

**UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**“DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE 8kWp  
PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL NODO DE  
DISTRIBUCIÓN CABANA CONDE-AREQUIPA 2021”**

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

Para optar el Título Profesional de

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR EL BACHILLER**

QUISPE NUÑEZ, JONY DAVID

**ASESOR**

MURILLO MANRIQUE, MARGARITA

**Villa el Salvador**

**2021**

## **DEDICATORIA.**

A mis niños hermosos Benny y Danielito, que siempre fueron el motivo de mi superación; y a Dios Altísimo que siempre fue mi apoyo y fortaleza.

J.D.

## **AGRADECIMIENTOS.**

A Dios y a mi Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur, por brindarme los conocimientos necesarios que fueron la base de mi formación académica y profesional.

Así mismo a mi familia y a la asesora por su orientación en la elaboración del presente trabajo. Y del mismo modo mi gratitud a RSA construcciones por la oportunidad y su aporte en mi experiencia profesional.

## ÍNDICE

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN .....	ix
INTRODUCCIÓN .....	x
CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES .....	1
1.1 Contexto de la empresa .....	1
1.2 Delimitación temporal y espacial del trabajo .....	2
1.3 Objetivos.....	2
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	3
2.1 Antecedentes .....	3
2.1.1 Nacionales .....	3
2.1.2 Internacionales.....	4
2.2 Bases teóricas.....	5
2.2.1 Sistema solar fotovoltaico. ....	5
2.2.1.1 Componentes de un sistema solar fotovoltaico. ....	5
2.2.1.2 Configuración de sistema solar fotovoltaico. ....	9
2.2.1.3 Fuente de energía solar.....	11
2.2.2. Suministro eléctrico.....	14
2.2.2.1 Caja Combinadora PV .....	14
2.2.2.2 Interruptores termomagnéticos PV. ....	15
2.2.2.3 Interruptores termomagnéticos AC.....	15
2.2.2.4 Fusible de fusión gPV.....	15
2.2.2.5 Descargador de sobretensión DC. ....	16
2.2.2.6 Supresor de sobretensiones transitorios – TVSS .....	16
2.2.2.7 Conductor fotovoltaico PV/FV.....	16
2.2.2.8 Sistema puesta a tierra.....	17

2.2.2.9 Pararrayo.....	18
2.2.2.10 Ecuaciones y fórmulas de dimensionamiento para el sistema fotovoltaico.....	19
2.2.2.11 Plan mantenimiento de sistema solar fotovoltaica.....	21
2.3 Definición de términos básicos.....	23
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL .....	24
3.1 Determinación y análisis del problema.....	24
3.2 Modelo de solución propuesto.....	25
3.2.1 Evaluación del consumo de energía del nodo de distribución. ....	27
3.2.2 Cálculo de la demanda de energía solar.....	30
3.2.2.1 Determinación de la orientación e inclinación para el módulo fotovoltaico.....	30
3.2.2.2 Determinación de radiación solar y hora solar pico (HSP): .....	31
3.2.2.3 Demanda de energía solar .....	34
3.2.2.4 Demanda de potencia solar.....	35
3.2.3 Dimensionamiento de los componentes del sistema. ....	36
3.2.3.1 Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.....	39
3.2.3.2 Dimensionamiento de los acumuladores.....	41
3.2.3.3 Dimensionamiento del regulador.....	43
3.2.3.4 Dimensionamiento de inversor .....	45
3.2.3.5 Dimensionamiento de los conductores.....	46
3.2.3.6 Elementos de protección del sistema solar fotovoltaico. ....	49
3.2.3.7 Montaje y soportes.....	51
3.2.3.8 Mantenimientos del sistema solar fotovoltaico.....	52
3.3 Resultados.....	54
CONCLUSIONES.....	55
RECOMENDACIONES.....	56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57

ANEXOS: ..... 61

## Lista de figuras

Figura 1: Tipos de paneles solares de composición de silicio. ....	5
Figura 2: Tipos de paneles solares de composición de silicio. ....	6
Figura 3: Regulador MPPT, PWM y máxima potencia generación. ....	7
Figura 4: Sistema autónomo sin almacenamiento. ....	9
Figura 5: Sistema híbrido. ....	10
Figura 6: Irradiancia e irradiación. ....	11
Figura 7: Radiación solar. ....	12
Figura 8: Azimut ( $\alpha$ ) e inclinación ( $\beta$ ). ....	13
Figura 9: Caja combinadora PV. ....	14
Figura 10: Fusible gPV. ....	15
Figura 11: Conductor fotovoltaico PV. ....	16
Figura 12: Método Wenner. ....	17
Figura 13: Pararrayo tipo Franklin. ....	18
Figura 14: Diagrama de flujo del desarrollo de dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico ....	26
Figura 15: Consumo de energía gabinete del rectificador. ....	28
Figura 16: Coordenadas de nodo distribución Cabanaconde. ....	31
Figura 17: Horas solar pico equivalentes. ....	33
Figura 18: Rendimiento de tipo de acumuladores con la temperatura. ....	37
Figura 19: Batería gel 6V/600Ah. ....	38
Figura 20: Gráfica de maximización de potencia del controlador MPPT. ....	39
Figura 21: Esquema de arreglo de módulos solares y elementos de protección. ....	41
Figura 22: Esquema del arreglo de banco de baterías y protección. ....	43
Figura 23: Esquema de conexión de los controladores MPPT. ....	45
Figura 24: Dimensiones de los conductores para el sistema. ....	49
Figura 25: Esquema de conexiones en caja combinadora. ....	49

Figura 26: Esquema de conexión inversor-baterías. ....	50
Figura 27: Componentes de protección del sistema. ....	51
Figura 28: Mantenimientos del sistema fotovoltaico. ....	52
Figura 29: Resumen del desarrollo de dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico. ....	53

### **Lista de tablas**

Tabla 1: Cuadro de cargas de nodo distribución Cabanaconde. ....	27
Tabla 2: Consumo de energía de luminarias y tomacorrientes del nodo distribución. ....	29
Tabla 3: Consumo de energía total del nodo de distribución. ....	30
Tabla 4: Irradiación global en el nodo distribución Cabanaconde. ....	32
Tabla 5: Tensión sugerida según su potencia. ....	36
Tabla 6: Características técnicas de módulo monoPerc 605Wp. ....	37
Tabla 7: Caída tensión DC permisibles. ....	46
Tabla 8: Componentes principales del sistema solar fotovoltaico. ....	54

## RESUMEN

El principal interés del trabajo de suficiencia profesional consistió en la aplicación y utilización de fuentes de energía renovables orientados a un consumo sostenible y confiable. Que está fundamentada en el aprovechamiento de la radiación solar por medio de los módulos solares fotovoltaicos que generan energía eléctrica con cero emisiones de G.E.I. El objetivo del trabajo consistió en diseñar un sistema solar fotovoltaico de 8kWp para el suministro de energía eléctrica del nodo de distribución Cabanaconde-Arequipa para dar solución a la problemática de las caídas de servicio eléctrico de la red y al uso del grupo electrógeno que tiene consecuencias negativas por la emisión de gases contaminantes. Este diseño se realizó con referencia en la base teórica los conceptos del texto: *“Energía solar fotovoltaica” de A. Labouret y M. Viloz,* quienes sostienen la aplicación, diseño y dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos con relevancia de utilidad práctica en situaciones de transición energética. Para el desarrollo del diseño se realizó la evaluación y cálculo de consumo de las cargas actuales del nodo de distribución, para determinar la energía eléctrica requerida. Así mismo, se desarrolló la evaluación y determinación de energía solar en el punto de ubicación del nodo, para ello se ha determinado el ángulo de inclinación y orientación óptimo para la obtención de la irradiación global que sirvió para definir la hora solar pico (H.S.P.) apropiado; de tal modo que teniendo el consumo de las cargas y H.S.P. se ha obtenido la potencia y energía solar requerida. Posteriormente los resultados obtenidos de los dimensionamientos de los componentes del sistema solar fotovoltaico para el suministro eléctrico fueron: 16 módulos fotovoltaicos de 60Wp, 02 controladores MPPT100A, 01 inversor 8kW y 01 banco de baterías de plomo ácido gel de capacidad de 3000Ah. Concluyendo que para el suministro adecuado de energía eléctrica del nodo se requirió de la evaluación y determinación de las cargas del nodo, la radiación solar (H.S.P., potencia y energía) y la eficiencia de los equipos fotovoltaicos.

Palabras clave: Nodo, irradiación, H.S.P., fotovoltaico.

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo a la última conferencia de las partes-COP26 en “la cumbre del clima de Glasgow”, se puso en énfasis que las energías obtenidas a base de combustibles fósiles (que a la actualidad es uno de los derivados principales para la generación energía eléctrica) dejarán de ser subsidiados para limitar su uso al 2050, es decir todo apunta a la descarbonización y al cambio de la matriz energética orientados hacia las energías renovables cero emisiones de G.E.I. en su proceso de obtención, de este modo frenar el avance del cambio climático y aumento de la temperatura a nivel mundial.

Perú, parte del compromiso de los acuerdos internacionales del cambio climático, tiene la responsabilidad de iniciar con la transición energética, bajo esta perspectiva se propone el “diseño de un sistema solar fotovoltaico de 8kW para el suministro de energía del nodo de distribución Cabanaconde-Arequipa”.

Si bien a la actualidad los nodos de distribución disponen con suministro de red pública y grupo electrógeno, pero con deficiencias en calidad de servicio y comprometidos con las emisiones de G.E.I., es entonces surge la propuesta alternativa de un suministro de energía autosustentable y con bajas emisiones de gases que no alteren la temperatura y el clima a nivel mundial.

El diseño de suministro de energía con sistema solar fotovoltaico 8kWp se ha obtenido de acuerdo a la demanda requerida por el nodo de distribución que así mismo se justifica por el alto potencial de energía solar de 6.18 - 8.78kWh/m<sup>2</sup>/día en la ubicación del nodo. Y para lograr la autosuficiencia de suministro de energía, es decir para los días críticos (horas de sombra) dispone de un banco de acumuladores con autonomía de 48 horas.

Para elaboración del diseño se ha estructurado de la siguiente manera:

Capítulo I: Aspectos generales, y con planteamiento del objetivo de diseñar el sistema solar fotovoltaico.

Capítulo II: Marco teórico con referencia en base al texto “Energía solar fotovoltaica manual práctico” de Labouret y Viloz, (2008) que se sustenta en la normalización española.

Capítulo III: El desarrollo de dimensionamiento del sistema fotovoltaico se elaboró con los criterios y normas que se sustentan en el texto “Compendio de la energía solar” de Fernández S., (2010); RNE-norma EM.080, (2019) que define los

ángulos óptimos para los módulos fijos; con base de datos de la radiación solar obtenido de PVsyst 7.2; y según la norma DGE, (2015) que determina la irradiación solar crítica para la H.S.P.

# CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

## 1.1 Contexto de la empresa

La empresa RSA construcciones E.R.L. con 09 años de trayectoria realizando soluciones Integrales de Ingeniería Eléctrica y Estructural para rubro de telecomunicaciones. En el área de diseño y desarrollo de proyectos eléctricos ejecuta los proyectos del programa nacional de telecomunicaciones (PRONATEL) en sector rural, como los proyectos de diseño e implementación de suministro de energía eléctrica para los nodos de distribución (subestación de distribución de Internet Fibra Óptica).

Si bien en la actualidad los diseños de suministro de energía eléctrica para los nodos de distribución de internet banda ancha a nivel rural, es a base de energía eléctrica convencional (red eléctrica local o generadores a combustión) , es decir depende de un único fuente de suministro que conlleva a falta de energía por cortes o caídas de energía en los nodos de las regiones que tienen un déficit de generación local, tal es el caso de la región de Arequipa, en consecuencia ocasiona una cobertura de internet deficiente. A esta dependencia, además los generadores a combustión emiten y provocan el aumento de gases de efecto invernadero (G.E.I.), un problema ambiental a tener en consideración en diseño y desarrollo de proyectos relacionados a los que emiten GEI, para optar por fuentes de suministro de energías renovables.

En este sentido para promover la diversificación de energías renovables no convencionales autosuficientes se propone el diseño de un sistema solar fotovoltaico off grid para el suministro eléctrico del nodo de distribución Cabanaconde – Arequipa.

## **1.2 Delimitación temporal y espacial del trabajo**

### **Temporal:**

El presente trabajo de suficiencia profesional se desarrollará en el periodo de 28 de agosto al 18 de diciembre de 2021.

### **Espacial:**

El presente trabajo de suficiencia profesional se realizará en la empresa RSA Construcciones E.I.R.L. en el área de desarrollo de proyectos electromecánicos para telecomunicaciones; ubicado en Jr. Salaverry 462 Magdalena de Mar, Lima.

## **1.3 Objetivos:**

### **General:**

Diseñar el sistema solar fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica del nodo de distribución de internet banda ancha Cabanaconde Arequipa.

### **Específico:**

- a. Evaluar el consumo de energía eléctrica actual en el nodo de distribución.
- b. Determinar de manera adecuada el procedimiento para la obtención de la energía solar requerida.
- c. Dimensionar los equipos y componentes eléctricos fotovoltaicos para el suministro de energía eléctrica para el nodo de distribución.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Antecedentes**

#### **2.1.1 Nacionales**

Cornejo, H. (2013). En su investigación titulado: Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura, Tesis para optar título Ingeniero Mecánico y eléctrico, en una de sus conclusiones manifiesta: El sistema al generar energía en el mismo punto donde se consume, elimina las pérdidas de energía en la transmisión (8 – 12%) y distribución (16 – 22%) de la energía eléctrica. Además, no producen gases contaminantes, donde los costos de operación y mantenimiento son inferiores a diferencia de otras fuentes de energía.

Montaño, J. (2013). En el informe final de su investigación que se titula: Sistemas Fotovoltaicos off grid y la Electrificación Rural Sostenible de las zonas aisladas, realizado en la Universidad Nacional del Callao, en sus conclusiones sostiene: La electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos Off Grid, mejora relativamente el desarrollo sostenible en poblaciones rurales de la región Lambayeque, en relación a la dimensión económica, ambiental y pública, no obstante, en la dimensión social su efecto es indiferente.

Valdiviezo, P. (2014). En su desarrollo que se titula: Diseño de un Sistema Fotovoltaico para el Suministro de Energía Eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP, en Tesis para optar Título Ingeniero Mecánico, manifiesta: La factibilidad del proyecto no solamente atribuye una decisión netamente económica. Se tendrán en consideración varios factores como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), fomentar el interés del uso e investigación de los recursos energéticos renovables (RER), estrategia de marketing institucional, adaptación para ser utilizado como un laboratorio experimental.

### 2.1.2 Internacionales

Gonzales, R. (2013). En su investigación titulado: Sistema de energía solar fotovoltaica aislado para alimentación de estaciones de comunicaciones aisladas, para obtener el grado de Ingeniería eléctrica en la Universidad Carlos III de Madrid, en parte de sus conclusiones define: El coste económico de la instalación, a priori, se observa muy elevado. Pero en el mundo de las telecomunicaciones, la competencia y la demanda es brutal, donde uno de los puntos en que una compañía destaca frente a las otras es en su capacidad de cobertura a nivel de todo el territorio español. Atendiendo a este razonamiento de mayor cobertura, el gasto económico por parte de la compañía telefónica tiende a ser muy inferior a los ingresos que podría proporcionarle.

