

Tensión de salida estándar	400/231 V 50 Hz
RPM	1500
Potencia Prime	20 kVA (16.0 kW)
Potencia Standby	22 kVA (17.6 kW)
Consumo específico comb. (Pr.)	3.9 Litros/hora

## 6.7. PLANO FINAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA OFF GRID SIN BATERÍAS

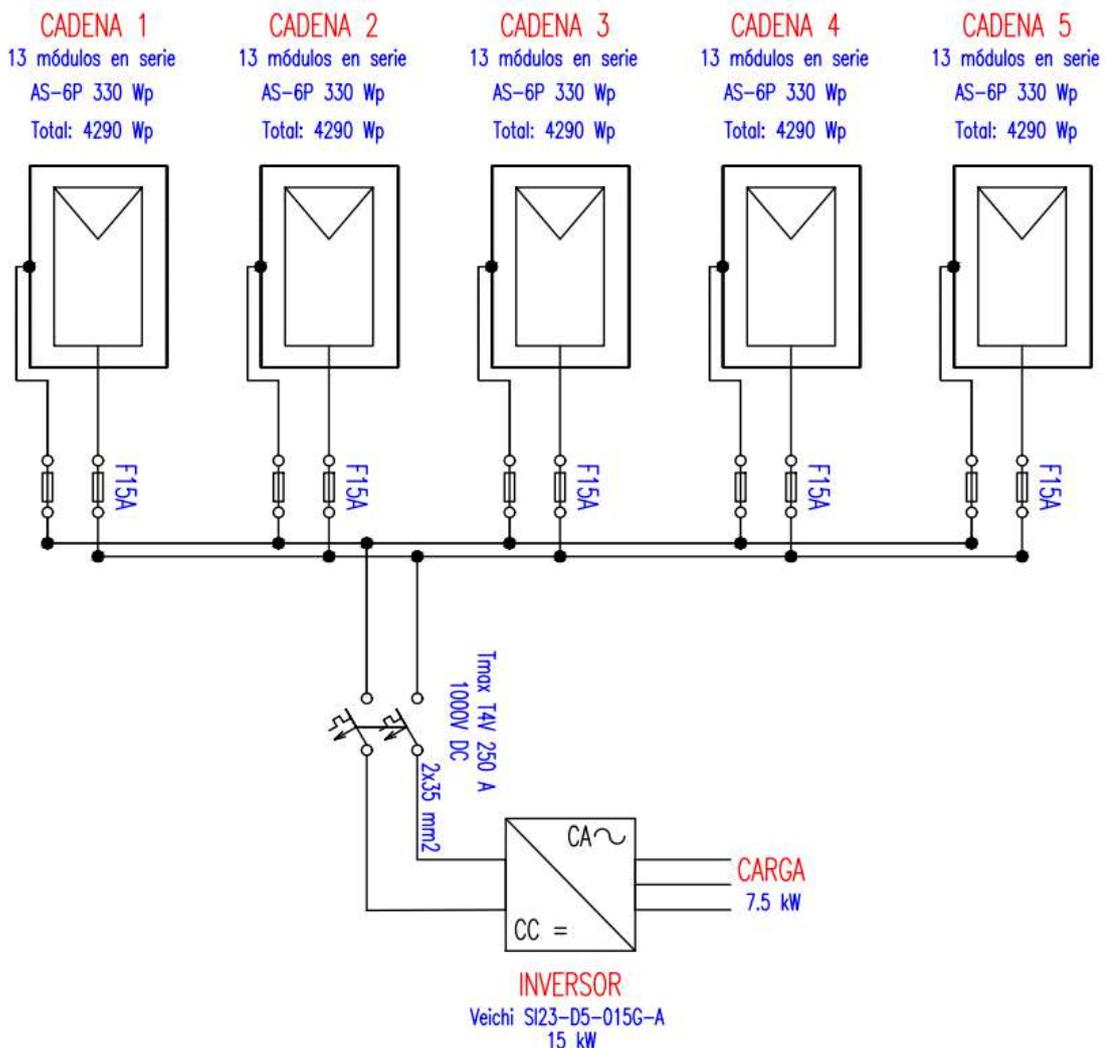


Figura 6.7.1 - Plano instalación fotovoltaica off grid sin baterías

## 7. DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID

Según el marco regulatorio nacional vigente, se considera generación distribuida a la energía eléctrica generada mediante fuentes de energía renovable, en el punto de consumo, y por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución.

La integración de generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica complementa la infraestructura actual existente de generación concentrada. Esta última se caracteriza por tener una estructura “vertical”, en la cual la energía se genera en grandes centrales, luego se transporta a través de las amplias distancias que existen en nuestro país y por último se transforma a niveles menores de tensión para ser distribuida en los puntos de consumo distantes de cada usuario final. Consecuentemente, las pérdidas inevitables en este transporte y distribución son considerables.

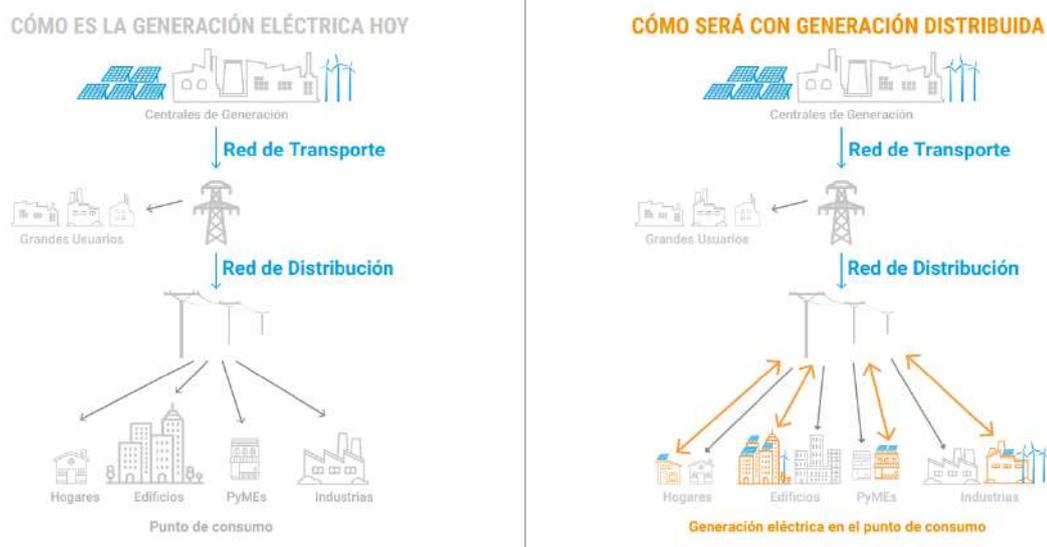


Figura 7.1 - Comparativa generación concentrada y distribuida

La instalación de un sistema de generación distribuida renovable posibilita al usuario cubrir parte de su demanda de energía eléctrica sin la necesidad de recurrir al suministro de la red, lo que resulta en un ahorro económico debido al autoconsumo. A su vez, de existir un sobrante de energía eléctrica generada por la fuente renovable, el usuario-generador puede percibir un beneficio económico por la inyección de los excedentes a la red. [22][22]

El sistema fotovoltaico conectado a red posee los siguientes componentes:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor de red
- Protecciones

- Cables de interconexión
- Medidor bidireccional

El conexionado entre ellos se realizará en conformidad con la normativa reglamentaria según la Ley 27.424 de generación distribuida, cuyo esquema unifilar es el siguiente:

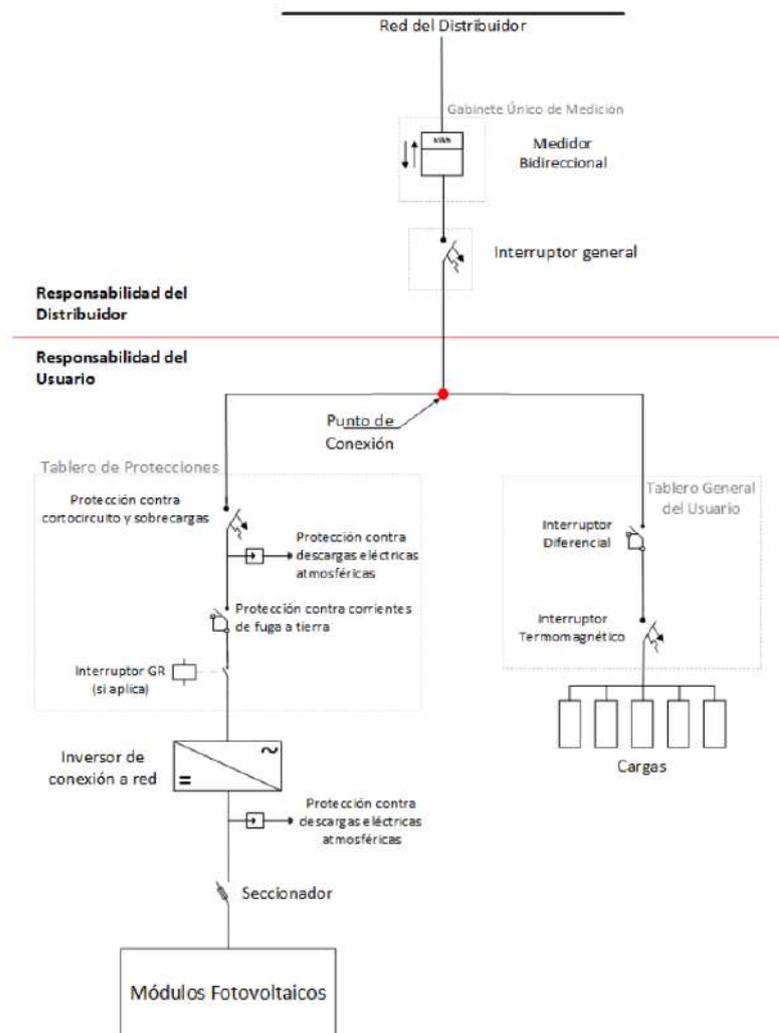


Figura 6.7.2 – Esquema unifilar sistema fotovoltaico on-grid [3]

La función del inversor de conexión a red es convertir la corriente continua en corriente alterna y adecuar los parámetros de calidad eléctrica (tensión y frecuencia principalmente) para su interacción en paralelo con la red eléctrica de distribución. Adicionalmente, estos inversores deben cumplir con ciertos requisitos de seguridad eléctrica; un aspecto fundamental es que se apaguen ante un corte de suministro eléctrico, debido a que si el corte es por mantenimiento no debe haber tensión en la red, para seguridad de los operarios.