Cervantes, A. (2017). En su investigación titulado: Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira, México en su Tesis de grado de Maestro, manifiesta: Para obtener el retorno de inversión, dividimos el costo de la implementación, entre el ahorro anual, dando un resultado de 10 años de retorno de inversión con los ahorros anuales de la facturación. Una menor paridad peso-dólar haría más rápido el retorno de inversión.

Sequeira, F. (2018). En su investigación Titulado: Proyecto de un sistema híbrido fotovoltaico para alimentar Base Transceiver Station “BTS” fuera del Sistema interconectado nacional, Nicaragua, en su Tesis para optar el grado de Ingeniería Telecomunicaciones, concluye: Por medio de la siguiente propuesta se logró dar una solución a la problemática de suministrar energía a las estaciones radio base fuera del SIN, mediante propuestas de utilización de sistemas fotovoltaicos híbridos.

## 2.2 Bases teóricas

### 2.2.1. Sistema solar fotovoltaico.

Labouret y Viloz, (2008). Refiere que es un conjunto de componentes electromecánicos solares con los que se consigue la energía suficiente para darle funcionalidad a una aplicación concreta y fiable.

#### 2.2.1.1 Componentes de un sistema solar fotovoltaico.

##### a. Panel solar.

según menciona Fernández, S. (2010). Es la composición de un conjunto de células solares conectados eléctricamente en serie y ensamblados con marco de metal anticorrosivo y con protección de vidrio templado con bajo contenido de plomo para mantener la transmisividad de la energía solar.

Paneles solares de silicio	Rendimiento		Características	Aplicación
	STC	NOCT		
<b>Monocrystalino</b>	22%	15-18%	Color típico azul homogéneo y con visibilidad de las conexiones de las células solares. Composición silicio puro y dopado con boro (elemento trivalente). Se realiza numerosas fases de cristalización para formar el monocristal.	A nivel industrial y domiciliario
<b>Policristalino</b>	19-20 %	12-14%	Color típico azul heterogéneo y con visibles conexiones de las células solares. Composición silicio puro fundido y dopado con boro (elemento trivalente). Se realiza menos proceso de fases de cristalización a diferencia del monocristal, para reducir costos.	A nivel domiciliario
<b>Amorfos</b>	16%	10%	Color típico marrón homogéneo. Composición capa fina de silicio amorfo (no cristalino). Modulo más económico en su proceso de fabricación.	A nivel de pequeños aparatos electrónicos
<b>Monocrystalino PERC</b>	24%	19-22%	Es el mismo monocristalino convencional, pero contiene una capa pasivante para reflejar los fotones no aprovechados. Composición silicio puro y dopado con boro adicional. Se realiza mismos procesos de fabricación del monocristalino convencional.	A nivel industrial y plantas solares

Figura 1: Tipos de paneles solares de composición de silicio.  
Fuente: Instalaciones y eficiencia energética, (2020).

Los tipos de paneles solares según su composición de cristales de silicio se muestra en la figura 1.

**b. Acumuladores de energía solar.**

En toda instalación aislada es necesario contar con acumuladores de energía eléctrica. Entre los acumuladores más utilizados son las baterías, Fernández, S. (2010), define como una fuente de tensión continua que está compuesto por varios vasos electroquímicos interconectados. Según la composición química (electrolito) y tecnología existen diferentes tipos de baterías como se muestra en la figura 2.

Tipos baterías	Características	Utilización
<b>Baterías de plomo-ácido</b>	Vida útil depende del correcto uso, mayor peso y económico respecto a otras tecnologías de baterías. Electrolito: Acido sulfúrico. Requiere de mantenimientos periódicos, descarga profunda hasta 80%.	Uso a nivel domiciliario e industriales.
<b>Baterías de gel</b>	A temperatura optima tiene autodescarga mensual equivalente a 4%, esta cifra se triplica con aumento de T°. Electrolito: Ácido sulfúrico gelatinoso. Ideal para operar a bajas temperaturas,son herméticos.	A nivel domiciliario e industriales
<b>Baterías de Ni-Cd</b>	Mayor profundidad de descarga en comparación a PbO Electrolito: Hidróxido de potasio. Desventaja: Alto peso, es afectado por efecto memoria.	A nivel equipos electrónicos.
<b>Baterías de Litio</b>	Es un almacenamiento de energía muy prometedor para el futuro entre las baterías vanguardistas: ofrece mas densidad energética, durabilidad y menor peso. Electrolito: Sal de litio. Recomendado para instalaciones exigentes en su autonomía (carga rápida) y descargas profundas sin afectar su vida útil.	A nivel de industrias y viviendas aisladas de alto demanda.

Figura 2: Tipos de paneles solares de composición de silicio. Fuente: Fernández, S. 2010).

**c. Controlador o regulador de carga.**

Según Fernández S. (2010). Es un dispositivo electrónico que protege y controla la batería frente a sobrecargas y sobre-descargas profundas; su misión es mantener la estabilidad de la fuente primaria, donde el regulador de tensión controla el estado de carga de las baterías y la intensidad de carga para alargar la vida útil.

Existen 02 tipos de reguladores muy utilizados:

✱ **Regulador PWM.**

Lahera (2021). Enuncia que un regulador de modulación por ancho de pulso (PWM) tiene su composición a base de diodos que controlan la tensión para la carga de las baterías. Su utilización es ideal para pequeñas y medianas instalaciones aisladas con tensión de sistema 12V y 24V, donde tienen larga vida útil. Estos reguladores solo determinan la tensión de banco de las baterías, de este modo desaprovecha el rendimiento completo de la fuente solar.

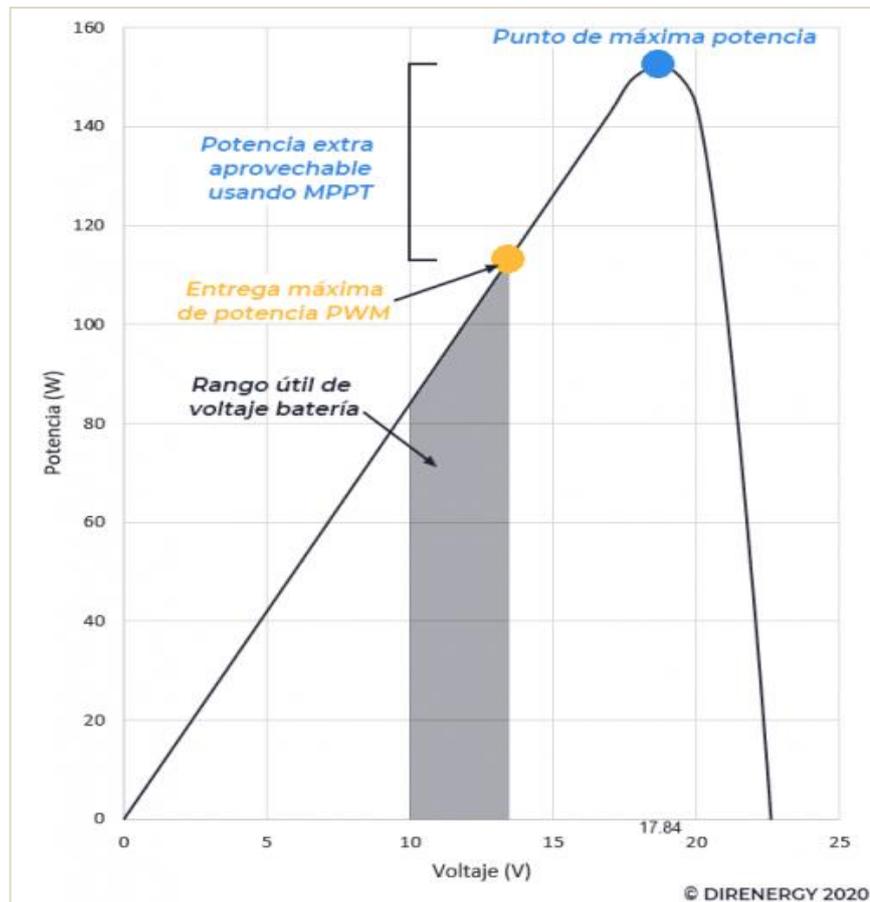


Figura 3: Regulador MPPT, PWM y máxima potencia generación.  
Fuente: Direnergy, (2020).

✱ **Regulador MPPT**

Según Lahera (2021). Llamados seguidor punto máximo potencia (MPPT), que se caracterizan

por aprovechar la máxima potencia generada por las placas solares (figura 3), no toma como referencia de funcionamiento a la tensión nominal de la batería como lo hace el regulador PWM, de modo que el regulador MPPT se adapta a la tensión de carga de la batería, pero para maximizar la potencia, aumentará la intensidad de carga, de este modo se aprovecha un rendimiento de 30% de los paneles solares.

#### **d. Inversores fotovoltaicos.**

Son dispositivos electrónicos que convierten la corriente directa (DC) en corriente alterna (AC). En instalación con conexión a red y/o con equipos de carga AC es indispensable el uso de los inversores.

Según, la configuración o tipo de sistema solar fotovoltaico los inversores serán:

##### **\* Inversores de conexión a la red:**

Se utiliza en instalaciones solares fotovoltaicas con disponibilidad de conexión a red eléctrica. De este tipo de inversores, Energy VM Generación, (2020) manifiesta: Su función principal es mantener la tensión generada por los paneles solares por encima la red para priorizar el consumo de energía solar producida, y además verifica la demanda máxima de la carga (sobrecargas) para cubrir desde la red exterior.

##### **\* Inversores de instalación aislada:**

Según indica Energy VM Generación, (2020). Hay instalaciones fotovoltaicas 100% independientes de la red eléctrica general. En esos casos, es necesaria la instalación de baterías para almacenar energía, ya que el sol es una fuente intermitente y no está disponible por las noches.

Estos inversores disponen con funciones adicionales de controlar y cargar las baterías (Controlador incorporado).

✱ **Inversores mixtos con instalación a red:**

Según Energya VM Generación, (2020). Los inversores híbridos tienen la capacidad de gestionar la alternancia de manera adecuada de las tres fuentes de energías disponibles (solar, red exterior y batería), cuando existe mayor exposición solar prioriza la energía obtenida de las placas solares para maximizar el rendimiento del autoconsumo energético.

**2.2.1.2 Configuración de sistema solar fotovoltaico.**

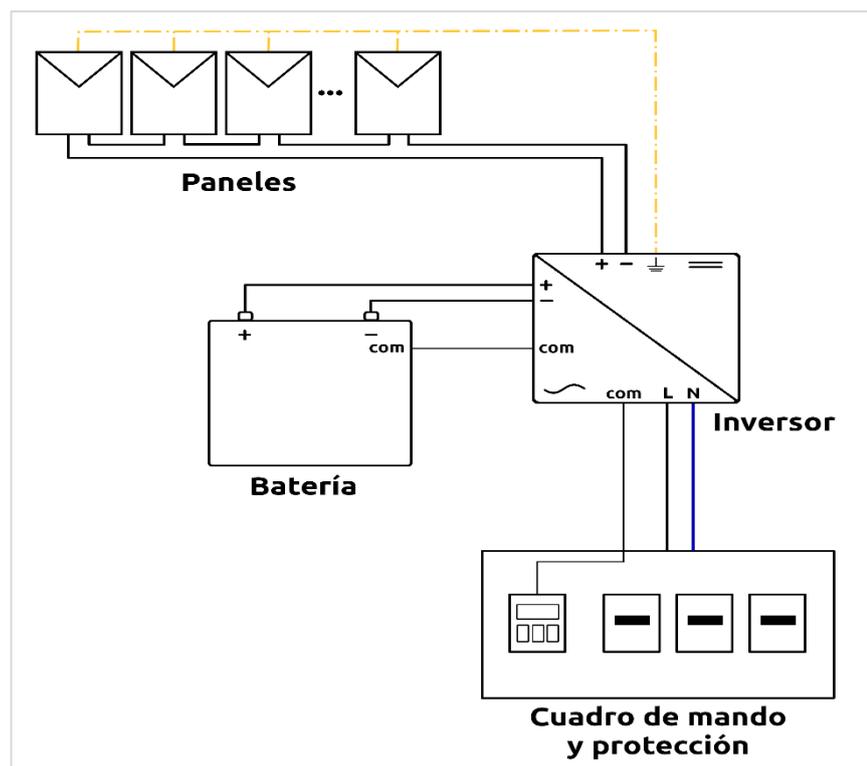


Figura 4: Sistema autónomo sin almacenamiento.  
Fuente: HelioEsfera, (s.f.).

**a. Sistemas autónomos sin almacenamiento.**

Según referido por Labouret y Viloz, (2008). Es el sistema más simple, es decir está previsto sólo con paneles solares, regulador, donde su función es “producir”

y *“utilizar”*, ya que la energía solar que se obtiene con los paneles solares es utilizada de forma directa. Este sistema se aplica cuando las necesidades de energía no son necesarias durante la noche o días nublados, por ejemplo, el sistema de uso de bombas solares.

**b. Sistemas autónomos con almacenamiento.**

Labouret y Viloz, (2008). Sostiene: Es un sistema que aparte de *“producir”* y *“utilizar”*, dispone con banco de baterías (figura 4), que sirve para el *“depósito”* de energía para alimentar a la carga durante la noche y para cubrir por días de sombra, a este sistema se adiciona un inversor para cargas con corriente alterna. En los sistemas autónomos puramente fotovoltaicos su potencia es variable con la estación del año.

**c. Sistemas autónomos híbridos.**

Según lo planteado por Labouret y Viloz (2008). En este sistema dispone con dos fuentes de energía, es



Figura 5: Sistema híbrido.  
Fuente: RUF Ingeniería, (2018).

decir aparte de tener fuente de energía solar prevé con otra fuente como un grupo electrógeno o generador eólico, como se observa en la figura 5. Este sistema es muy confiable y se adapta a las necesidades modernas de los consumidores donde no influyen las estaciones del año para generar la potencia requerida.

#### d. Sistemas conectados a la red.

Son sistemas fotovoltaicos que tienen conexión a red de distribución eléctrica, este sistema tiene la ventaja de no utilizar baterías, ya que no almacena la energía solar excedente sino inyecta a la red de distribución. Según (Labouret y Villos, 2008), estos sistemas generalmente están previstos con contador bidireccional, donde por normas de calidad de energía el contador e inversor estarán homologados por la compañía eléctrica receptora.

#### 2.2.1.3 Fuente de energía solar.

Según lo manifestado por Arenas, S. y Zapata, C. (2011). La energía del sol es una fuente de energía que induce el movimiento del viento, del agua y es la que da origen a la mayoría de las fuentes de energía renovables.

#### a. Radiación solar

Según Planas O. (2019). La radiación solar que llega

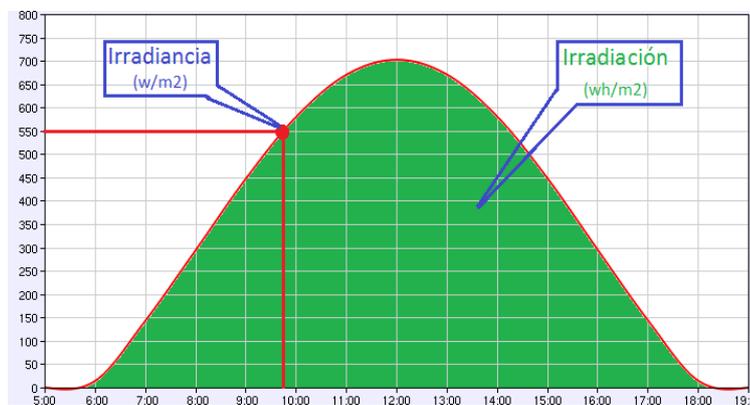


Figura 6: Irradiancia e irradiación.

Fuente: <https://www.helioesfera.com/irradiancia-irradiacion-y-radiacion-solar/>

a la Tierra se cuantifica mediante la irradiación solar, que es la energía incidente en una superficie ( $\text{Wh/m}^2$ ), es decir, es la potencia recibida en un tiempo. Y la irradiancia es la potencia de radiación solar por unidad de área ( $\text{W/m}^2$ ), como se observa en la figura 6.

Según Inzunza B. (2019). La radiación solar absorbida por la atmósfera terrestre no es aprovechada en su totalidad, el 24% de la radiación llega directamente, el 21% de la radiación no llega directamente, mientras el 29% se pierde en el espacio, como indica la figura 7.

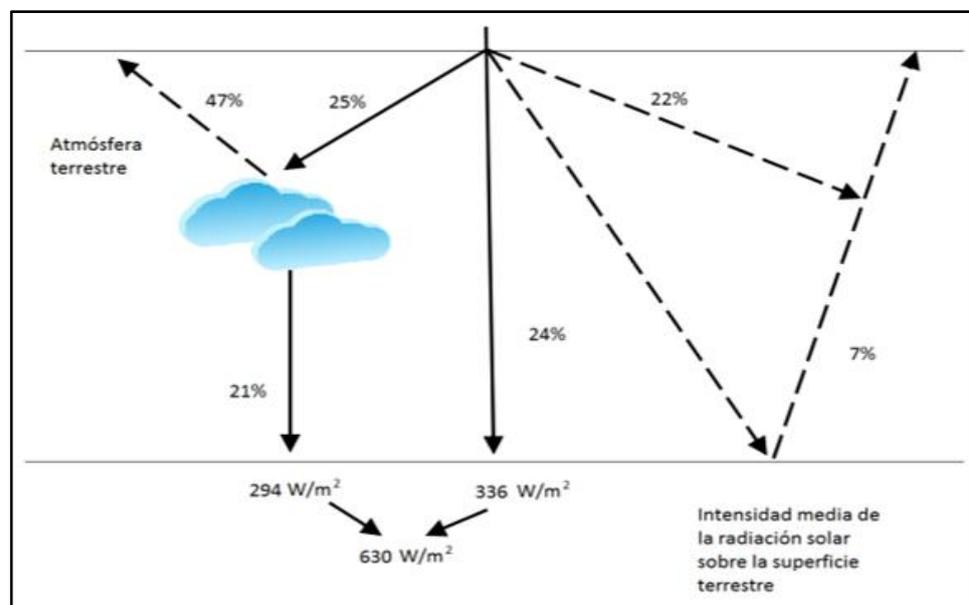


Figura 7: Radiación solar.  
Fuente: Valdiviezo Salas, (2014).

Según Labouret y Viloz (2008)., al atravesar la atmósfera, la radiación solar es absorbida y difuminada. Y se observa los siguientes:

- \* **Radiación directa:** Es la radiación recibida del sol sin difusión por la atmósfera.
- \* **Radiación difusa:** Está constituida por la luz difuminada por la atmósfera (aire, aerosoles, nebulosas).
- \* **Albedo:** Es la luz reflejada del suelo, que dependiendo del lugar y condición meteorológica (en zona con existencia de nevados) para su aprovechamiento.

A la suma de los componentes de la radiación solar, es decir a la radiación directa, radiación difusa y albedo, se denomina radiación global.

## b. Geometría solar

Como menciona HelioEsfera, (s.f.). La geometría solar juega un papel primordial para poder estimar la máxima cantidad de energía a producir con un panel fotovoltaico y así aprovechar su rendimiento óptimo de los paneles durante el día.

La orientación se define mediante el ángulo Azimut ( $\alpha$ ), que se considera el ángulo en el plano horizontal formado por el sol respecto al norte (en hemisferio sur), y que este ángulo varía durante el día.

La inclinación ( $\beta$ ) se determina según la latitud geográfica, se considera el ángulo en el plano vertical formado por el sol con respecto al plano horizontal, como se observa en la figura 8; para la ubicación de Perú la inclinación será siempre hacia norte y su variación se da durante el año.

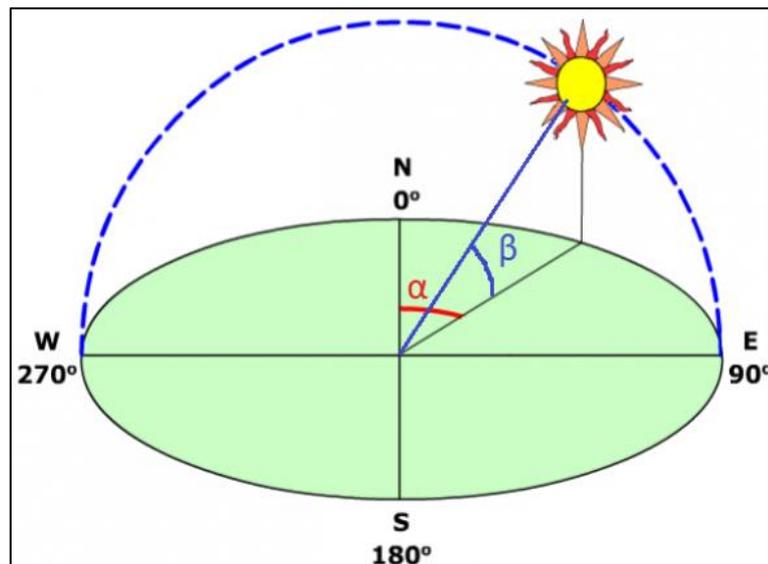


Figura 8: Azimut ( $\alpha$ ) e inclinación ( $\beta$ ).

Fuente: <https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/>

## 2.2.2. Suministro eléctrico.

Son dispositivos y materiales eléctricos de la interfaz entre la red eléctrica y las cargas (equipos o máquinas), que cumplen normas técnicas y restricciones para proteger y controlar ambos elementos. Según menciona Schneider Electric, (2009). El suministro eléctrico está compuesto por unidad de potencia (alimenta a las cargas con tensiones superiores a 220vac) y unidad de control, este último está considerado como la cabecera ya que son los que controlan a la unidad de potencia y sus funciones, esta unidad trabaja con tensiones inferiores a 220VAC.

### 2.2.2.1 Caja Combinadora PV



Figura 9: Caja combinadora PV.  
Fuente: EfiMarket, (2018).

Es un módulo con índice de protección IP65 (anexo 1), a donde llegan todos los arreglos de los paneles en serie y en paralelo. Según EfiMarket, (2018) describe como caja string en donde realizan los empalmes y conexiones de DC, que está equipado con protecciones eléctricas como fusibles, interruptores termomagnéticos y sobretensiones (figura 9).

#### 2.2.2.2 Interruptores termomagnéticos PV.

Según menciona Indisect, (s.f.). Los interruptores solares tienen la tecnología de contacto giratorio para disminuir arco eléctrico y su estructura aislante está diseñada con material policarbonato retardante de llama, además tiene mecanismo de impulso para cortar la corriente directa (DC) a tensiones hasta 1000V por debajo de los 5ms.

#### 2.2.2.3 Interruptores termomagnéticos AC.

Según referenciado por Roker, (2019). Es un dispositivo de protección automático que tiene como función de interrumpir el flujo de corriente eléctrica de las instalaciones eléctricas y sus receptores frente a sobrecargas y cortocircuitos eléctricos.

#### 2.2.2.4 Fusible de fusión gPV.

Según Photon renovables, (2020). Es un dispositivo de protección económica y segura que actúa con el corte de flujo de corriente al fundir su filamento ya sea por sobrecarga o cortocircuito para proteger la instalación fotovoltaica, reduciendo el riesgo de incendio o destrucción de otros elementos más importantes de la instalación. Los fusibles de clase gPV según IEC 60269-6, (2012). Como se observa en la figura 10 que tiene un diseño de tubo cerámico de alta



Figura 10: Fusible gPV.  
Fuente: IEC 60269-6, (2012).

resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio, que están fabricados para circuitos de tensiones nominales inferiores o iguales a 1500 V c.c.

#### **2.2.2.5 Descargador de sobretensión DC.**

Como menciona Autosolar, (s.f.): Es una protección para la conexión entre paneles e inversor frente a picos de tensiones excesivos (1000-1500v). Este componente actúa derivando a una conexión a tierra independiente los altos picos de tensión para proteger el controlador o inversor.

#### **2.2.2.6 Supresor de sobretensiones transitorios – TVSS**

Según menciona Valdez, (2004). Es llamado también como SPD (Dispositivo de protección contra sobretensiones), o limitador de sobretensiones ambos se refieren al dispositivo que protege el sistema eléctrico de baja tensión de daños transitorios, picos o sobretensiones originados por fenómenos atmosféricos o maniobras en la red.

#### **2.2.2.7 Conductor fotovoltaico PV/FV.**



Figura 11: Conductor fotovoltaico PV.  
Fuente: Cables y telecomunicaciones Andalucía, (2021)

Es un cable tipo unifilar de cobre electrolítico estañado clase 5 (flexible), de doble aislamiento goma libre de halógeno (figura 11), Según menciona Cables y

telecomunicaciones Andalucía, (2021): Es ideal para conexiones entre paneles solares, y desde paneles a controladores e inversores; está diseñado para ser utilizado en instalaciones a la intemperie, y fabricado según estándar de la norma IEC-60228.

### 2.2.2.8 Sistema puesta a tierra.

Según el CNE 060-002, (2016). Es un sistema de seguridad eléctrica que tiene la función de proteger la integridad física de las personas o equipo de posibles corrientes eléctricas no deseadas (fugas o fallas eléctricas) desviando hacia un punto (Electrodo) de baja resistencia.

Como se indica en el CNE 060-702, (2016). Será necesario la implementación de electrodo artificial de varilla o placa para proteger los sistemas eléctricos AC y DC independientemente.

Los dimensionamientos de conductores para los aterramientos de los equipos están definidos según la máxima capacidad de ajuste que se encuentra en el anexo 2 (Tabla 16 del CNE 060-814).

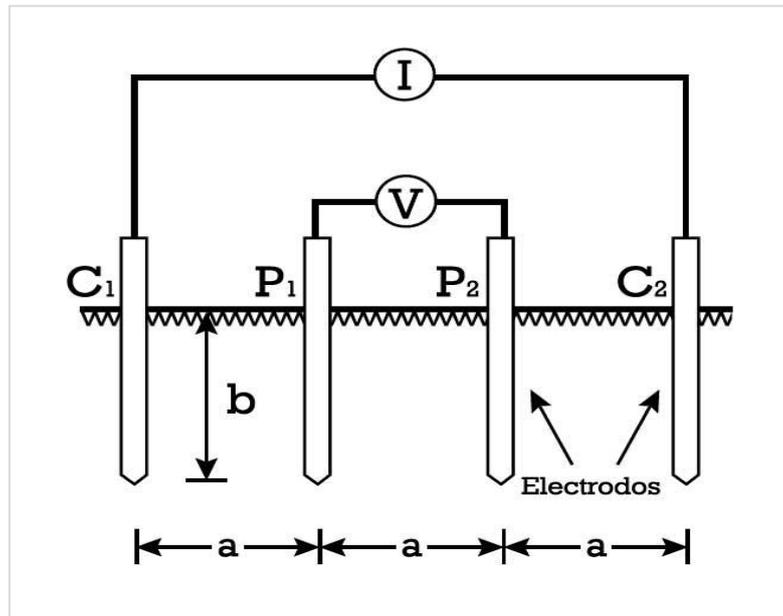


Figura 12: Método Wenner.  
Fuente: Zuñiga, (2013).

Según Zuñiga, (2013), Para el desarrollo de cálculo de un sistema puesta a tierra, será necesario obtener la resistividad del suelo, que es un factor crítico de tener considerar en el diseño de sistemas de aterramientos, el método muy común para obtener la resistividad es el método Wenner, que consiste en fijar 04 electrodos equidistantes y lineales como se observa en la figura N 12.

#### **2.2.2.9 Pararrayo.**

Según menciona PCenterPerú, (2014). Es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizado del aire para excitar, atraer y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a las personas, construcciones y/o equipos electrónicos. el radio de la zona de protección depende del ángulo de apertura del cono y a su vez éste depende de cada tipo de protección.



Figura 13: Pararrayo tipo Franklin.  
Fuente: NFPA 780, (2014).

Según CNE 060-710 el sistema puesta tierra para descargas atmosféricas será independiente y de uso

exclusivo, con el propósito de proteger los equipos sensibles y/o electrónicos.

El pararrayo de tipo Franklin de mayor utilidad para las descargas atmosféricas está fabricado según estándar norteamericano NFPA 780, (2014). Consta de diseño tetrapuntal (ver la figura 13) de material bronce cromado con base que se conecta hacia el sistema dispensor.

#### 2.2.2.10 Ecuaciones y fórmulas de dimensionamiento para el sistema fotovoltaico.

Según Labouret y Viloz, (2008) y Fernández S. (2010) para calcular y dimensionar un sistema solar fotovoltaico se utilizará las siguientes:

- **Para cálculo de energía (Wh).**

$$E = P * t \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

E: Energía (Wh).

P: Potencia (W).

t: Tiempo (h).

- **Para determinación de HSP (h).**

$$E_{sol} = N_e * P_p \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

E<sub>sol</sub>: Energía solar (Wh/m<sup>2</sup>. dia)

N<sub>e</sub>: Número de horas equivalentes en STC  $N_e \cong HSP$ .

P<sub>p</sub>: Potencia de la radiación instantánea (1000W/m<sup>2</sup>. dia).

- **Para cálculo de la demanda de energía solar (Wh).**

$$Q_{sol} = \frac{Q_{nodo}}{\eta_{inv} * \eta_{bat} * \eta_{cond}}$$

Donde:

Q<sub>sol</sub>: La demanda de energía solar diaria requerida.

Q<sub>nodo</sub>: La demanda consumo de energía eléctrica diaria requerida.

$\eta_{inv}$ : Eficiencia del inversor.

$\eta_{bat}$ : Eficacia de las baterías.