La medición de energía eléctrica se realiza a través de un medidor bidireccional. Este registra el consumo de energía del usuario y la energía inyectada a la red. Al finalizar

cada período de medición, se registran los valores de consumo e inyección a la red y se valorizan por separado. [22]

## 7.1. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIAS

Se utilizarán los mismos módulos fotovoltaicos que en los dimensionamientos anteriores. Además, el rendimiento del inversor de red es similar al del inversor variador de frecuencia seleccionado en el segundo dimensionamiento.

Por lo tanto, la eficiencia del sistema será la misma a la calculada en la sección 6.1.

$$\eta_{Total} = 0.813 \times 0.95 \times 0.99 = 0.76$$

## 7.2. DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

### 7.2.1. REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS

Los requerimientos energéticos del sistema fotovoltaico on-grid se calcularán de manera diferente a los sistemas anteriores. Al contar con la red eléctrica como respaldo, no es necesario dimensionar el sistema para la máxima demanda de la carga. En su lugar, se dimensionará en función de la energía anual promedio, con el objetivo de reducir el costo de inversión inicial.

Los cálculos energéticos se realizarán considerando solo los meses de consumo, a partir de los tiempos de riego y la potencia de la bomba.

Tabla 7.2.1 - Consumo energético promedio

Mes	Consumo energético [kWh]
Enero	136,3
Febrero	132,9
Marzo	63,8
Octubre	32,9
Noviembre	56,4
Diciembre	109,1
<b>PROMEDIO</b>	<b>88,6</b>

### 7.2.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO NOMINAL

La potencia pico requerida por el sistema fotovoltaico será de:

$$W_{gen\ req} = \frac{E_{req\ prom}}{HSP_{prom}} \quad (7.2.1)$$

En donde:

- $W_{gen req}$ : Potencia pico requerida en condiciones STC
- $E_{req prom}$ : Energía requerida promedio por el generador fotovoltaico
- $HSP_{prom}$ : Hora solar pico promedio

A partir de la tabla 5.2.2, se obtiene un valor de hora solar pico promedio de:

Tabla 7.2.2 - HSP promedio

Mes	HSP
Enero	6,74
Febrero	6,22
Marzo	5,33
Octubre	5,45
Noviembre	6,27
Diciembre	6,74
<b>PROMEDIO</b>	<b>6,13</b>

La potencia pico requerida será de:

$$W_{gen req} = \frac{88.6 \text{ [kWh]}}{6.13 \text{ [h]}} = 14.45 \text{ [kW]}$$

### 7.2.3. CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se seleccionará la potencia pico nominal del panel que corresponda al modelo de mayor potencia, tal que la cantidad necesaria de paneles sea próxima a un número entero, par, y que permita una distribución homogénea de los módulos.

Tabla 7.2.3 - Características eléctricas módulo AS-6P AMERISOLAR

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC						
Maximum Power ( $P_{max}$ )	325W	330W	335W	340W	345W	350W
Open Circuit Voltage ( $V_{OC}$ )	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	9.28A	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A	9.68A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	37.1V	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V	38.1V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	8.77A	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A	9.19A
Module Efficiency (%)	16.75	17.01	17.26	17.52	17.78	18.04

El número de módulos fotovoltaicos esta dado por la siguiente expresión:

$$N_{mod} = \frac{W_{gen req}}{W_p}$$

En donde:

- $N_{mod}$ : Número total de módulos fotovoltaicos
- $W_{gen req}$ : Potencia pico del generador fotovoltaico en condiciones STC [kW]
- $W_p$ : Potencia pico nominal del panel fotovoltaico en condiciones STC [kW]

$$N_{mod} = \frac{14.45 [kW]}{0.345 [kW]} \approx 42 \text{ paneles}$$

La cantidad de módulos fotovoltaicos requeridos será de:

$$N_{mod} = 42 \text{ paneles}$$

#### 7.2.4. CANTIDAD DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE

La cantidad máxima de paneles en serie está determinada por la tensión máxima del generador y la tensión de entrada máxima que admite el inversor (cuyo dimensionamiento se tratará en la sección 7.3). El cálculo se realizará de la misma forma que en la sección 6.2.4.

Se debe asegurar que se cumpla la siguiente relación:

$$N_{PS} \times V_{oc} \times \left[ 1 + (T_{amb min} - 25^{\circ}C) \times \frac{CT_{Voc}}{100\%} \right] \leq 0.95 \times V_{in inv MAX}$$

Donde:

- $N_{PS}$ : Número de paneles en serie por cadena
- $V_{oc}$ : Tensión a circuito abierto nominal del módulo bajo condiciones STC
- $T_{amb min}$ : Temperatura ambiente mínima
- $CT_{Voc}$ : Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto
- $V_{in inv MAX}$ : Tensión máxima de entrada del inversor

Utilizando la tensión máxima de entrada del inversor, los datos de catálogo del módulo fotovoltaico seleccionado, y sabiendo que la temperatura ambiente mínima para la localidad de Balcarce de los últimos 30 años fue de  $-5.7^{\circ}C$  [18], se obtiene:

$$N_{PS} \leq \frac{0.95 \times 1100 [V]}{46.5 [V] \times \left[ 1 + (-5.7 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C]) \times \frac{-0.3 \left[ \frac{^{\circ}C}{\%} \right]}{100\%} \right]}$$

$$N_{PS} \leq 20.6 \text{ paneles}$$

Se utilizarán entonces 14 módulos fotovoltaicos en serie.

$$N_{PS} = 14$$

### 7.2.5. CANTIDAD DE CADENAS EN PARALELO

Conociendo el número total de módulos y la cantidad de módulos en serie, se puede determinar el número de cadenas en paralelo.

$$N_{CP} = \frac{N_{mod}}{N_{PS}}$$

$$N_{CP} = \frac{42}{14} = 3$$

### 7.2.6. CONEXIONADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

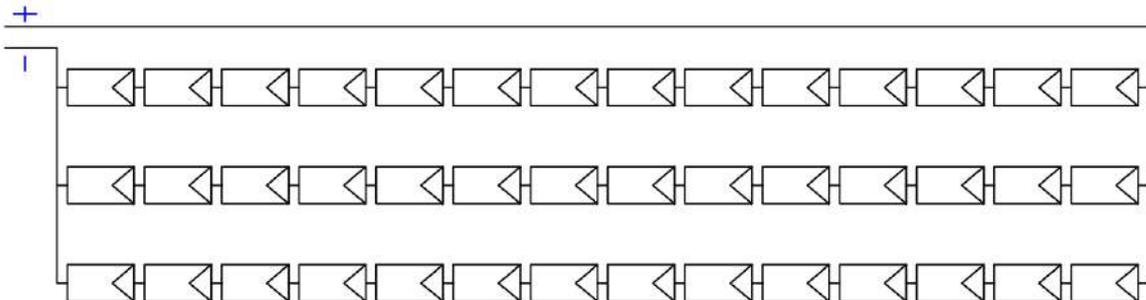


Figura 7.2.1 - Conexión de módulos fotovoltaicos

### 7.2.7. RESUMEN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

- Potencia pico nominal del generador fotovoltaico:  $W_{gen} = 14490 \text{ W}_p$
- Cantidad total de paneles fotovoltaicos:  $N_{mod} = 42$
- Cantidad de paneles fotovoltaicos por cadena:  $N_{PS} = 14$
- Cantidad de cadenas en paralelo:  $N_{CP} = 3$

## 7.3. SELECCIÓN DE INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

### 7.3.1. POTENCIA NOMINAL REQUERIDA

La potencia nominal requerida será la misma que la calculada en la sección 5.5.1.

$$S_{inv \text{ nom}} = 1.25 \times \frac{P_{carga}}{FP}$$

$$S_{inv \text{ nom}} = 1.25 \times \frac{7.5 \text{ [kW]}}{0.75} = 12.5 \text{ [kVA]}$$

### 7.3.2. SELECCIÓN DE INVERSOR

Se selecciona el inversor trifásico Growatt MID15KTL3-X con una potencia de salida máxima de 15 [kW], y una potencia de entrada máxima de 22.5 [kW].