$\eta_{cond}$ : Eficiencia de los conductores.

- **Para cálculo de la potencia solar (Wc).**

Entonces la Pc se calcula en la siguiente fórmula:

$$P_c = \frac{E_c}{t}$$

Donde:

Pc: Potencia solar.

Ec (Qsol.): Energía solar

t: HSP

- **Para determinación de número de módulos FV:**

$$N_{tot} = \frac{Q_{sol}}{P_{max} * HSP * PR}$$

Donde:

Ntot: Número total de módulos solares.

Qsol: Demanda energía solar diaria.

Pmax: Potencia máxima de módulo solar.

HSP: Hora solar pico.

PR: Rendimiento energético del sistema.

- **Para determinación de banco de acumuladores:**

$$C_n = \frac{Q_{sol} * A}{V_{sist} * P_{t^\circ} * PD_{max}}$$

Donde:

Cn: Capacidad de banco de acumuladores (Ah).

Qsol: Demanda energía solar diaria.

A: Número de días de autonomía.

Vsist: Tensión del sistema.

Pt°: Factor de corrección por temperatura.

PDmax: profundidad de descarga máxima.

- **Para determinación del regulador:**

$$I_{ent} = f_s * I_{cc} * N_{pal}$$

Donde:

Ient: Capacidad de corriente de entrada del regulador (A).

fs: factor de seguridad.

Icc: Corriente de corto circuito del módulo solar.

Npal: Cantidad de módulos en paralelo.

- **Para determinación del inversor:**

$$P_{inv} = f_s * \frac{P_{in}}{\eta_{inv} * FP}$$

Donde:

P<sub>inv</sub>: Potencia del inversor (W).

f<sub>s</sub>: factor de seguridad.

P<sub>in</sub>: Potencia instalada.

FP: Factor de potencia.

η<sub>inv</sub>: Eficiencia del inversor.

- **Para determinación del diámetro de los conductores:**

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V}$$

Donde:

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

ρ: Resistividad del conductor.

L: Longitud (m)

I: Intensidad de Corriente (A).

Δv: *Caída de tensión.*

### **2.2.2.11 Plan de mantenimiento de sistema solar fotovoltaica.**

Según mencionado por Ayllu Solar, (2021). Los sistemas fotovoltaicos tienen una necesidad menor de mantenimiento comparado a otros sistemas generadores de electricidad por consiguiente el costo será menor. Si bien el mantenimiento está considerado como componente relevante, de este modo garantiza el rendimiento pronosticado en su diseño inicial.

- a. **Mantenimiento preventivo:** Según referido por Ayllu Solar, (2021). Busca evitar o mitigar la consecuencia de fallas de los equipos y del sistema para reducir los costos asociados al tiempo de inactividad no planificada. Uno de los objetivos del mantenimiento preventivo es mantener la generación óptima y prolongar la vida útil del sistema fotovoltaico.
- b. **Mantenimiento correctivo:** Según menciona Ayllu Solar, (2021). Son operaciones de reparación y sustitución de repuestos y/o componentes necesarias que aseguren el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico.
- c. **Mantenimiento predictivo:** Ayllu Solar, (2021). Sostiene, que son operaciones de monitoreo con tiempo real para reducir el impacto en los costos de mantenimiento correctivo y aumentar el rendimiento de la generación.

### 2.3 Definición de términos básicos.

**Nodo:** Es la base o subestación de internet banda ancha de la red dorsal nacional de fibra óptica.

**Fotovoltaico:** Generar fuerza electromotriz con la acción de radiación lumínica.

**Irradiancia:** Potencia de la radiación solar por unidad de área. (W/m<sup>2</sup>).

**Irradiación:** Energía por unidad de área (J/m<sup>2</sup>, Wh/m<sup>2</sup>).

**Off grid:** Aislado o fuera de red, en sistema solar se refiere a un sistema aislado de la red eléctrica.

**Azimut:** Es el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea que une el centro del Sol con el meridiano del lugar (dirección Norte-Sur) con origen en el Sur.

**H.S.P. (Hora solar pico):** Son las horas donde la cantidad de energía solar disponible es 1000w/m<sup>2</sup>, durante un día típico.

**Watt pico:** pico de la radiación solar, es sinónimo de decir máxima potencia eléctrica.

**IP:** El índice de protección clasifica el nivel de protección que ofrece un material o equipo contra la penetración de cuerpos sólidos y líquidos.

**G.E.I.:** Gases de efecto invernadero, son un compuesto gaseoso como CO<sub>2</sub>, vapor agua, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O que se encuentra en la atmósfera de la tierra para absorber y retener el calor.

## **CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL**

El presente trabajo de suficiencia profesional se propone el diseño y dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico off grid (sistema aislado) para el suministro de energía eléctrica, que consiste:

- Evaluar el consumo de energía eléctrica en el nodo de distribución.
- Determinar de manera adecuada el procedimiento para obtener la energía solar requerida.
- Dimensionar los equipos y componentes eléctricos fotovoltaicos para el suministro de energía eléctrica para el nodo de distribución.

### **3.1 Determinación y análisis del problema.**

El nodo de distribución Cabanaconde es una subestación de internet de banda ancha (proyecto del programa nacional de telecomunicaciones-PRONATEL), que distribuye a los subnodos (nodos de conexión) del sector rural. Que actualmente este nodo dispone con suministro eléctrico de la red de Sociedad Eléctrica de Arequipa (SEAL S.A.) y además dispone con respaldo de suministro de un grupo electrógeno de 12 kVA a diésel. Pero el suministro de red eléctrica en esta región de Arequipa es limitado por déficit de generación local (solo cubre el 20% de su demanda de energía) que esto conlleva a cortes y caídas de servicio eléctrico, ante esta situación el suministro eléctrico es cubierto por el grupo de respaldo. Sin embargo, el uso de grupo electrógeno tiene consecuencias negativas por la emisión de gases de efecto invernadero (G.E.I.) puesto que su principio de funcionamiento se basa en el uso de combustibles fósiles, que es el principal causante del efecto invernadero y el cambio climático a nivel mundial.

Bajo esta premisa se busca diversificar el suministro eléctrico en los nodos de PRONATEL con fuentes de energías renovables autosuficientes y libre de emisión de G.E.I., ya que además estas nuevas fuentes de generación de energía tienen el respaldo del marco normativo de recursos de energías renovables (RER) y el programa de promoción de uso de paneles solares en Instituciones Públicas (R.M. N°217-MINAM), sobre todo en

lineamiento con los acuerdos internacionales como el acuerdo de París 2015 y la actual cumbre del clima Glasgow 2021.

En ese marco, en el presente trabajo de suficiencia profesional se plantea el diseño del suministro eléctrico para el nodo de distribución de Cabanaconde- Arequipa con sistema solar fotovoltaico, para dicho propósito se desarrollará un diagrama de flujo (figura 14) del diseño iniciando evaluación la demanda actual de energía del nodo y la radiación local, a partir de los datos de energía solar fotovoltaico obtenida se procederá con el dimensionamiento de los equipos y componentes del sistema solar fotovoltaico para que garanticen un suministro eléctrico fiable y autosuficiente con generación de energía eléctrica in situ.

### **3.2 Modelo de solución propuesto.**

El desarrollo del diseño del sistema solar fotovoltaico de 8kWp de acuerdo a un modelo general de diseño para sistemas fotovoltaicos, donde se inicia con la evaluación de energía a suplir, luego evaluar la radiación solar con un base de datos meteorológicos para definir la H.S.P., de este modo se obtiene la potencia y energía solar requerida, con ello se dimensiona los componentes del sistema solar fotovoltaico.

En el siguiente diagrama del flujo (figura 14) se representa el proceso o la secuencia de desarrollo de diseño para un sistema solar fotovoltaico:

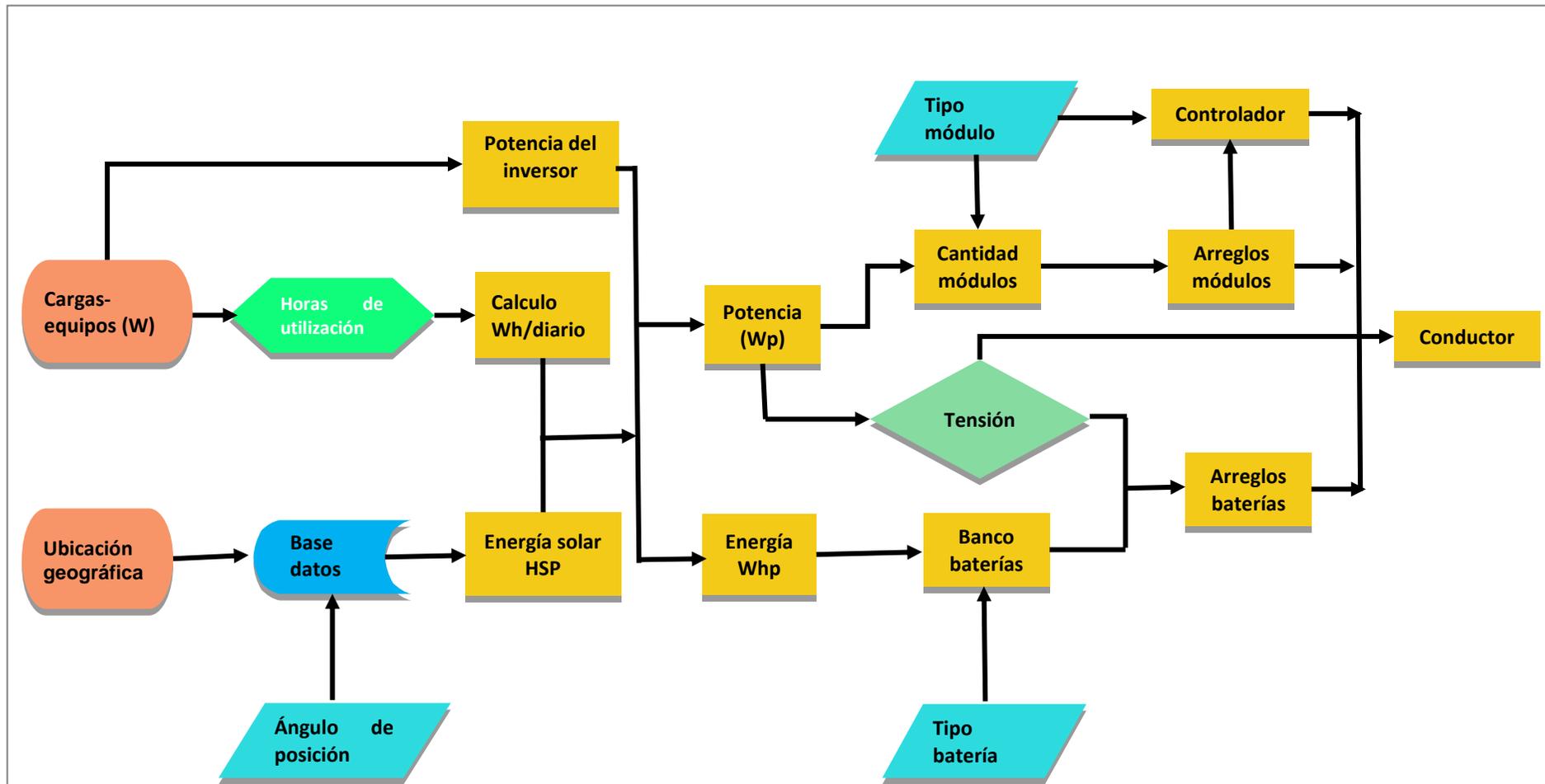


Figura 14: Diagrama de flujo del desarrollo de dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.1 Evaluación del consumo de energía del nodo de distribución.

Para la evaluación y cálculo de consumo energía (Wh), como primer procedimiento se obtiene el cuadro de carga de todos los equipos (receptores), que en general es un cuadro típico de carga para todos los nodos de distribución, tal como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1: Cuadro de cargas de nodo distribución Cabanaconde.

Item	Equipos	Cantidad	Tensión (VAC)	Potencia instalada (W)
1	Gabinete de rectificador 1	1	220	3000
2	Gabinete de rectificador 2 (respaldo)	1	220	0
3	Luminarias tipo E27 LED	1	220	19
4	Luminarias tipo reflector	2	220	100
5	Luminarias tipo tubo LED sala GE	2	220	52
6	Luminarias tipo tubo LED sala equipo	3	220	78
7	Luminarias emergencia	3	220	60
8	Tomacorrientes	4	220	1200
9	Reserva 10%	-	220	450,9
			<b>Total (kW)</b>	<b>5,0</b>

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la tabla 1, se desarrolla la evaluación y estimación de las horas de uso de los equipos críticos y equipos generales.

Con respecto a la evaluación de consumo de energía para el gabinete del rectificador 1 que está considerado como equipo crítico, es decir operativo las 24 horas, para ello se establece 12 horas de funcionamiento a plena carga y 12 horas restantes operará al 40% de su capacidad nominal (modo de espera). A continuación, se plantea la siguiente fórmula de energía para obtener los consumos de energía expresado en Watt-hora (Wh).

$$E = P * t \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

E: Energía (Wh).

P: Potencia (W).

t: Tiempo (h).

Efectuamos en la fórmula planteada para la operación a plena carga durante 12 horas, es decir para:  $P=3000W$ ,  $t=12h$ , y se obtiene:

$$E(Wh) = 3000W * 12h$$

$$E(Wh) = 3,600Wh$$

En seguida también efectuamos para la operación al 40% de su capacidad nominal durante 12 horas, es decir para:  $P=1200W$ ,  $t=12h$ , y se obtiene.

$$E(Wh) = 1200W * 12h$$

$$E(Wh) = 14400Wh$$

Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente cuadro de consumo (figura 15).

CUADRO DE CONSUMO DE ENERGÍA / 220VAC / 1FASE + NEUTRO							
ITEM	EQUIPOS	CANTIDAD	TENSIÓN (VAC)	POTENCIA INSTALADA (W)	MAXIMA DEMANDA (W)	HORAS USO (h/d)	DEMANDA DE ENERGÍA (Wh)
1	Gabinete del rectificador 1	1	220	3000	3000	12	36000
					1200	12	14400
TOTAL (kWh)							50,40

Figura 15: Consumo de energía gabinete del rectificador.  
Fuente: Elaboración propia.

Así mismo el gabinete del rectificador (2) que se visualiza en la tabla 1, está considerado como equipo de respaldo del gabinete del rectificador (1).

Respecto a las horas de utilización de las luminarias en el nodo de distribución se ha definido considerando las horas de uso para: Los mantenimientos periódicos y las visitas técnicas por emergencias; por ejemplo, para el caso de las luminarias de la sala de grupo electrógeno (GE) mostrado en el ítem 5 de la tabla 1:

- Mantenimientos periódicos: 6 horas/mes.
- Visitas técnicas emergencias: 12 horas/mes.

De la descripción anterior se obtiene hora de uso total en h/día:

Horas uso total = horas mantenimiento + horas visitas técnicas  
 Horas uso total = 6h/mes + 12h/mes = 18h/mes= 18h/30días  
 Horas uso total = 0.6h/días = 36min/día.