Tabla 7.3.1 - Parámetros eléctricos inversor Growatt MID 15KTL3-X a 25KTL3-X

Datasheet	MID 15KTL3-X	MID 17KTL3-X	MID 20KTL3-X	MID 22KTL3-X	MID 25KTL3-X
<b>Input data (DC)</b>					
Max. recommended PV power (for module STC)	22500W	26500W	30000W	33000W	37500W
Max. DC voltage			1100V		
Start voltage			250V		
Nominal voltage			580V		
MPPT voltage range			160V-1000V		
No. of MPPT trackers			2		
No. of PV strings per MPPT tracker	2	2	2	2	2/3
Max. input current per MPPT tracker	25A	25A	25A	25A	25A/37.5A
Max. short circuit current per MPPT	32A	32A	32A	32A	32A/48A
<b>Output data (AC)</b>					
Rated AC output power	15000W	17000W	20000W	22000W	25000W
Max. AC apparent power	16600VA	18800VA	22000VA	24400VA	27700VA
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	24.2A	27.4A	31.9A	35.5A	40.2A
Adjustable power factor			0.8(loading)...0.8(lagging)		
THDi			<3%		
AC grid connection type			3W+N+PE		

### 7.4. CABLES DE CONEXIÓN

La intensidad de corriente a utilizar será el producto entre el número de cadenas en paralelo ( $N_{CP}$ ) y la corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) del módulo seleccionado.

$$I_{mod-inv} = 3 \times 9.11[A] = 27.33 [A]$$

En cuanto a la tensión, esta se calcula a partir el producto entre la tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) del módulo seleccionado y la cantidad de módulos en serie.

$$V_{mod-inv} = 14 \times 37.9 [V] = 530.6 [V]$$

Utilizando la ecuación 5.6.1, un conductor de cobre y aproximando la longitud de este tramo en 50 [m], se confecciona la siguiente tabla:

Tabla 7.4.1 - Sección mínima tramo módulo - inversor

<b>Módulo fotovoltaico - Inversor</b>	
Resistividad cobre [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]	0,0172
Distancia módulo - regulador de carga [m]	50
Tensión [V]	530,6
Porcentaje de caída de tensión admisible [%]	0,5
Corriente [A]	27,33
Sección mínima [ $\text{mm}^2$ ]	17,72

Se selecciona un conductor de la sección inmediatamente superior a la calculada según el catálogo de la marca Prysmian Group, modelo EXZHELLENT Class SOLAR.

Se utilizará una sección de 25 mm<sup>2</sup>:

Tabla 7.4.2 - Características físicas y eléctricas conductores Prysmian EXZHELLENT Class SOLAR

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire A (2)	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	155	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

## 7.5. PROTECCIONES

Las cadenas de módulos fotovoltaicos deben estar protegidas con fusibles de calibre adecuado en ambas polaridades, positiva y negativa, para prevenir daños causados por corrientes inversas o sobrecorrientes debido al mal funcionamiento de alguno de los módulos. [19]

La corriente nominal de los fusibles máxima será de:

$$I_{p\ cad} = 9.6 [A] \times 1.25 = 12 [A]$$

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes deben soportar al menos el 125% de la corriente máxima del circuito ( $I_{p\ cad}$ ). En otras palabras, el dispositivo de protección no puede ser cargado al 80% o más de su capacidad nominal. [20] La corriente nominal para el dimensionamiento del aparato será de:

$$I_{n\ fusible} = I_{p\ cad} \times 1.25$$

$$I_{n\ fusible} = 15 [A]$$

Se utilizará el fusible SFUS-15 de la marca ENERTIK con una corriente nominal de 15 [A].

Tabla 7.5.1 - Características eléctricas fusible SFUS-15

Modelo	SFUS-15
<b>Especificaciones eléctricas</b>	
Capacidad del fusible	15A
Tamaño del fusible	10 x 38 mm
Voltaje máximo	1000VCC

Se debe tener en cuenta, además, la necesidad de seccionamiento entre los paneles fotovoltaicos y el inversor.

Se calcula la corriente y el voltaje nominal que debe soportar el interruptor termomagnético.

$$I_{n \text{ mod-inv}} = 9.6 \times 3 \times 1.25 = 36 \text{ [A]}$$

$$V_{n \text{ mod-inv}} = 45.9 \times 14 \times 1.25 = 803.25 \text{ [V]}$$

Se selecciona entonces el interruptor automático Tmax T4V de la marca ABB.

Tabla 7.5.2 - Características eléctricas interruptor automático ABB – Tmax

		For use at 1000VDC		
		Tmax T4V	Tmax T5V	Tmax T6L
Rated uninterrupted current	[A]	250	400/630	630/800
Poles		4	4	4
Rated service voltage, Ue	[VDC]	1000	1000	1000
Rated impulse withstand voltage, Uimp	[kV]	8	8	8
Rated insulation voltage, Ui	[V]	1150	1150	1150

Entre el inversor y el medidor bidireccional se colocará un interruptor termomagnético Schneider de 3 polos con una corriente nominal de 25 [A] y capacidad de ruptura de 10 [kA].

Tabla 7.5.3 – Características eléctricas Schneider A9F74325

Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Gama	Acti 9
Número de Polos	3P
número de polos protegidos	3
corriente nominal	25 A
tipo de unidad de control	Térmico-magnético
código de curva de disparo ins	C
poder de corte	6000 A Icn a 400 V CA 50/60 Hz conforme a EN / IEC 60898-1 36 kA Icu a 12 ... 133 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu a <= 180 V CC conforme a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu a 380...415 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu a 220...240 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu a 440 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2

## 7.6. SELECCIÓN DE GENERADOR AUXILIAR

Los cortes de suministro de energía eléctrica pueden traer aparejadas pérdidas económicas por la falta de riego en los cultivos. Al tratarse de un usuario rural, la continuidad del servicio no está garantizada, por lo que se debe contar con un generador auxiliar para compensar estas pérdidas.

El generador auxiliar seleccionado será el mismo que el de la sección 6.6. Se utilizará el grupo electrógeno Diesel New Holland END22.

## 7.7. BALANCE ENERGÉTICO: INYECCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA

Un parámetro importante para este tipo de sistemas, es la cantidad de energía inyectada y consumida de la red. Dado que el precio del kWh consumido no es el mismo que el del inyectado, no se pueden usar valores netos en el cálculo económico. Es necesario identificar los momentos del día en los que el sistema consume energía de la red y aquellos en los que inyecta.

El sistema fotovoltaico dimensionado tiene una potencia pico de  $14490 W_p$ , generada únicamente bajo condiciones STC, es decir, con una irradiancia de  $1000 W/m^2$ . Bajo otras condiciones, la potencia generada será distinta.

El objetivo es obtener la variación de potencia generada en distintos rangos horarios, para determinar los momentos en donde la generación es insuficiente y el sistema debe consumir de la red, y los momentos en donde se inyecta energía.

Para lograr este análisis, se utilizan los valores de irradiancia promedio mensual para cada hora del día. Se examina mes a mes, obteniendo la cantidad de energía inyectada y consumida de la red. Los datos fueron obtenidos de POWER DOCS (Prediction of Worldwide Energy Resources) de la NASA [22], tomando como referencia el año calendario 2023.

La potencia generada por el sistema bajo otros valores de irradiancia será de:

$$W = W_p \times \frac{\text{Irradiancia}}{1000 W/m^2} \times \eta_{Total} \quad (7.7.1)$$

Se grafica la potencia generada por el sistema bajo las distintas condiciones de irradiancia, y la potencia consumida por la carga en el tiempo de riego para el mes de enero:

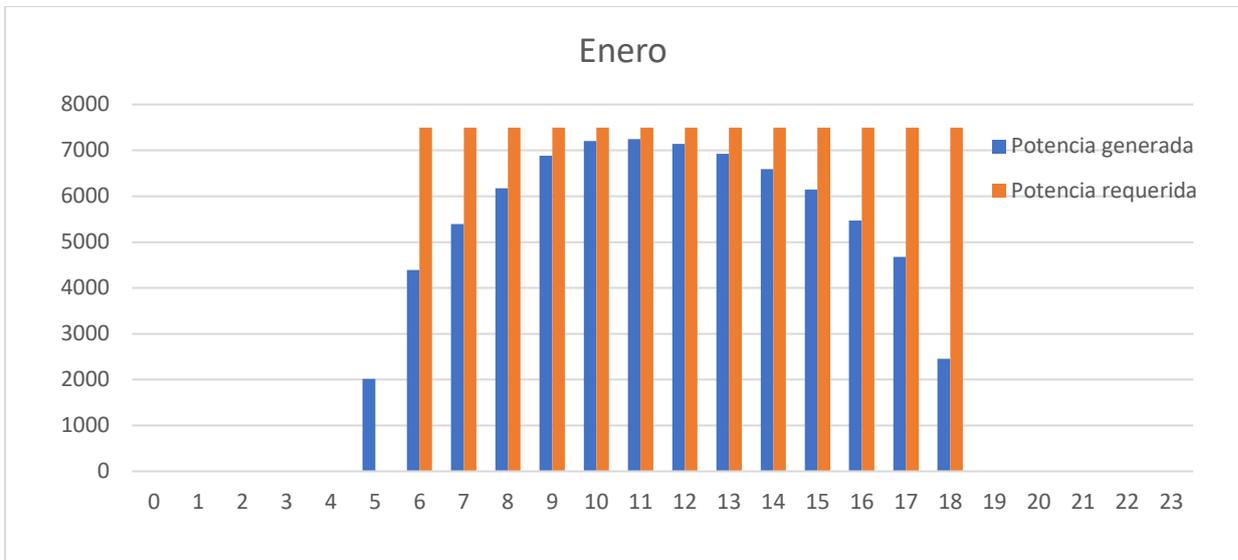


Figura 7.7.1 - Potencia requerida y generada promedio enero

Tabla 7.7.1 - Balance energético diario enero

HORA	POTENCIA GENERADA [W]	POTENCIA REQUERIDA [W]	INYECCIÓN [Wh]	CONSUMO [Wh]
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	2014,6	0	2014,6	0
6	4392,2	7500	0	3107,8
7	5396,6	7500	0	2103,4
8	6171,8	7500	0	1328,2
9	6884,6	7500	0	615,4
10	7202,6	7500	0	297,4
11	7245,0	7500	0	255,0
12	7138,9	7500	0	361,1
13	6928,8	7500	0	571,2
14	6589,8	7500	0	910,2
15	6143,0	7500	0	1357,0
16	5470,6	7500	0	2029,4
17	4678,0	7500	0	2822,0
18	2456,7	7500	0	5043,3
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0

El balance energético deberá tener en cuenta que el intervalo de riego es de 4 días, con 3 días de consumo de carga y uno libre para tareas de mantenimiento. El balance energético de enero será:

Tabla 7.7.2 - Balance energético mensual enero

<b>ENERGÍA INYECTADA DIARIA [kWh]</b>	<b>2,01</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA DIARIA [kWh]</b>	<b>20,80</b>
<b>ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]</b>	<b>656,86</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]</b>	<b>483,64</b>

De manera análoga se analizan el resto de meses en donde se realiza riego:

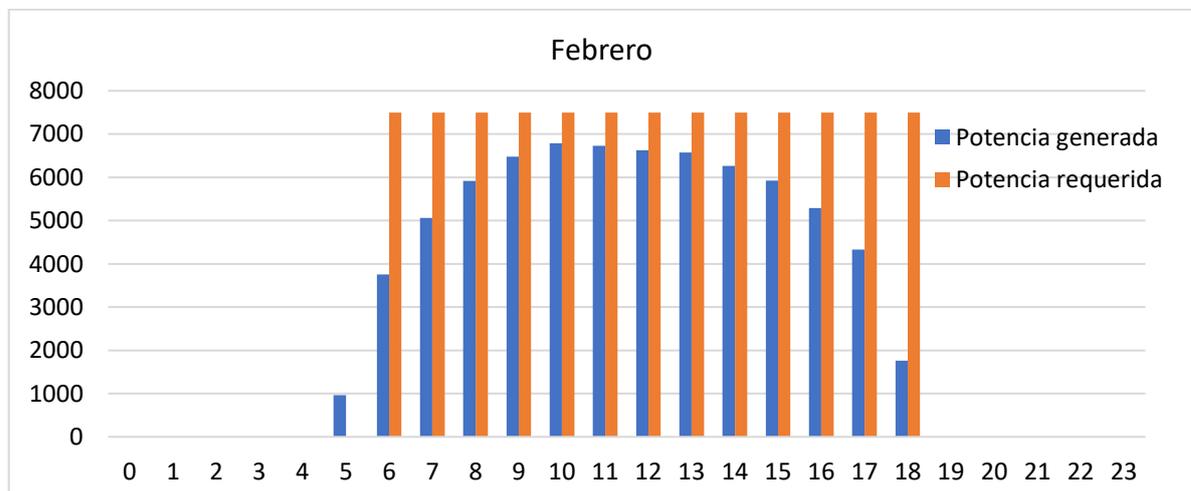


Figura 7.7.2 - Potencia requerida y generada promedio febrero

Tabla 7.7.3 - Balance energético mensual febrero

<b>ENERGÍA INYECTADA DIARIA [kWh]</b>	<b>0,97</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA DIARIA [kWh]</b>	<b>26,00</b>
<b>ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]</b>	<b>527,57</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]</b>	<b>546,10</b>

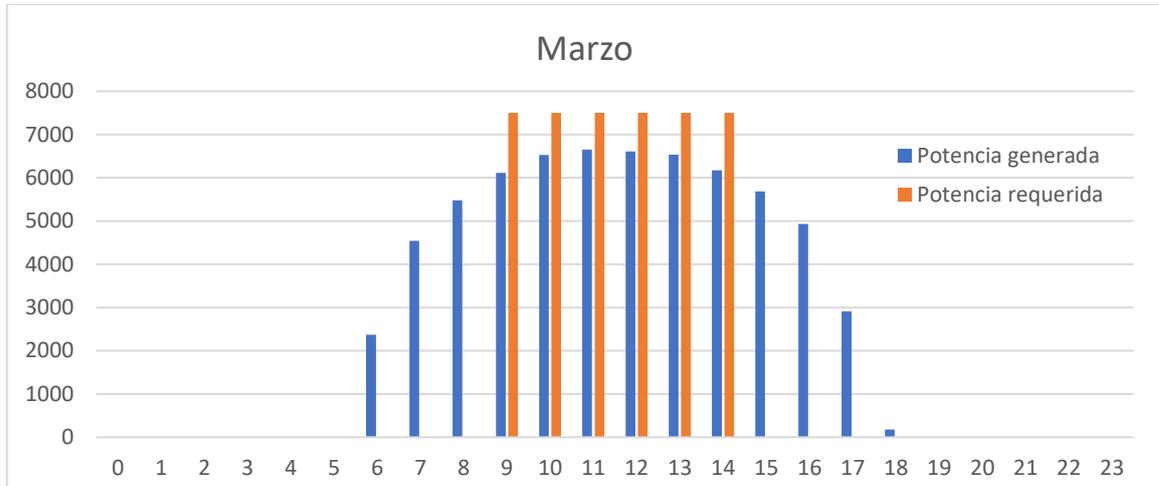


Figura 7.7.3 - Potencia requerida y generada promedio marzo

Tabla 7.7.4 - Balance energético mensual marzo

<b>ENERGÍA INYECTADA DIARIA [kWh]</b>	<b>26,09</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA DIARIA [kWh]</b>	<b>6,39</b>
<b>ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]</b>	<b>808,84</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]</b>	<b>148,46</b>

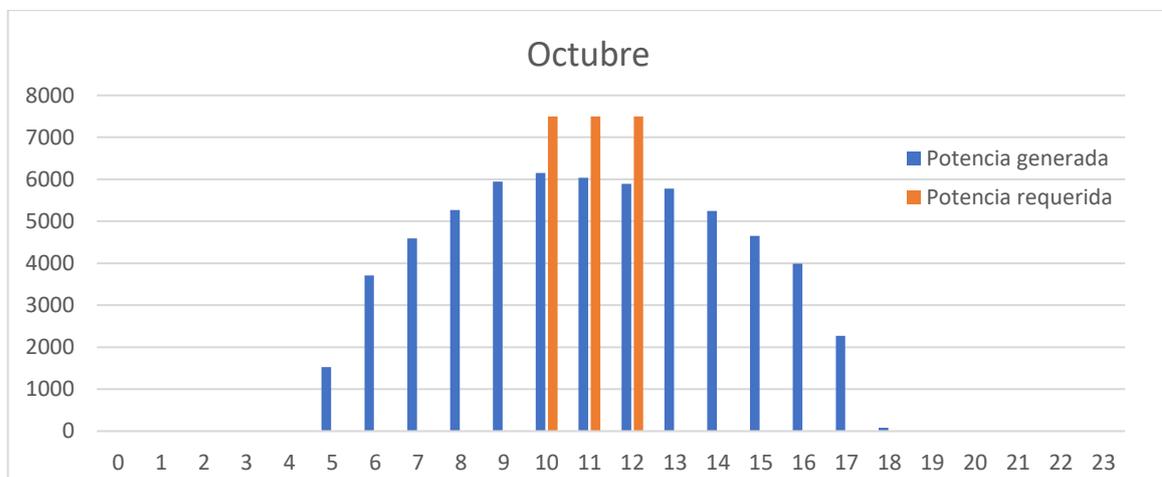


Figura 7.2.4 - Potencia requerida y generada promedio octubre

Tabla 7.7.5 - Balance energético mensual octubre

<b>ENERGÍA INYECTADA DIARIA [kWh]</b>	<b>26,09</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA DIARIA [kWh]</b>	<b>6,39</b>
<b>ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]</b>	<b>808,84</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]</b>	<b>148,46</b>

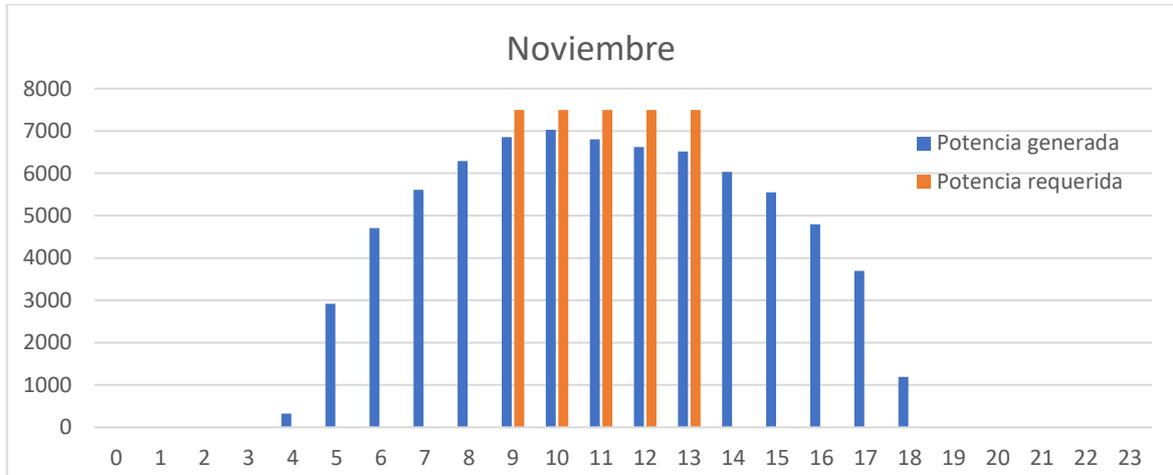


Figura 7.7.5 - Potencia requerida y generada promedio noviembre

Tabla 7.7.6 - Balance energético mensual noviembre

<b>ENERGÍA INYECTADA DIARIA [kWh]</b>	<b>41,11</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA DIARIA [kWh]</b>	<b>3,67</b>
<b>ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]</b>	<b>1486,96</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]</b>	<b>82,66</b>