Con el resultado obtenido 0.6h/d y considerando la potencia de 52W (tabla 1), se efectúa la determinación de consumo de energía de las luminarias de sala de GE, aplicando la fórmula (1):

$$E(Wh) = 52W * 0.6h$$

$$E(Wh) = 31.2Wh$$

A continuación, se elabora el cuadro de consumo de energía (la tabla 2) para todas las luminarias utilizadas y tomacorrientes en el nodo de distribución.

Tabla 2: Consumo de energía de luminarias y tomacorrientes del nodo distribución.

ITEM	EQUIPOS	CANTIDAD	TENSIÓN (VAC)	POTENCIA INSTALADA (W)	MAXIMA DEMANDA (W)	HORAS USO (h/d)	DEMANDA DE ENERGÍA (Wh)
1	Luminarias tipo E27 LED	1	220	19	19	0,2	3,8
2	Luminarias tipo reflector	2	220	100	100	0,6	60
3	Luminarias tipo tubo LED s	2	220	52	52	0,6	31,2
4	Luminarias tipo tubo LED s	3	220	78	78	0,8	62,4
5	Luminarias emergencia	3	220	60	60	0,2	12
6	Tomacorrientes	4	220	1200	1200	1,1	1320
TOTAL (kWh)							1,5

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la evaluación de consumo de energía para la reserva de 10% se calcula respecto a las cargas instaladas (tabla 1), puesto que se deduce, si al incrementar alguna carga en el sistema, la reserva también tendrá un tipo de comportamiento igual o similar al tipo de cargas instaladas en el sistema.

Concluyendo la evaluación de cálculo de la energía requerida, en la tabla 3, se realiza un resumen que muestra el consumo de energía total por día (52kWh/d) en el nodo de distribución, que se realizó asumiendo los criterios de utilización de un nodo típico (cargas monofásicas a tensión alterna 220V.) y además según Labouret y Viloz, (2008)., donde menciona que para la evaluación y determinación de los receptores (cargas) se dará prioridad en la economía de energía a nivel de los equipos receptores, es decir que los equipos serán de alta eficiencia energética, que a su vez concuerda con la disposición de la Ley N° 27345, “Ley de promoción del uso eficiente de la energía” y las disposiciones de la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas (anexo 3).

Tabla 3: Consumo de energía total del nodo distribución.

Ítem Equipos	Cantidad	Tensión (VAC)	Potencia instalada (W)	Maxima demanda (W)	Horas de uso (h/d)	Demanda de energía (Wh)
1 Gabinete del rectificador 1	1	220	3000	3000	12	36000
				1200	12	14400
2 Gabinete del rectificador 2 (respaldo)	1	220	-	0	0	0
3 Luminarias tipo E27 LED	1	220	19	19	0,2	3,8
4 Luminarias tipo reflector	2	220	100	100	0,6	60
5 Luminarias tipo tubo LED sala GE	2	220	52	52	0,6	31,2
6 Luminarias tipo tubo LED sala equipo	3	220	78	78	0,8	62,4
7 Luminarias emergencia	3	220	60	60	0,2	12
8 Tomacorrientes	4	220	1200	1200	1,1	1320
9 reserva 10%	-	220	450,9	450,9	0	0
<b>TOTAL (kW)</b>				<b>5</b>	<b>TOTAL (kWh)</b>	<b>52</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.2 Cálculo de la demanda de energía solar

#### 3.2.2.1 Determinación de la orientación e inclinación para el módulo fotovoltaico.

La posición de los módulos fotovoltaicos con relación al sol influye directamente sobre su producción de energía, por tal razón será importante determinar la orientación e inclinación para los módulos para obtener su máximo rendimiento.

Según Labouret y Viloz, (2008), menciona que para obtener la orientación ideal del módulo fotovoltaico obedece a una regla básico "hacia el Ecuador", es decir:

- \* Orientación hacia el sur en el hemisferio Norte.
- \* Orientación hacia el norte en el hemisferio Sur.

Para determinar la inclinación del módulo fotovoltaico de un sistema autónomo (que requiere de energía constante durante todo el año) y por ende se enfocará en la producción de la energía durante la estación más baja de la radiación solar (estación crítica), es decir se tendrá prioridad a la inclinación de la estación de invierno para obtener toda la energía posible.

Además, según referido en RNE-norma EM.080, (2019), la orientación de los paneles fotovoltaicos estacionarios estará orientados hacia el norte, y el ángulo de

inclinación se determina equivalente a la latitud del lugar de instalación más 10 grados ( $\varphi+10^\circ$ ).

A continuación, se determina la orientación e inclinación para los módulos solares fotovoltaicos para el nodo de distribución de Cabanaconde, para lo cual contamos con el sistema de coordenadas geográficas en coordenadas angulares: Latitud y longitud (figura 16), obtenido del sistema de radionavegación.

COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE NODO DISTRIBUCIÓN CABANACONDE			
LATITUD	-15620326	15°37'13.2"	S
LONGITUD	-71982741	71°58'57.9"	O

Figura 16: Coordenadas de nodo distribución Cabanaconde.  
Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la orientación se determina hacia el norte geográfico y con ángulo de azimut cero:  $\alpha = 0^\circ$

*Y con la inclinación:  $\beta = \varphi + 10^\circ = 15^\circ + 10^\circ = 25^\circ$*

Entonces para aprovechar una potencia solar máxima tendrán un posicionamiento fijo de los módulos solares en las siguientes direcciones angulares:

*Azimut:  $\alpha = 0^\circ$*

*Inclinación:  $\beta = 25^\circ$*

**3.2.2.2 Determinación de radiación solar y hora solar pico (HSP):**

Un parámetro esencial para la concepción de sistemas fotovoltaicos es saber con precisión la radiación solar útil del lugar donde se va desarrollar el proyecto.

Si bien los datos de la radiación se obtienen realizando estadísticas de toma de información en un periodo de tiempo in situ con la ayuda de instrumentos de medición de radiación solar, como el piranómetro o pirheliómetro. Pero esta estadística sería insuficiente y costoso para un previo desarrollo de sistemas fotovoltaicos, puesto que se requiere tener una información estadística fiable de la toma de datos meteorológicos por lo menos de 10 años de antigüedad, pues la radiación que incide en un determinado tiempo es variable

y afectado por los fenómenos atmosféricos, temperatura, gases presentes en la atmósfera.

Por las razones descritas en párrafo anterior, para la toma de datos de información de la radiación solar para este diseño se acogerá del base de datos de las estaciones meteorológicas.

Según referido por Labouret y Viloz, (2008): Que, gracias a las estaciones meteorológicas, se dispone de muchos datos estadísticos de la radiación solar integrada en Wh/m<sup>2</sup>.dia. Estos datos globales del día sirven para dimensionar el sistema fotovoltaico.

Estas bases de datos de las radiaciones solares están accesibles en los programas como Meteonorm, PVsyst, o en la base de datos de la NASA, o PVGIS de la Unión Europea.

Para la determinación del diseño del sistema, se dispondrá información de la irradiación solar del programa PVsyst, que se muestra en la tabla 4.

Tabla 4: Irradiación global en el nodo distribución Cabanaconde.

Meses del año	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez linke	Humedad relativa
-	kWh/m <sup>2</sup> /día	kWh/m <sup>2</sup> /día	°C	m/s	-	%
Enero	7.94	2.36	13.4	2.50	4.294	61.3
Febrero	7.14	2.19	13.2	2.51	4.054	65.4
Marzo	7.38	1.75	13.3	2.40	4.010	63.6
Abril	6.93	1.45	12.9	2.30	3.858	58.1
Mayo	6.54	1.32	12.3	2.20	3.250	48.9
<b>Junio</b>	<b>6.18</b>	1.19	11.1	2.19	3.085	45.0
Julio	6.45	1.29	11.0	2.39	3.028	42.5
Agosto	6.73	1.40	12.1	2.60	3.369	39.5
Septiembre	7.18	1.75	12.9	2.70	3.670	44.8
Octubre	8.01	1.85	13.8	2.80	3.825	47.3
Noviembre	7.85	2.13	13.9	2.80	4.048	49.6
Diciembre	8.78	1.77	13.6	2.71	4.255	55.8
<b>Promedio al</b>	<b>7.26</b>	<b>1.70</b>	<b>12.8</b>	<b>2.5</b>	<b>3.729</b>	<b>5.18</b>

Fuente: PVsyst 7.2.

Según Norma DGE, (2015) para la determinación de HSP se tendrá como primer dato la irradiación solar más baja obtenida durante un año. Para este caso nos refiere al mes

de junio (mes crítico, con menor producción de energía solar) con irradiación solar media de 6.18kWh/m<sup>2</sup>.dia (tabla 4).

Según Labouret y Viloz, (2008) para la determinación de HSP se aplicará la siguiente ecuación:

$$E_{sol} = N_e * P_p \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

E<sub>sol</sub>: Energía solar (Wh/m<sup>2</sup>. dia)

N<sub>e</sub>: Número de horas equivalentes.

P<sub>p</sub>: Potencia de la radiación instantánea (1000W/m<sup>2</sup>. dia).

Si la energía solar (E<sub>sol</sub>) producida diaria está en las condiciones de estándar de medida (STC), entonces se refiere a la misma irradiación horizontal global obtenida en la tabla 4.

Entonces:  $E_{sol} = 6.18\text{kWh/m}^2.\text{dia}$

Por lo tanto, en la fórmula (2) se define el valor de N<sub>e</sub>:

$$E_{sol} = N_e * P_p$$

$$6.18\text{kWh/m}^2.\text{dia} = N_e * 1000\text{W/m}^2.\text{dia}$$

$$N_e = 6.18\text{h}$$

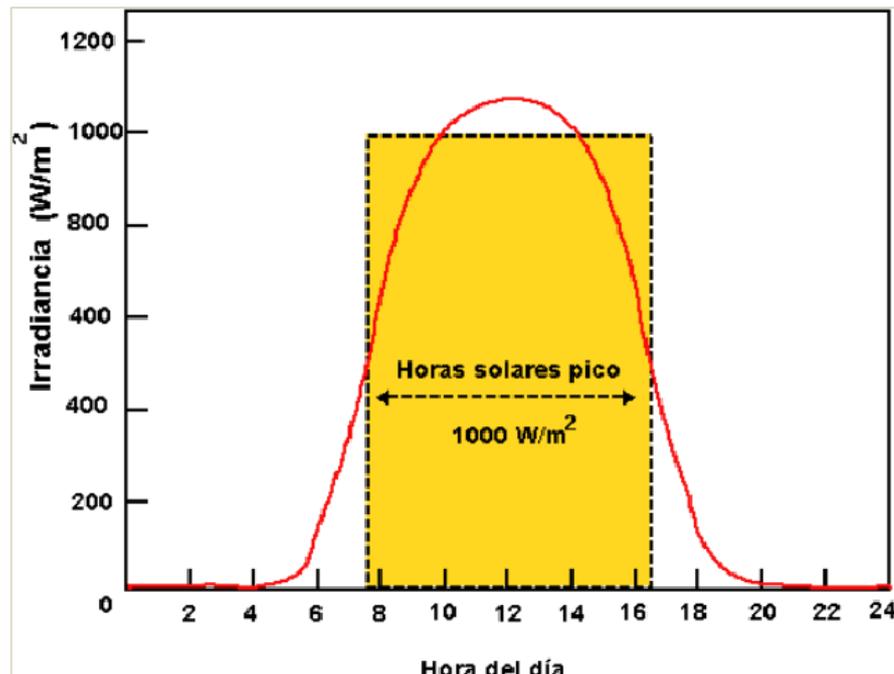


Figura 17: Horas solar pico equivalentes.  
Fuente: (Revista de ingeniería energética, 2017)

En la figura 17 se muestra que bajo condiciones estándares de medida (STC), las horas solar pico (HSP) es análoga a las horas equivalentes (Ne):  $HSP = Ne$

Conforme a las evaluaciones anteriores párrafos se determina que:

La irradiación solar media para una temporada con menor producción de energía solar es: 6.18kWh/m<sup>2</sup>.dia

Y la hora solar pico para condiciones de día menos soleado es:  $HSP = Ne = 6.18h$

### 3.2.2.3 Demanda de energía solar

La demanda de energía solar diario requerido ( $Q_{sol}$ ) se calcula en base a la demanda consumo de energía diario del nodo de distribución ( $Q_{nodo}$ ) que se encuentra en la tabla 1, y teniendo en consideración las eficiencias de los equipos que conforman para el sistema fotovoltaico, para así obtener la energía solar requerida, es decir: Se considera la eficiencia del inversor ( $\eta_{inv}$ ), eficiencia de las baterías ( $\eta_{bat}$ ), eficiencia de los conductores ( $\eta_{cond}$ ).

A continuación, se plantea la siguiente fórmula para el cálculo de la  $Q_{sol}$ :

$$Q_{sol} = \frac{Q_{nodo}}{\eta_{inv} * \eta_{bat} * \eta_{cond}}$$

Donde:

$Q_{sol}$ : La demanda de energía solar diaria requerida.

$Q_{nodo}$ : La demanda consumo de energía eléctrica diaria requerida para el nodo.

$\eta_{inv} = 0.98$ . La eficiencia del inversor está determinada por la tecnología y calidad de cada equipo que predisponen en la ficha de datos técnicos, con rango de eficiencias entre 98%-99%.

$\eta_{bat} = 0.95$ . La eficacia de las baterías viene determinada por la capacidad de entrega de energía y capacidad de carga, para mantener una eficacia de 90%-95% se requiere tener considerado los mantenimientos y controles de tensión media en banco de las baterías y a temperatura ambiente de 20°C- 25°C.

$\eta_{cond} = 1.00$ . La eficiencia de los conductores está relacionada con las pérdidas por la caída de tensión y conductividad del material conductor. Para mantener una eficiencia óptima en los conductores se ha evaluado los cálculos y dimensionamientos correctos de los conductores.

$$Q_{sol} = \frac{Q_{nodo}}{\eta_{inv} * \eta_{bat} * \eta_{cond}} = \frac{52000Wh}{0.98 * 0.95 * 1} = 56kWh$$

$$Q_{sol} = 56kWh$$

Entonces la energía ( $Q_{sol}:56kWh$ ), será la energía solar que se requiere para el nodo de distribución, con esta energía calculada se realizará en adelante la selección y dimensiones de cada componente del sistema solar fotovoltaico.

#### 3.2.2.4 Demanda de potencia solar

Para determinar la demanda de la potencia solar requerida ( $P_c$ ), será necesario el uso de los resultados de horas solar pico (HSP) y la demanda de energía solar diaria requerida ( $Q_{sol}$ ), desarrollados en los epígrafes 3.2.2.2 y 3.2.2.3 respectivamente.

Entonces la  $P_c$  se calcula en la siguiente fórmula:

$$P_c = \frac{E_c}{t}$$

Donde:

$$E_c = Q_{sol} = 56kWh$$

$$t = HSP = 6.18h$$

$$P_c = \frac{Q_{sol}}{HSP} = \frac{56kWh}{6.18h} = 9.1kW_c$$

De este modo se determina la potencia solar pico requerido ( $P_c$ : 9.1kWc), para el sistema solar fotovoltaico del nodo de distribución, en adelante se denominará como potencia del sistema fotovoltaico.