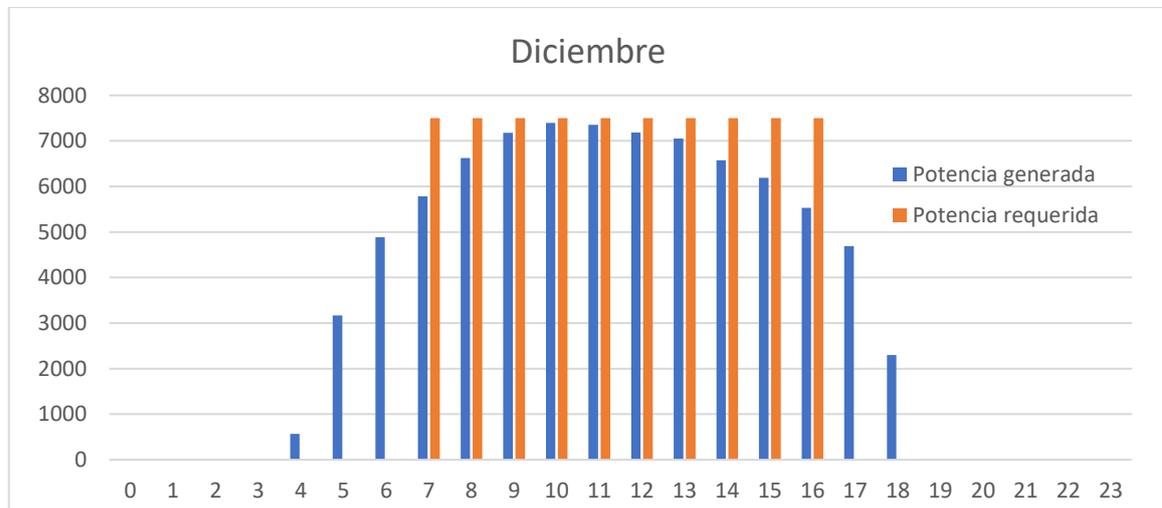


Figura 7.7.6 - Potencia requerida y generada promedio diciembre

Tabla 7.7.7 - Balance energético mensual diciembre

<b>ENERGÍA INYECTADA DIARIA [kWh]</b>	<b>15,62</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA DIARIA [kWh]</b>	<b>8,15</b>
<b>ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]</b>	<b>1002,18</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]</b>	<b>189,42</b>

Se obtiene entonces, la siguiente tabla resumen:

Tabla 7.7.8 - Balance energético mensual

MES	ENERGÍA INYECTADA MENSUAL [kWh]	ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL [kWh]
ENERO	656,86	483,64
FEBRERO	527,57	546,10
MARZO	808,84	148,46
OCTUBRE	1474,99	102,59
NOVIEMBRE	1486,96	82,66
DICIEMBRE	1002,18	189,42
<b>SUMA [kWh/año]</b>	<b>5957,41</b>	<b>1552,86</b>

## 7.8. IMPACTO EN LA RED ELÉCTRICA

Utilizando el software Power Factory DigSilent, se evaluará el impacto del sistema fotovoltaico en la red eléctrica. El análisis se centrará en comparar los valores de tensión en el distribuidor donde se ubica el sistema, considerando un día sin carga en enero, tanto con el sistema en funcionamiento como en ausencia de este.

La figura siguiente ilustra el sector de la red modelada en DigSilent. El análisis se limita a los valores de tensión en el distribuidor y su barra de distribución de media tensión.

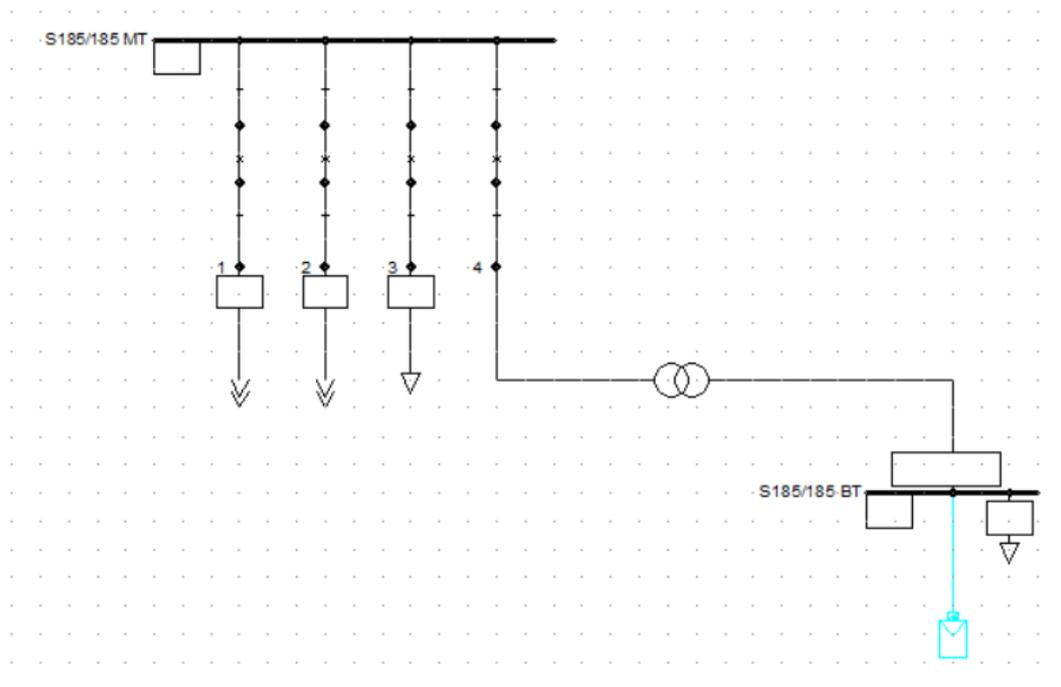


Figura 7.8.13 – Distribuidor y barra de distribución de media tensión

A continuación, se presentan los gráficos de los valores de tensión por unidad correspondientes al distribuidor asociado al sistema fotovoltaico, comparando los escenarios con el sistema conectado y desconectado.

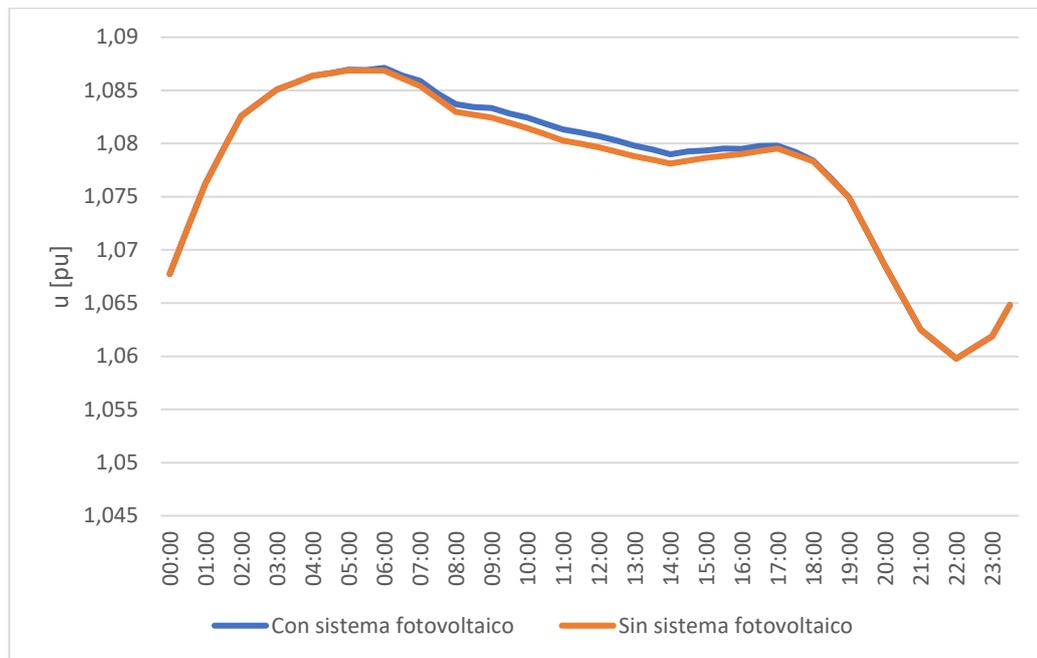


Figura 7.8.2 – Tensión en el distribuidor con y sin sistema fotovoltaico

Se observa que el impacto del sistema fotovoltaico en el distribuidor es despreciable, con variaciones de tensión inferiores al 1% incluso durante las horas de máxima inyección. Esto se debe a la baja potencia del sistema.

Asimismo, el análisis de la barra de distribución de media tensión mostraría un impacto aún menor, por lo que se descarta su evaluación.

Por ende, se puede concluir que el impacto que tiene el sistema en la red es prácticamente nulo.

### 7.9. PLANO FINAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ON-GRID

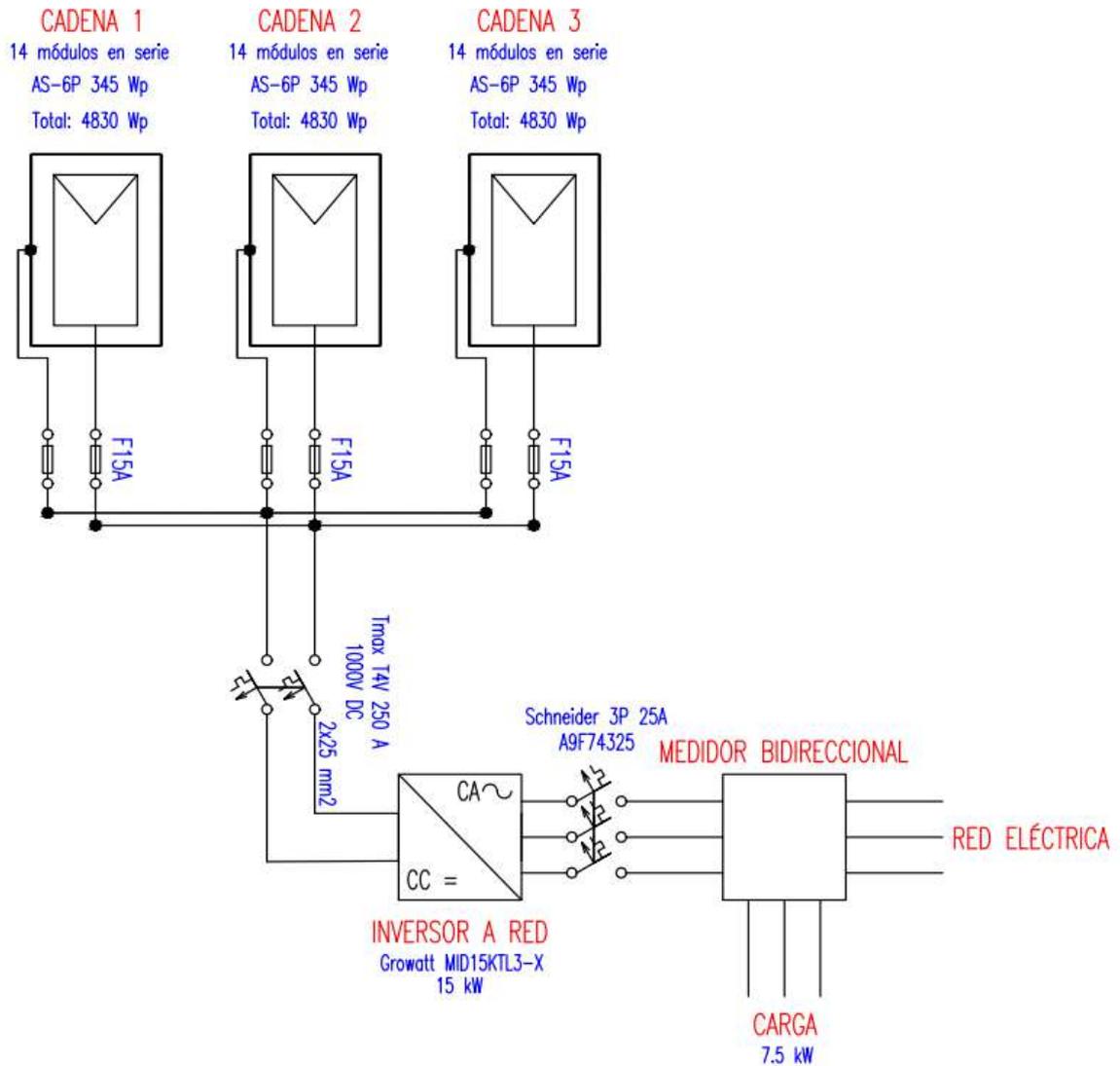


Figura 7.9.1 - Plano instalación fotovoltaica on grid

## 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica se realizará considerando únicamente los meses de riego. Los costos energéticos y compensaciones económicas por inyección producidos fuera de estos meses no se tendrán en cuenta. Además, se asumirá que el usuario ya dispone de la bomba de agua y generador necesarios, de modo que el cálculo del tiempo de retorno de la inversión se realizará solo para la instalación fotovoltaica.

Se calcula la inversión inicial para cada sistema en dólares. Se estima que los costos de los accesorios eléctricos (protecciones, cableados, tableros, estructuras de soporte, etc.) y los costos de instalación representan cada uno un 10% del total. En el caso del sistema fotovoltaico off-grid con baterías, debido al elevado costo del banco de baterías, se considera un 5% del costo total para los accesorios eléctricos y la mano de obra.

Tabla 8.1 - Costo de inversión inicial

<b>Sistema fotovoltaico off grid con baterías</b>			
<b>Componente</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio por unidad [USD]</b>	<b>Total [USD]</b>
AS-6P 335 W	84	130,1	10927,6
MFV 2500	72	1524,5	109764,7
SmartSolar MPPT 450/200	3	2423,1	7269,2
Phoenix Inverter 48/5000	3	2301,4	6904,2
Accesorios + mano de obra			6743,3
<b>INVERSIÓN INICIAL [USD]</b>			<b>141609,0</b>

<b>Sistema fotovoltaico off grid sin baterías</b>			
<b>Componente</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio por unidad [USD]</b>	<b>Total [USD]</b>
AS-6P 335 W	65	130,1	8455,9
Veichi SI23-D5-015G-A	1	1696,5	1696,5
Accesorios + mano de obra			2030,5
<b>INVERSIÓN INICIAL [USD]</b>			<b>12182,9</b>

<b>Sistema fotovoltaico on grid</b>			
<b>Componente</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio por unidad [USD]</b>	<b>Total [USD]</b>
AS-6P 345 W	42	133,9	5624,2
Growatt MID15KTL3-X	1	1865,0	1865,0
Accesorios + mano de obra			1497,8
<b>INVERSIÓN INICIAL [USD]</b>			<b>8987,0</b>

Se debe tener en cuenta el costo de reposición de ciertos equipos. Si la vida útil de alguno de los componentes es menor que la del proyecto, que se estima en 25 años, este deberá ser reemplazado.

Se consideran las siguientes vidas útiles medias para los componentes de los sistemas fotovoltaicos. Es importante señalar que, al operar el sistema solo seis meses al año, la vida útil de los componentes podría extenderse:

Tabla 8.2 - Vida útil media promedio de componentes

	Vida útil media [años]
Paneles fotovoltaicos	25
Regulador de carga	20
Baterías	15
Inversor	15
Generador auxiliar	25
Accesorios eléctricos (protecciones, soportes, tableros, etc)	20

Los costos de reposición serán de:

Tabla 8.3 - Costos de reposición

Sistema fotovoltaico off grid con baterías			
Componente	Cantidad	Precio por unidad [USD]	Total [USD]
MFV 2500	72	1524,5	109765
SmartSolar MPPT 450/200	3	2423,1	7269,21
Phoenix Inverter 48/5000	3	2301,4	6904,17
Accesorios			3371,6
<b>COSTO DE REPOSICIÓN [USD]</b>			<b>127309,7</b>

Sistema fotovoltaico off grid sin baterías			
Componente	Cantidad	Precio por unidad [USD]	Total [USD]
Veichi SI23-D5-015G-A	1	1696,5	1697
Accesorios			1015,2
<b>COSTO DE REPOSICIÓN [USD]</b>			<b>2711,7</b>

Sistema fotovoltaico on grid			
Componente	Cantidad	Precio por unidad [USD]	Total [USD]
Growatt MID15KTL3-X	1	1865,0	1865
Accesorios			748,9
<b>COSTO DE REPOSICIÓN [USD]</b>			<b>2613,9</b>

Se deben considerar los costos de mantenimiento, los cuales se estiman en un 0.5% del costo de inversión inicial al año. Para el sistema fotovoltaico off grid con baterías, debido al alto costo de las mismas, se considerará un 0.1%.

Tabla 87.9.4 - Costos de mantenimiento

	Costos de mantenimiento [USD/año]
Sistema fotovoltaico off grid con baterías	141,6
Sistema fotovoltaico off grid sin baterías	60,9
Sistema fotovoltaico on grid	44,9

Para obtener el tiempo de repago, se debe calcular el costo de energía anual consumido por el usuario en caso de no contar con el sistema fotovoltaico. Para el caso de los sistemas off grid, se trabaja en zonas donde no se tiene acceso a la red y por ende, la energía debe ser provista por un generador auxiliar. La estimación de costo anual de energía se calcula a partir de los litros de combustible consumidos y su precio. Para el caso en donde la conexión a la red es posible, se utiliza el cuadro tarifario del distribuidor de energía de la zona para obtener el costo eléctrico anual.

Considerando los ciclos de riego y los cálculos de consumo energético de la sección 4.9, se obtiene el consumo energético anual del sistema:

Tabla 8.5 - Consumo energético del sistema

Mes	Consumo energético mensual [kWh/mes]
Enero	2190,2
Febrero	1928,2
Marzo	1024,1
Abril	-
Mayo	-
Junio	-
Julio	-
Agosto	-
Septiembre	-
Octubre	527,8
Noviembre	876,7
Diciembre	1752,8
<b>TOTAL ANUAL [kWh/año]</b>	<b>8299,8</b>

A partir del consumo del generador auxiliar y su tiempo de uso, se obtiene la cantidad de combustible utilizado anualmente.

Tabla 8.6 - Tiempo de uso del generador Diesel

Mes	Tiempo de riego [h]	Tiempo de uso mensual [h]
Enero	4,2	292,0
Febrero	4,1	257,1
Marzo	2,0	136,5

Abril	-	-
Mayo	-	-
Junio	-	-
Julio	-	-
Agosto	-	-
Septiembre	-	-
Octubre	1,0	70,4
Noviembre	1,7	116,9
Diciembre	3,4	233,7
<b>TIEMPO TOTAL ANUAL [h]</b>		<b>1106,6</b>

$$\text{Consumo anual} = \text{Consumo} \left[ \frac{l}{h} \right] \times \text{tiempo de uso} \times \text{factor de carga} \quad (7.9.1)$$

En donde el factor de carga se define como:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Potencia utilizada}}{\text{Potencia nominal generador}} \quad (7.9.2)$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{7.5 [kW]}{16 [kW]} = 0.469$$

El consumo anual será de:

$$\text{Consumo anual} = 3.9 \left[ \frac{l}{h} \right] \times 1106.6 [h] \times 0.469 = 2024.08 \left[ \frac{l}{\text{año}} \right]$$

Los gastos anuales para el usuario en un sistema off grid, considerando un precio del combustible de 1062 [ARS/litro], serán:

$$C_{\text{anual off-grid}} = 2024.08 \left[ \frac{l}{\text{año}} \right] \times 1062 \left[ \frac{\text{ARS}}{\text{litro}} \right] = 2149572.96 \left[ \frac{\text{ARS}}{\text{año}} \right] = 1954.2 \left[ \frac{\text{USD}}{\text{año}} \right]$$

Del cuadro tarifario del distribuidor, se pueden obtener los costos fijos y variables de la energía eléctrica. Además, para el cálculo del tiempo de repago se debe tener en cuenta la compensación económica debido a la inyección de energía eléctrica a la red.