### 3.2.3 Dimensionamiento de los componentes del sistema.

Previo al desarrollo de los dimensionamientos de los equipos y materiales que componen en un sistema solar fotovoltaico, será necesario determinar la tensión de trabajo del sistema solar fotovoltaico y las características técnicas del módulo solar, acumulador, controlador e el inversor, que a continuación se determina:

Para definir la tensión del sistema  $V(\text{sist})$  será necesario tomar el criterio de la potencia del sistema fotovoltaico, que se muestra en la Tabla 5:

Tabla 5: Tensión sugerida según su potencia.

Potencia del sistema fotovoltaico	$\leq 800\text{Wc}$	800Wc - 2kWc	2kWc - 10kWc	$> 10\text{kWc}$
Tensión recomendada	12VDC	24VDC	48VDC	120VDC - 300VDC

Fuente: Labouret y Viloz, (2008)

Para la determinación de los paneles fotovoltaicos se selecciona en función a la demanda de la potencia requerida y la calidad de su composición celular y alta eficiencia, es decir para el presente diseño se determinará de material silicio monocristalino de alta pureza con eficiencias mayores a 20%.

En la tabla 6 se describe las características del módulo solar seleccionado: Un módulo de 120 células de marca Trina Vertex, modelo Mono PERC HC 605Wp, y más detalles de características técnicas en anexo 4.

Con respecto a la selección del tipo del acumulador (batería), se determina de acuerdo al ciclo de trabajo, la temperatura, y tipo de electrolito del acumulador que se adapta mejor al ambiente o zona geográfica.

Tabla 6: Características técnicas de módulo monoPerc 605Wp.

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

Fuente: Trina solar, (2020).

En la figura 18 se muestra el rendimiento de la capacidad de cada tipo de batería con respecto a la temperatura de trabajo. Donde los acumuladores de ciclo profundo con tipo de electrolito GEL tiene mejor comportamiento en cuanto a su rendimiento, además de ser

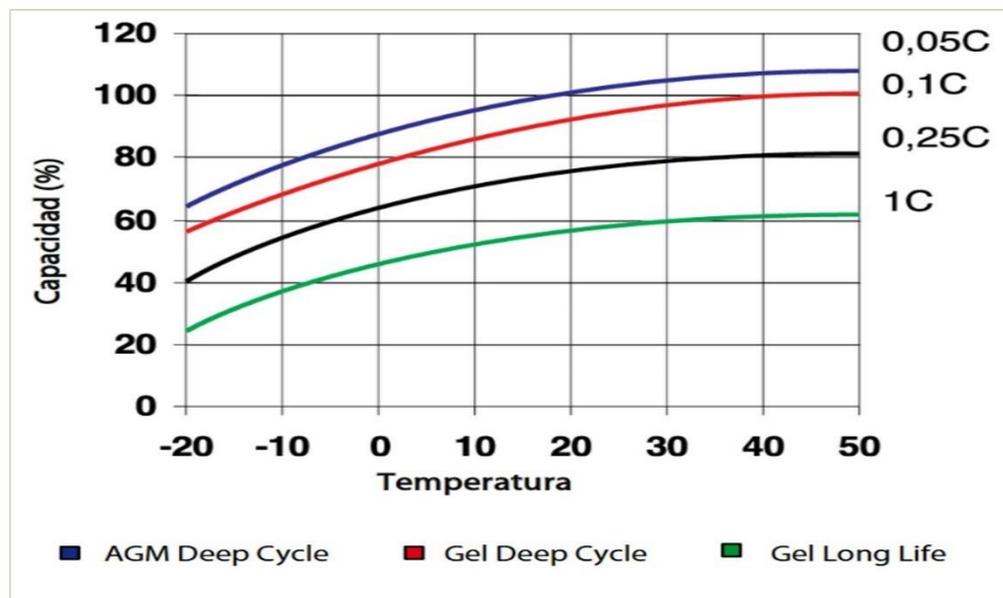


Figura 18: Rendimiento de tipo de acumuladores con la temperatura.

Fuente: Victron Energy, (s.f.)

libre de mantenimiento son baterías estacionarias de constante carga-descarga, es decir, alimenta energía de modo continua durante las horas de sombra.

El acumulador que se ha seleccionado, es de la marca Ultracell-serie oPzV, modelo UZV600-6 tipo tubular gel (figura 19) con capacidad de 600Ah, 6 voltios, las características técnicas se observa en anexo 5.



Figura 19: Batería gel 6V/600Ah.  
Fuente: Ultracell, (s.f.)

Rendimiento energético del sistema o performance ratio (PR):  
El PR define la eficiencia de la instalación. Según describe Fernández S, (2010) el PR esta expresado:

$$PR = \frac{Q_{sol} * P_p}{E_{sol} * P_c}$$

Donde:

$P_p$ : Potencia de radiación instantánea ( $1000W/m^2$ . dia).

$E_{sol}$ : Irradiación solar media (  $6.18kWh/m^2$ . dia )

$P_c$ : Potencia de solar ( $9100W/m^2$ . dia).

$Q_{sol}$ : Energía solar (56kWh).

$$PR = \frac{Q_{sol} * P_p}{E_{sol} * P_c} = \frac{56000 * 1000}{6180 * 9100} = 0.99$$

En cuanto a la determinación de tipo de controlador se tendrá la consideración de maximizar la potencia en generación, para poder lograr esta optimización de potencia en generación necesariamente el controlador a seleccionar será de tecnología MPPT (figura 20).

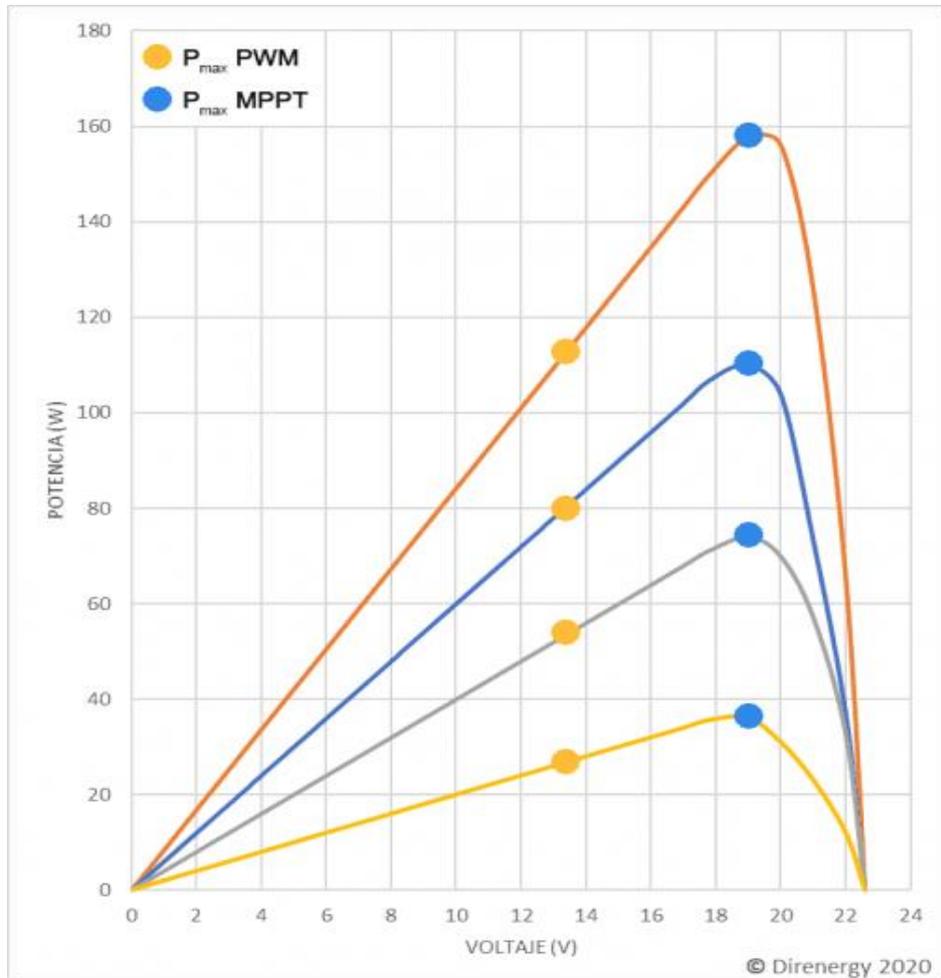


Figura 20: Gráfica de maximización de potencia del controlador MPPT.  
Fuente: Direnergy, (2020).

### 3.2.3.1 Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.

Para cálculo del número de módulos fotovoltaicos primero se elige el tipo y modelo del módulo. A continuación, se plantea la siguiente ecuación para calcular el total de módulos:

$$N_{tot} = \frac{Q_{sol}}{P_{maxp} * HSP * PR}$$

Donde:

N<sub>tot</sub>: Número total de módulos solares.

$Q_{sol}=56kWh$ : Demanda energía solar diaria (epígrafe 3.2.2.3)

$P_{maxp}=605W$ : Potencia máxima de módulo solar (tabla 6)

$HSP= 6.18h$ : Hora solar pico (epígrafe 3.2.2.2).

$PR= 0.99$ : rendimiento energético del sistema.

$$N_{tot} = \frac{Q_{sol}}{P_{maxp} * HSP * PR} = \frac{56000kWh}{605W * 6.18h * 0.99}$$

$$N_{tot} = 15.2 \cong 16und.$$

Luego se determina el arreglo de los módulos en serie para ello se plantea la siguiente ecuación:

$$N_{serie} = \frac{V_{sist}}{V_{maxp}}$$

Donde:

$N_{serie}$ : Cantidad de módulos en serie.

$V_{sist}$ : Tensión del sistema (48VDC).

$V_{maxp}$ : Tensión del módulo solar (34.6VDC).

$$N_{serie} = \frac{V_{sist}}{V_{maxp}} = \frac{48}{34.6} = 1.39 \cong 2und$$

También se determina el arreglo de los módulos en paralelo para ello se plantea la siguiente ecuación:

$$N_{pal} = \frac{N_t}{N_{serie}}$$

Donde:

$N_{pal}$ : Cantidad de módulos en paralelo.

$N_t$ : Número total de módulos (16und).

$N_{serie}$ : Número de módulos en serie (2und).

$$N_{pal} = \frac{N_t}{N_{serie}} = \frac{16}{2} = 8und$$

En resumen, se requiere de 16 módulos solares de 605Wp. Con arreglos de 02 módulos en series, y arreglos de grupo de serie en 08 paralelos como se observa en la figura 21.

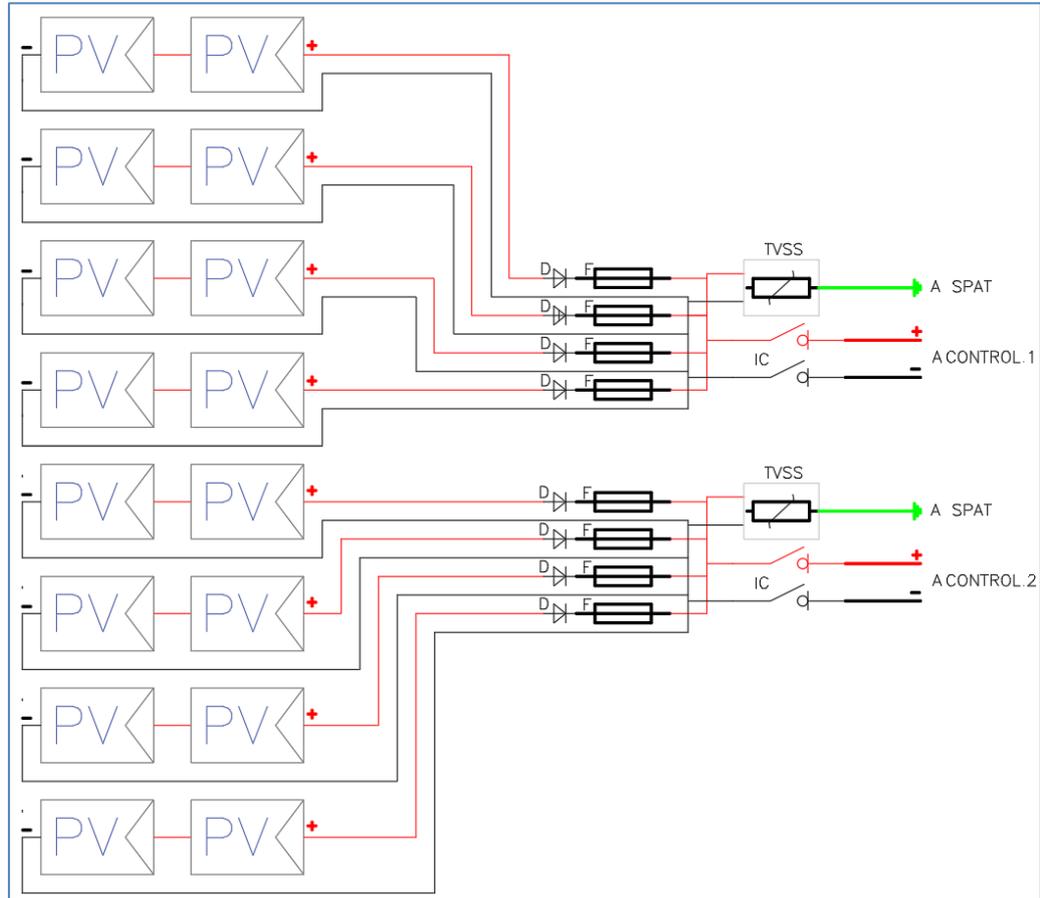


Figura 21: Esquema de arreglo de módulos solares y elementos de protección.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.2 Dimensionamiento de los acumuladores.

Para el dimensionado de los acumuladores (baterías) es muy necesario conocer el número días de autonomía (dependiendo zona geográfica y la radiación, y tecnología de generación). Además, se seleccionará la tecnología y la capacidad de la batería (epígrafe 3.2.3), y profundidad de descarga máxima ( $PD_{max} = 50\%-80\%$ ), considerando el factor de corrección por temperatura (figura 18).

Para calcular la capacidad del banco de acumuladores se plantea la siguiente ecuación:

$$Cn = \frac{Qsol * A}{Vsist * Pt^{\circ} * PDmax}$$

Donde:

Cn: Capacidad de banco de acumuladores (Ah).

Qsol=56kWh: Demanda energía solar diaria (epígrafe 3.2.2.3)

A= 02 días: Número de días de autonomía.

Vsist= 48VDC: Tensión del sistema.

Pt°= 0.95: Factor de corrección por temperatura (figura 18).

PDmax= 0.8: profundidad de descarga máxima.

$$Cn = \frac{Qsol * A}{Vsist * Pt^{\circ} * PDmax} = \frac{56000kWh * 2}{48V * 0.95 * 0.8}$$

$$Cn = 3070Ah \cong 3000Ah$$

Luego, se determina la cantidad de los acumuladores en serie por lo tanto se plantea la siguiente ecuación:

$$Cserie = \frac{Vsist}{Vbat}$$

Donde:

Cserie: Cantidad de baterías en serie.