T4- Pequeñas demandas rurales (menos de 10 KW potencia)

Nivel 1 (Ingresos altos)		Cargo fijo	Tarifa plena
T4R: Residencial		\$/mes	\$/kWh
Cargo variable 1	(consumo en KWH-Mes $\leq$ 500)	9100.63	116.1512
Cargo variable 2	(500 < consumo en KWH-Mes $\leq$ 700)	12228.57	119.8337
Cargo variable 3	(700 < consumo en KWH-Mes $\leq$ 1400)	15324.10	123.4598
Cargo variable 4	(consumo en KWH-Mes > 1400)	17540.53	128.7344

T4: Pequeñas demandas rurales

T4R: Residencial	\$/kWh
Precio variable por energía N1	74.5805
Precio variable por energía N2 hasta 350 kwh/mes o hasta 700 kwh/mes zona fría	26.0044
Precio variable por energía N3 hasta 250 kwh/mes o hasta 500 kwh/mes zona fría	36.7976

Figura 8.1 - Cuadro tarifario distribuidora

Se obtienen los siguientes valores:

- Cargo fijo: 17540.53 ARS/mes
- Cargo variable: 128.7344 \$/kWh
- Compensación por inyección: 74.5805 \$/kWh

A partir de los consumos energéticos de la tabla 8.5, se obtienen los gastos anuales de consumo eléctrico de la carga sin el sistema fotovoltaico.

Tabla 8.7 - Costo de suministro eléctrico

Mes	Costo de suministro eléctrico [ARS]
Enero	299488,2
Febrero	265772,0
Marzo	149376,7
Abril	-
Mayo	-
Junio	-
Julio	-
Agosto	-
Septiembre	-
Octubre	85486,8
Noviembre	130402,7
Diciembre	243183,2
TOTAL ANUAL [ARS/año]	1173709,5
TOTAL ANUAL [USD/año]	1067,0

Para el sistema fotovoltaico on-grid, la energía consumida e inyectada se determinan a partir de la tabla 7.7.8. Estos valores permiten calcular tanto los costos energéticos como las compensaciones económicas derivadas de la inyección de energía a la red.

Tabla 8.8 - Consumo y compensación sistema fotovoltaico on grid

	Costo consumo energético [USD/año]	Compensación por inyección de energía [USD/año]
Sistema fotovoltaico on grid	181,7	403,9

Teniendo en cuenta todo lo anterior se obtienen los tiempos de repago de los sistemas fotovoltaicos de la siguiente forma:

$$t_{rep} = \frac{Inversión\ inicial}{C_{anual\ EE} + Comp_{iny} - C_{mant} - C_{cons\ ener}} \quad (7.9.3)$$

En donde:

- $t_{rep}$ : tiempo de repago
- $C_{anual\ EE}$ : costo anual de energía eléctrica sin instalación fotovoltaica
- $Comp_{iny}$ : compensación por inyección de energía a la red
- $C_{mant}$ : costo anual de mantenimiento
- $C_{cons\ ener}$ : costo de consumo energético con sistema fotovoltaico

Si el tiempo de repago supera los 15 años, se deberán considerar también los costos de reposición para el cálculo.

Tabla 8.9 - Tiempos de repago

	Sistema fotovoltaico off grid con baterías	Sistema fotovoltaico off grid sin baterías	Sistema fotovoltaico on grid
Inversión inicial [USD]	141609,0	12182,9	8987,0
Costo de reposición [USD]	127309,7	2711,7	2613,9
Costo de mantenimiento [USD/año]	141,6	60,9	44,9
Gasto energético SIN sistema fotovoltaico [USD/año]	1954,2	1954,2	1079,2
Gasto energético CON sistema fotovoltaico [USD/año]	0	0	181,7
Compensación por inyección de energía a la red [USD/año]	0	0	403,9
<b>Tiempo de repago [año]</b>	<b>148,4</b>	<b>12,0</b>	<b>7,2</b>

## 9. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

A diferencia de la generación energética con combustibles fósiles, los sistemas fotovoltaicos no requieren procesos de extracción ni quema de recursos naturales, lo que disminuye de manera significativa su huella ecológica. Esto contribuye a mitigar los efectos del cambio climático, al tiempo que promueve la transición hacia un modelo energético más sostenible. Con un impacto ambiental considerablemente menor que las fuentes convencionales de energía, los sistemas fotovoltaicos se presentan como una solución viable y eficiente para cubrir las necesidades energéticas, preservando el entorno natural.

Los principales factores ambientales afectados por la energía solar fotovoltaica incluyen:

- **Clima:** La energía se genera sin procesos de combustión, eliminando la emisión de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes atmosféricos, por lo que no favorecen al efecto invernadero.
- **Geología:** La fabricación de paneles fotovoltaicos utiliza silicio, un material abundante que no genera alteraciones significativas en el terreno. Si se trabaja en sistemas con almacenamiento energético, el uso de baterías puede generar un impacto considerable. La extracción de minerales como el litio puede afectar gravemente la geología local debido a la alteración del suelo y la generación de residuos mineros. Las baterías de plomo-acido como las utilizadas en este proyecto, son menos demandantes en términos de recursos, pero también implican impactos geológicos derivados de la extracción de plomo, además de generar residuos peligrosos si no se gestionan correctamente.
- **Suelo:** Los módulos fotovoltaicos y las baterías no generan vertidos ni contaminación, lo que mantiene intactas las propiedades físico-químicas del suelo. De cualquier forma, el mal manejo en el proceso de reciclaje o eliminación de estos componentes puede afectar la calidad del suelo.
- **Aguas superficiales y subterráneas:** A lo largo de la vida útil del sistema, no hay impacto sobre los recursos hídricos, ya que no se produce consumo de agua ni vertidos contaminantes. Es importante el buen manejo del reciclaje de los componentes al final de su vida útil, especialmente en el caso de las baterías y otros materiales electrónicos, para evitar que sustancias peligrosas filtren y contaminen el agua.
- **Ruido:** Los sistemas solares fotovoltaicos son completamente silenciosos, una ventaja sobre otras tecnologías de generación de energía.

### 9.1. EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

Un factor a analizar es la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que se evitaron debido a la producción de energía mediante el sistema fotovoltaico.

El cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas se realiza a partir de la producción energética estimada por parte del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil y la aplicación del factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero de la red eléctrica Argentina. En 2023, este factor de emisión tuvo un valor promedio de 0,572 TonCO<sub>2</sub>/MWh. ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

A partir de la potencia nominal del sistema fotovoltaico on grid, su rendimiento y los valores de irradiancia promedio mensual para cada hora del día, obtenidos de POWER DOCS (Prediction of Worldwide Energy Resources) de la NASA [22], se analiza la energía total generada por el sistema mes a mes, considerando únicamente los meses de riego.

Tabla 9.1.1 - Generación energética del sistema

Mes	Generación energética mensual [kWh/mes]
Enero	2440,10
Febrero	2028,97
Marzo	2005,90
Abril	-
Mayo	-
Junio	-
Julio	-
Agosto	-
Septiembre	-
Octubre	1895,53
Noviembre	2248,05
Diciembre	2556,51
<b>TOTAL ANUAL [kWh/año]</b>	
	13175,07

Considerando una vida útil del sistema de 25 años, las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por el sistema on grid son de:

$$Emisión\ de\ CO_2 = 13.18 [MWh/año] \times 25 [años] \times 0.572 \left[ \frac{ton}{MWh} \right]$$

$$Emisión\ de\ CO_2 = 188.47 [ton]$$

En los sistemas off-grid, no se emplea el factor de emisión promedio de la red eléctrica, sino que se considera el consumo de combustible del generador y sus emisiones.

El tiempo de uso a lo largo de la vida útil del sistema es de:

Tabla 9.1.2 - Tiempo de uso del generador Diesel

Mes	Tiempo de riego [h]	Tiempo de uso mensual [h]
Enero	4,2	292,0
Febrero	4,1	257,1
Marzo	2,0	136,5
Abril	-	-
Mayo	-	-
Junio	-	-
Julio	-	-
Agosto	-	-
Septiembre	-	-
Octubre	1,0	70,4
Noviembre	1,7	116,9
Diciembre	3,4	233,7
	TIEMPO TOTAL ANUAL [h]	1106,6
	<b>TIEMPO TOTAL VIDA ÚTIL [h]</b>	<b>27665,4</b>

Sabiendo que el consumo del generador seleccionado es de 3.9 l/h de diésel y que cada litro genera 2.67 kg de CO<sub>2</sub>, se calculan las emisiones del sistema:

$$\text{Emisión de } CO_2 = 27665.4 [h] \times 3.9 \left[ \frac{l}{h} \right] \times 2.67 \left[ \frac{kg}{l} \right]$$

$$\text{Emisión de } CO_2 = 288080 [kg] = 288.08 [ton]$$

A lo largo de la vida útil del sistema, se logró evitar la emisión de 188.47 toneladas de CO<sub>2</sub> en el caso del sistema on-grid, y 288.08 toneladas de CO<sub>2</sub> para el sistema off-grid.