Vsist: Tensión del sistema (48V).

Vbat: Tensión de cada batería (6V).

$$Cserie = \frac{Vsist}{Vbat} = \frac{48}{6} = 8und.$$

Asimismo, se determina la cantidad de acumuladores en paralelo para ello se plantea la siguiente ecuación:

$$Cpal = \frac{Cn}{C_{120}}$$

Donde:

Cpal: Cantidad de baterías en paralelo.

Cn: Capacidad de banco de baterías (3000Ah).

C<sub>120</sub>: Capacidad de cada batería (600Ah).

$$C_{pal} = \frac{Cn}{C_{120}} = \frac{3000Ah}{600Ah} = 5und.$$

En resumen, se requiere un banco de baterías con capacidad de 3000Ah, compuesto de 40 baterías de 600Ah. El banco estará configurado de 08 baterías en series, y 05 grupos de serie en paralelos como se muestra en la figura 22.

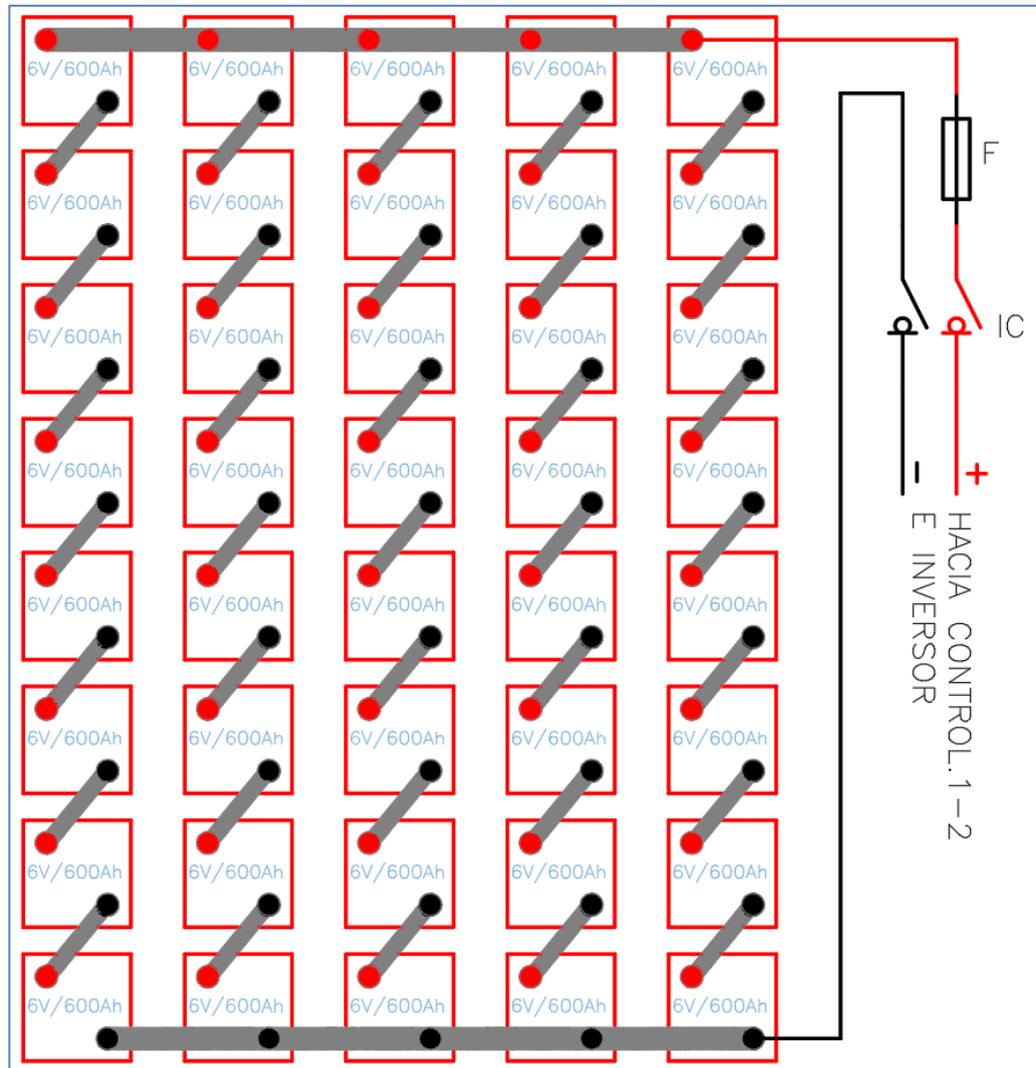


Figura 22: Esquema del arreglo de banco de baterías y protección.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.3 Dimensionamiento del regulador.

Los reguladores o también llamados controladores, se determina su capacidad para soportar altos corrientes transitorias que vienen de centro de generadores (módulos solares) y de tecnología de optimización de máxima potencia. Por lo tanto, será necesario considerar los parámetros de la corriente del corto circuito del módulo fotovoltaico (tabla 6), y

un factor de seguridad 25% y el número de módulos solares en paralelo.

Se determinará según su capacidad de corriente de entrada y corriente salida.

Entonces para determinar la intensidad de corriente de entrada ( $I_{ent}$ ) se plantea la siguiente ecuación:

$$I_{ent} = fs * I_{cc} * N_{pal}$$

Donde:

$I_{ent}$ : Capacidad de corriente de entrada del regulador (A).

fs: factor de seguridad (1.25).

$I_{cc}$ : Corriente de corto circuito del módulo solar, (tabla 6).

$N_{pal}$ : Cantidad de módulos en paralelo.

$$I_{ent} = fs * I_{cc} * N_{pal} = 1.25 * 18.57A * 8 = 185.7A$$

$$I_{ent} \cong 190A$$

De igual manera para la determinación la intensidad de corriente de salida ( $I_{sal}$ ) se plantea la siguiente ecuación:

$$I_{sal} = \frac{fs * P_{in}}{V_{sis} * \eta_{inv}}$$

Donde:

$I_{sal}$ : Capacidad de corriente de salida del regulador (A).

fs: factor de seguridad (1.25).

$P_{in}$ : Potencia instalada (tabla N°1).

$V_{sis}$ : Tensión de sistema (48V).

$\eta_{inv}$ : Eficiencia del inversor (0.98).

$$I_{sal} = \frac{fs * P_{in}}{V_{sis} * \eta_{inv}} = \frac{1.25 * 5000W}{48V * 0.98} = 132.9A$$

$$I_{sal} \cong 133A$$

En resumen, el controlador que se determina será de acuerdo a su corriente de entrada, y considerando el factor por corrección altura (anexo 6) será de 200A, para este diseño se utilizará 02 controladores de 100A con conexión en paralelo (figura 23), y de tecnología MPPT (figura 20) para optimizar potencia de generación.

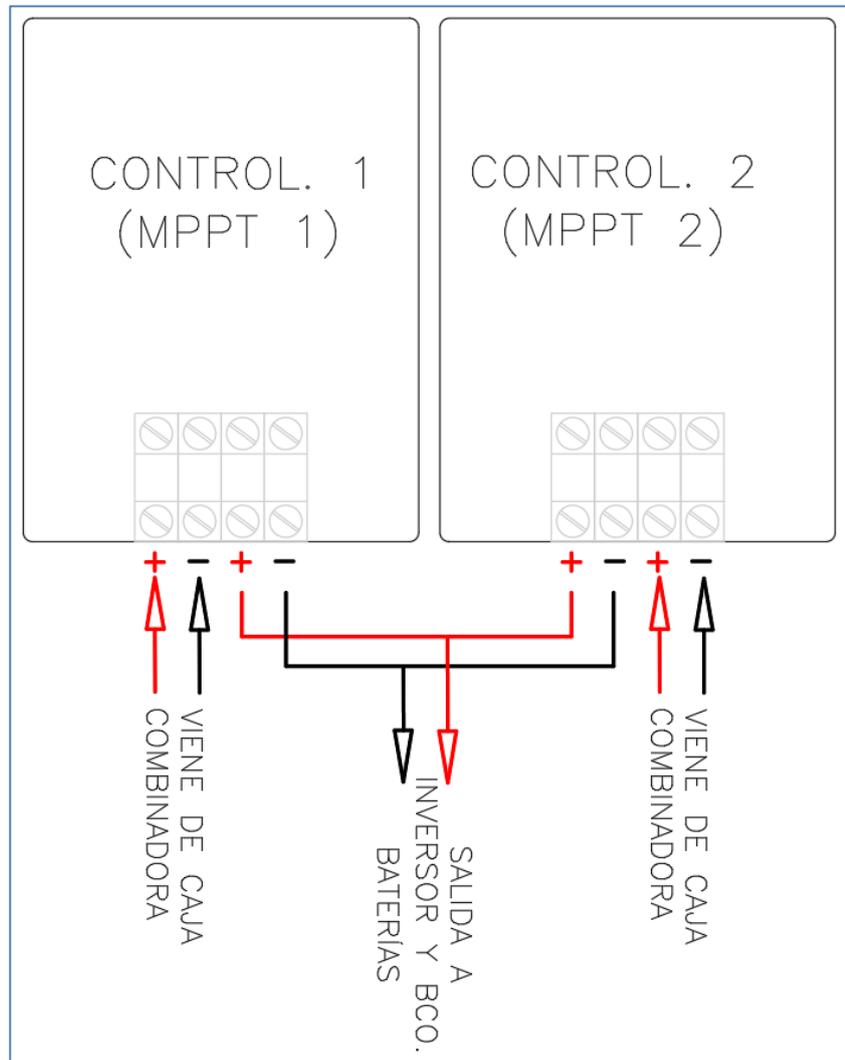


Figura 23: Esquema de conexión de los controladores MPPT.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.4 Dimensionamiento de inversor

Para el dimensionado del inversor, los parámetros a tener en consideración son: factor de seguridad de 25%, eficiencia del mismo inversor a considerar será mayor a 95% y necesariamente de tipo de onda senoidal pura por su capacidad de su potencia instalada del nodo de distribución, además asumiendo un caso crítico donde todas las cargas estén operando a plena carga al mismo tiempo, es decir coeficiente de simultaneidad al 100%.

Para la determinación de la potencia del inversor se describe la siguiente fórmula:

$$P_{inv} = f_s * \frac{P_{in}}{\eta_{inv} * FP}$$

Donde:

$P_{inv}$ : Potencia del inversor (W).

$f_s$ : factor de seguridad (1.35).

$P_{in}$ : Potencia instalada (tabla 1).

$FP$ : Factor de potencia (0.99).

$\eta_{inv}$ : Eficiencia del inversor (0.98).

$$P_{inv} = f_s * \frac{P_{in}}{\eta_{inv} * FP} = \frac{1.35 * 5000W}{0.98 * 0.99} = 7000W$$

$$P_{inv} \cong 7.0kW$$

Entonces el inversor que se seleccione será de una potencia mayor igual a 7.0kW, pero considerando el factor de corrección por altura (anexo 6), la potencia del inversor será mayor o igual a 8kW de onda senoidal pura.

### 3.2.3.5 Dimensionamiento de los conductores.

Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar la caída de tensión y pérdidas por efecto de Joules. Para desarrollar el cálculo del diámetro de los conductores de tensión nominal de corriente continua se evaluará según los límites permisibles de caída tensión que se muestra en la tabla 7.

Tabla 7: Caída tensión DC permisibles.

Caída tensión para corriente continua DC	Caída tensión	48V
Modulos solares - caja combinadora	1%	0,48
Caja combinadora - reguladores	1%	0,48
Reguladores - banco baterías	1%	0,48
Reguladores - inversor	1%	0,48

Fuente: Fernández, S. (2010).

A continuación, se describe la fórmula para determinar los diámetros de los conductores para cada equipo del sistema fotovoltaico, el resultado en diámetro (mm<sup>2</sup>) que se obtenga será igual o inmediato superior a los diámetros de conductores normalizados en mm<sup>2</sup> o AWG.

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V}$$

Donde:

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

$\rho$ : Resistividad ( $\rho$ -Cu= 0.017 $\Omega$ .mm<sup>2</sup>/m)

L: Longitud (m)

I: Intensidad de Corriente (A).

$\Delta v$ : Caída de tensión.

Entonces se realiza el cálculo del diámetro del alimentador de los módulos fotovoltaicos hasta la caja combinadora, para evitar caídas de tensiones pronunciadas, se considerará la distancia entre los equipos más próximo posible, entonces considerando la caja combinadora se encuentra a 7m distancia del módulo más alejado y teniendo la corriente nominal de los módulos:  $I_n = 17.49A$  (Tabla 6):

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V} = \frac{2 * 0.017\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 7\text{m} * 17.49\text{A}}{2 * 34.6\text{V} * 1\%} = 6.02\text{mm}^2$$

$$S = 6.02\text{mm}^2$$

Por lo tanto, considerado un factor de diseño 20% el conductor de diámetro normalizado a utilizar para los alimentadores desde el módulo fotovoltaico será de 8mm<sup>2</sup>.

También se realiza el cálculo de diámetro del alimentador desde la caja combinadora hasta los controladores, considerando la caja combinadora y controladores se encuentra como máximo a 6m distancia y teniendo la corriente nominal de salida de la caja combinadora igual  $I_{n1}=69.96A$  ( $I_{n1}$ : Corriente nominal de 8 módulos fotovoltaicos):

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V} = \frac{2 * 0.017\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 6\text{m} * 70}{2 * 34.6\text{V} * 1\%} = 20.62\text{mm}^2$$

$$S = 20.62\text{mm}^2$$

Por lo tanto, considerado un factor de diseño 20% el conductor de diámetro normalizado a utilizar para los alimentadores desde caja combinadora a cada uno de los reguladores será de 25mm<sup>2</sup>.

Del mismo modo se realiza el cálculo de diámetro del alimentador desde los controladores hasta banco de baterías, considerando la distancia máxima de separación entre los equipos a 6m y la corriente de salida de los controladores es In=130A (epígrafe 3.2.3.3):

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V} = \frac{2 * 0.017\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 6\text{m} * 130}{48\text{V} * 1\%} = 55.3\text{mm}^2$$

$$S = 55.3\text{mm}^2$$

Por lo tanto, considerado un factor de diseño 20% el conductor de diámetro normalizado a utilizar para los alimentadores desde los reguladores hacia banco baterías será de 75mm<sup>2</sup>.

Así mismo el cálculo de diámetro del alimentador desde los controladores hacia el inversor, considerando la distancia máxima de separación entre los equipos a 5m y la corriente de salida de los controladores es In=130A (epígrafe 3.2.3.3):

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V} = \frac{2 * 0.017\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} * 4\text{m} * 130}{48\text{V} * 3\%} = 36.8\text{mm}^2$$

$$S = 36.8\text{mm}^2$$

Por lo tanto, considerado un factor de diseño 20% el conductor de diámetro normalizado a utilizar para los alimentadores desde los reguladores hacia inversor será de 50mm<sup>2</sup>.