## 9.2. RECICLAJE DE COMPONENTES FOTOVOLTAICOS

El reciclado de componentes fotovoltaicos ha cobrado relevancia debido al crecimiento masivo de esta tecnología en las últimas décadas. En los próximos años, se espera una acumulación considerable de desechos fotovoltaicos, lo que plantea un desafío en la gestión de residuos a nivel global. Los paneles solares tradicionales están compuestos por materiales como vidrio (75%), polímeros, aluminio, silicio, cobre, plata, entre otros. A pesar de esta diversidad de materiales, el 95% de ellos es recuperable, permitiendo la reutilización de elementos claves, tanto en la industria fotovoltaica como en otras, lo que contribuye a reducir los costos de producción.

El reciclaje no solo se limita a las placas solares, sino también a otros componentes del sistema como las baterías, inversores y reguladores de carga. Si estos elementos aún funcionan, pueden ser reutilizados; en caso contrario, se reciclan para extraer los

materiales útiles. Este proceso cobra aún más importancia cuando consideramos la magnitud del problema: según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), para 2050 se espera la generación de 78 millones de toneladas de residuos fotovoltaicos, cuyo valor potencial supera los 15 mil millones de dólares si se reincorporan al circuito económico. [25]

El desafío de gestionar estos residuos invita a pensar en un modelo de economía circular, que optimice el uso de materiales, energía y recursos. En este sentido, la innovación en técnicas de reciclaje y reutilización de paneles solares ofrece beneficios ambientales, económicos y sociales. Un ejemplo es el desarrollo de soluciones que permitan aprovechar paneles solares descartados en instalaciones de menor exigencia energética, como sistemas aislados o pequeños proyectos comunitarios. Esta visión no solo reduce el impacto ambiental, sino que también impulsa el crecimiento de la economía circular en el sector de las energías renovables, promoviendo proyectos más sostenibles y responsables.

## 10. CONCLUSIONES

A partir del cálculo de carga se puede observar que el riego es energéticamente muy exigente. Aunque los sistemas off-grid con baterías ofrecen independencia de la red eléctrica, no resultan prácticos para este tipo de aplicaciones debido a que el almacenamiento energético trae como consecuencia un banco de baterías de gran tamaño y costo. Esto impacta no solo en la inversión inicial, sino también en los costos de mantenimiento y reposición, haciendo al sistema inviable.

En contraste, los sistemas off grid sin baterías ofrecen una alternativa mucho más económica y rentable para usuarios que no tienen acceso o no desean conectarse a la red eléctrica. Al prescindir del banco de baterías para almacenamiento, se reduce la cantidad de componentes, lo que disminuye los costos de inversión y mejora el rendimiento. Sin embargo, esta opción presenta la desventaja de una menor confiabilidad, ya que no puede garantizar el suministro energético en días de baja irradiancia o condiciones adversas, por lo que es necesario disponer de un generador auxiliar como respaldo.

Para los usuarios con acceso a la red, surge como alternativa un sistema fotovoltaico on-grid. Este tipo de sistema tiene la ventaja de utilizar la red eléctrica como respaldo, lo que permite dimensionarlo según la demanda media anual en lugar de la máxima, reduciendo la potencia instalada y el costo inicial. Además, durante los momentos del día en que la producción energética supera el consumo, el excedente puede ser inyectado a la red, generando una compensación económica, disminuyendo el tiempo de repago. Sin embargo, al tratarse de usuarios rurales, es importante considerar que la frecuencia y duración de los cortes de suministro son mayores que en áreas urbanas, por lo que se recomienda contar con un generador auxiliar para evitar pérdidas económicas.

Dejando de lado el sistema fotovoltaico off grid con baterías por las razones ya mencionadas, la elección entre un sistema off grid u on grid dependerá del acceso a la red eléctrica y las preferencias del usuario. Considerando aspectos puramente económicos, el sistema fotovoltaico on grid es la elección correcta debido a su bajo costo de inversión inicial y tiempo de repago. Si no se tuviera acceso a la red eléctrica, el sistema fotovoltaico off grid sin baterías ofrece una alternativa atractiva frente al uso de generador diésel.

En conclusión, dejar de depender de los combustibles fósiles para alimentar el riego de los cultivos mediante la instalación de un sistema fotovoltaico, no solo es beneficioso para el medio ambiente al reducir las emisiones de dióxido de carbono, sino que también ofrece ventajas económicas significativas para el usuario. La selección del tipo de sistema dependerá principalmente del acceso a la red eléctrica, pero la implementación de un sistema fotovoltaico se posiciona como una solución viable y sostenible. Al adoptar estas tecnologías renovables, se promueve una agricultura más sustentable y se asegura un suministro energético eficiente y respetuoso con el entorno, fortaleciendo así la resiliencia de las comunidades rurales y su independencia energética.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. H. M. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. A. C. M. M. van Swaaij, and M. Zeman, *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. Cambridge, UK: UIT Cambridge Ltd, 2016.
- [1.1] Capítulo 1: Pág. 30
  - [1.2] Capítulo 3: Pág. 48 a 51
  - [1.3] Capítulo 15: Pág. 261 a 265
  - [1.4] Capítulo 17: Pág. 293 a 295
- [2] Luque and S. Hegedus, Eds., *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Chichester, UK: John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- [2.1] Capítulo 1: Pág. 3 a 4
  - [2.2] Capítulo 1: Pág. 16
  - [2.3] Capítulo 3: Pág. 61
- [3] Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica*. 2019.
- [3.1] Pág. 8
  - [3.2] Pág. 10
  - [3.3] Pág. 13 a 14
  - [3.4] Pág. 18 a 23
  - [3.5] Pág. 23
  - [3.6] Pág. 29
- [4] Fundación Energizar, *Curso de Energía Solar Fotovoltaica*, 2023.
- [4.1] Capítulo 1 - La radiación solar
  - [4.2] Capítulo 3 - La célula fotovoltaica
  - [4.3] Capítulo 7 - El regulador de carga
  - [4.4] Capítulo 8 - El inversor autónomo
- [5] D. R. Myers, *Solar Radiation: Practical Modeling for Renewable Energy Applications*. 2013.
- [5.1] Capítulo 1: Pág. 6 a 7
- [6] M. Cascant López, *Difusión frontal de dopantes en células fotovoltaicas de contacto trasero*, Tesina de fin de máster, Máster en Ingeniería Mecánica y de Materiales, 2013.
- [6.1] Apartado 2.2: Pág. 10
- [7] F. A. Padrón Jabib, *Baterías: Estado del Arte y Vigilancia Tecnológica*, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia, 2013.

- [7.1] Apartado 1: Pág. 14 a 16
- [8] J. López Iturbe, *Depósito y Caracterización de Películas Delgadas de Materiales con Aplicación en Cátodos para Microbaterías Recargables de Litio*, Universidad Autónoma del Estado de México, Estado de México, 2007.  
[8.1] Apartado 1.2: Pág. 1 a 2
- [9] M. A. Rosen and A. Farsi, *Battery Technology*, 2023  
[9.1] Apartado 2: Pág. 48 a 51, Pág. 78 a 82
- [10] J. Ma, *Battery Technologies: Materials and Components*, 2021.  
[10.1] Apartado 2.4: Pág. 3-4
- [11] M. Boxwell, *The Solar Electricity Handbook – 2021 Edition: A Simple, Practical Guide to Solar Energy*, 14th ed. Birmingham, U.K.: Greenstream Publishing, 2021.  
[11.1] Pág. 46 a 47  
[11.2] Pág. 146 a 151
- [12] Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, Ministerio de Economía Argentina, *Producción de papa en Argentina. Evolución del cultivo hasta la temporada 2021/22*, 2023.  
[12.1] Pág. 9  
[12.2] Pág. 3 a 5
- [13] R. Fernández Gómez et al., *Manual de riego para agricultores: módulo 3. Riego por aspersión*, Sevilla, España: Consejería de Agricultura y Pesca, Servicio de Publicaciones y Divulgación, 2010.  
[13.1] Pág. 38 a 40  
[13.2] Pág. 41  
[13.3] Pág. 42  
[13.4] Pág. 43 a 44  
[13.5] Pág. 14 a 15
- [14] F. Carmona, M. Holzman, R. Rivas, F. Degano, E. Kruse, y M. Bayala, *Evaluación de dos modelos para la estimación de la evapotranspiración de referencia con datos CERES*, Revista de Teledetección, 2018.  
[14.1] Pág. 9
- [15] M. Auge, *Regiones hidrogeológicas: República Argentina y provincias de Buenos Aires, Mendoza, Santa Fe, La Plata*, 2004.

- [16] *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Balcarce, Argentina*, WeatherSpark, [En línea]. Disponible en: <https://es.weatherspark.com/y/28950/Clima-promedio-en-Balcarce-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o>.
- [17] *NASA Surface meteorology and Solar Energy*, [En línea]. Disponible en: <https://insolacion.energizar.org.ar/>
- [18] Servicio Meteorológico Nacional, *Estadísticas Climatológicas Normales: República Argentina - Período 1991-2020*, 2023.
- [19] Global Sustainable Energy Solutions, *Off grid pv power systems: system installation guidelines*, 2019.
- [20] Mersen Electrical Power, *Sizing fuses for photovoltaic systems per the National Electrical Code*, 2018.
- [21] C. Evain y J. Lapègue, *Bombeo solar: Pautas para el diseño del sistema eléctrico en la instalación de bombas solares*, 2019.
- [22] Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, *Introducción a la generación distribuida de energías renovables*, 2019.
- [23] NASA, *NASA POWER Data Access Viewer*, [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [24] Secretaría de Energía, Subsecretaría de Transición y Planeamiento Energético, *Cálculo del factor de emisión de la red 2013 a 2023*, 2024.
- [25] J. A. Rojo, *La energía solar y el reciclaje de los paneles fotovoltaicos*, [En línea]. Disponible en: <https://21.edu.ar/identidad21/la-energia-solar-y-el-reciclaje-de-los-paneles-fotovoltaicos>