En referencia a los conductores para la protección de línea hacia el sistema puesta a tierra se requiere la utilización del mismo diámetro de conductor de alimentación de los

equipos dimensionados y el color será amarillo o amarillo/verde.

Para los puntos de conexión de los conductores en cada uno de los equipos se requiere utilizar terminales de compresión de cobre estañado tipo ojal según el diámetro de los conductores y protegidos con manga termocontraíble.

A continuación, en la figura 24 se realiza resumen de los conductores para cada uno de los equipos.

Equipos del sistema fotovoltaico	Conductores	Terminales
Modulos solares - caja combinadora	2-1x8.00mm <sup>2</sup> + T1x8.00mm <sup>2</sup>	SC8-10
Caja combinadora - reguladores	4-1x25.00mm <sup>2</sup> + T1x10.00mm <sup>2</sup>	SC25-10
Reguladores - banco baterías	2-1x75.00mm <sup>2</sup> + T1x75.00mm <sup>2</sup>	SC75-12
Reguladores - inversor	2-1x50.00mm <sup>2</sup> + T1x50.00mm <sup>2</sup>	SC50-12

Figura 24: Dimensiones de los conductores para el sistema.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.6 Elementos de protección del sistema solar fotovoltaico.

Todos los equipos que trabajan con corriente continua

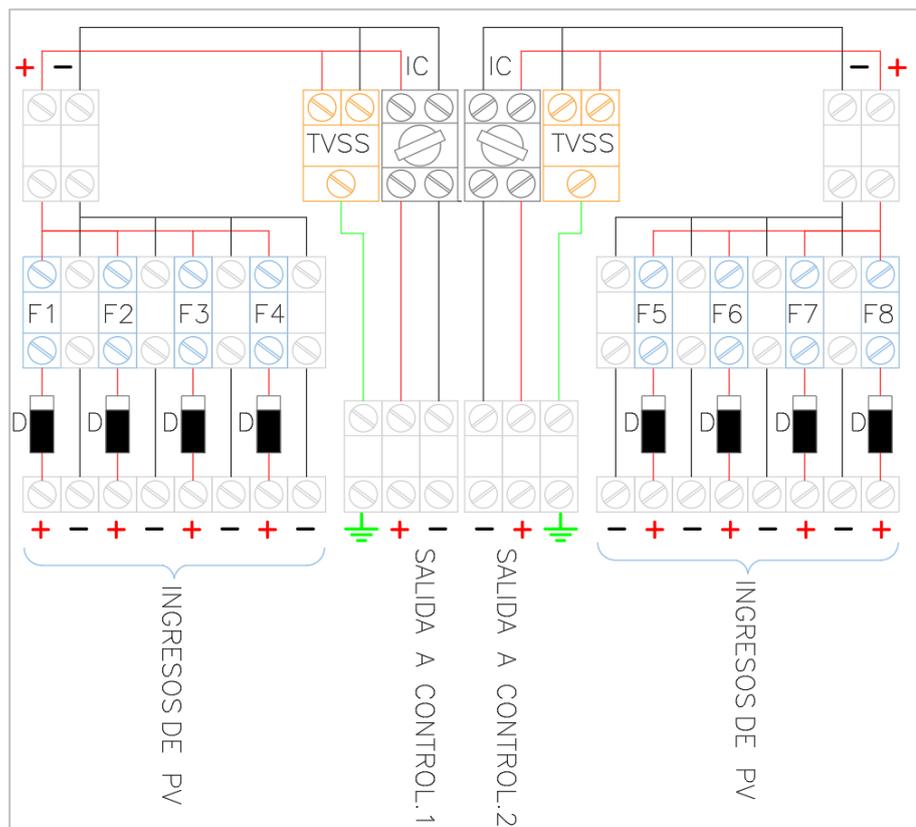


Figura 25: Esquema de conexiones en caja combinadora.  
Fuente: Elaboración propia.

están protegidos frente a sobretensiones y sobrecorrientes originados por sobrecargas y cortocircuitos. Para proteger se utilizará los siguientes dispositivos de protección:

**Protección en línea de conexión caja combinadora y módulos solares;** Según Labouret y Viloz, (2008). Los diodos antirretornos de potencia para bloqueo de retorno sobrecorrientes generados por cortocircuitos y por existencia de sombras, estos diodos están instalados en serie a los fusibles gPV como se observa la figura 25.

Del mismo modo los descargadores de sobretensiones transitorias (TVSS), se instalarán en la caja combinadora para evitar altos picos de tensiones en el sistema como se observa en la figura 25.

**Protección línea de conexión controlador, banco batería e inversor:** Para la protección del controlador se instalará

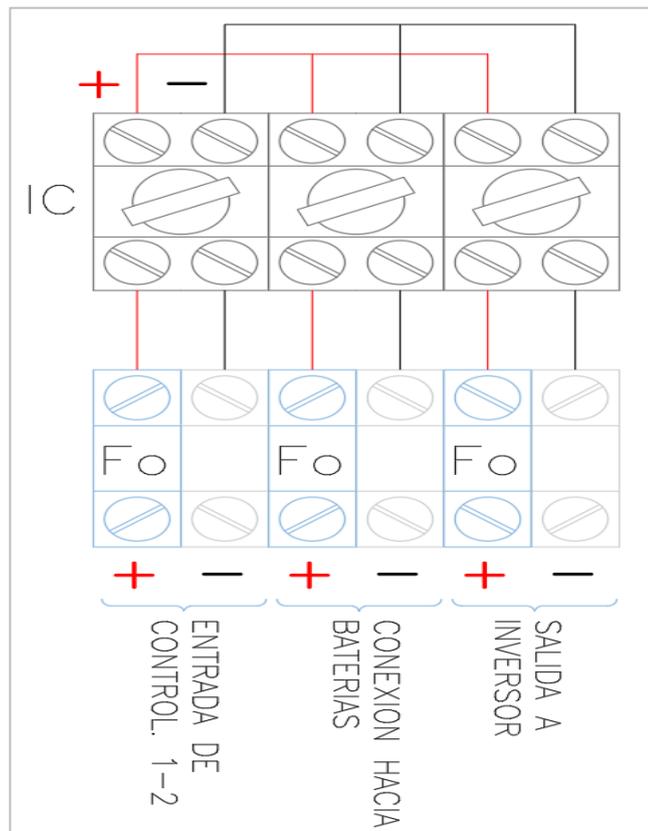


Figura 26: Esquema de conexión inversor-baterías.  
Fuente: Elaboración propia.

fusible gPV con capacidad de un factor de 1.5 respecto a su corriente máxima de operación. Y para protección del inversor

se incorpora también un fusible gPV (en caso que el inversor no tenga incorporado) como se observa en la figura 26.

**Protección por fallas de aislamiento del sistema:** Para la protección de los equipos y personales ante descargas eléctricas por fallas a tierra, todos los equipos están aterrizados hacia un sistema de puesta a tierra.

Según menciona Labouret y Viloz, (2008), por la ubicación geográfica y a partir de 1000 m.s.n.m. será necesario la implementación de un sistema de pararrayos para la protección de equipos y personales ante posibles descargas atmosféricas hacia un sistema puesta a tierra.

A continuación, en la figura 27 se muestra el resumen de los componentes de protección.

Descripción	In	Cantidad	fusible	Interruptor seccionador	TVSS
Modulos solares - caja combinadora	17.49A	8	25A	-	-
Caja combinadora - reguladores	69.96A	2	100A	100A	12.5kA
Reguladores - banco baterías	130A	1	180A	180A	-
Reguladores - inversor	130A	1	180A	180A	-

Figura 27: Componentes de protección del sistema.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.7 Montaje y soportes.

Para la instalación de los componentes del sistema solar fotovoltaico se desarrolla en 02 etapas.

**Instalación mecánica:** Es concerniente a la instalación de soportes de los módulos, que son estructuras aluminio anodizado resistentes a la corrosión, igualmente los elementos de fijación.

Los soportes de los módulos estarán situados en el techo plano de la sala de equipos del nodo y se instalará con mismo ángulo de elevación determinado para los módulos fotovoltaicos ( $\beta = 25^\circ$ ), con orientación hacia norte geográfico.

**Instalación eléctrica:** La instalación de los equipos se realiza teniendo las medidas de seguridad, sobre todo los módulos fotovoltaicos que suministran tensión desde el momento que se expone al sol. El cableado entre los equipos del sistema se realizará con cable tipo unifilar de cobre electrolítico estañado flexible, de doble aislamiento goma libre de halógeno (figura 11) y con las dimensiones determinadas en la figura 24.

Con respecto a la instalación del banco de baterías, los fabricantes disponen de estanterías y forma de instalación.

Para la instalación de cableado para los aterramientos de los equipos hacia el sistema puesta a tierra, se utilizará cable de cobre electrolítico flexible de color amarillo con las dimensiones establecidas en la figura 24.

### 3.2.3.8 Mantenimientos del sistema solar fotovoltaico.

Para asegurar el funcionamiento óptimo del sistema solar fotovoltaico será necesario los mantenimientos preventivos y correctivos como se muestra en la figura 28.

Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo
Plan de operaciones de mantenimiento preventivo.	Plan de operaciones de mantenimiento correctivo.
Comprobar el estado de los módulos fotovoltaicos y limpieza de los módulos.	La sustitución de los componente se realiza con la evaluación y reporte de daño de los componentes del sistema.
Comprobar el estado mecánico de los terminales y conductores.	
Comprobar el estado del inversor y controlador.	Los componentes o elementos que se sustituyen corresponden por tiempo de uso y por fallas de fabrica.
Comprobar el estado funcionamiento del banco de baterias, puntos de conexiones y terminales.	
Comprobar las protecciones eléctricas	Realizar informe técnico de cada operación realizada y del estado de los equipos y/o componentes.
Realizar informe técnico de cada operación realizada y del estado de los equipos y/o componentes.	

Figura 28: Mantenimientos del sistema fotovoltaico.  
Fuente: Elaboración propia.

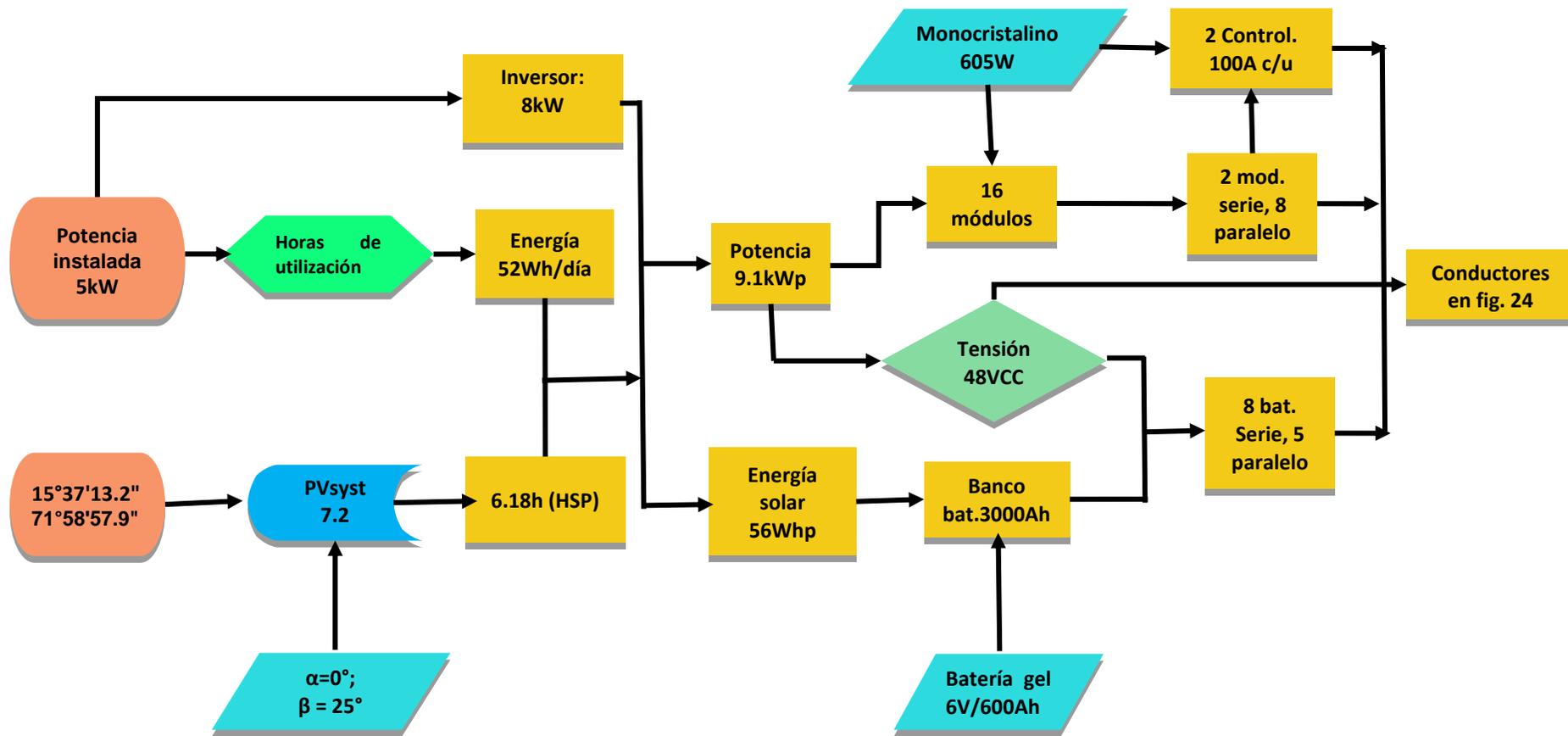


Figura 29: Resumen del desarrollo de dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia.

### 3.3 Resultados.

En cuanto a la propuesta de diseño del sistema solar fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica del nodo de distribución Cabanaconde, se desarrolló a partir de la potencia instalada que se elaboró en tabla 1 y se determinó las horas de uso de cada equipo para obtener el consumo de energía requerida para el nodo que se muestra en la tabla 3.

La potencia instalada (tabla 1) se ha corregido de acuerdo a la irradiación local crítica (6.18kWh/m<sup>2</sup>/día) resultando 9.1kWp. Y la energía requerida por el nodo (tabla 3), también se ha corregido en base a la eficiencia de los componentes de los equipos fotovoltaicos para obtener un resultado de energía solar requerida de 56kWh por día.

En el dimensionamiento de los componentes principales del sistema solar fotovoltaico se ha obtenido lo que se muestra en la tabla 8.

Tabla 8: Componentes principales del sistema solar fotovoltaico.

<b>Equipos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Capacidad</b>
Módulo fotovoltaico	16 und.	605Wp
Acumulador 6V	40 und.	600Ah
Controlador MPPT	2 und.	100A
Inversor onda pura	1 und.	8kW

Fuente: Elaboración propia.

## CONCLUSIONES.

- a. La evaluación del consumo de energía en el nodo de distribución Cabanaconde se ha determinado en base a la potencia instalada de 5kW (tabla 1) y a los horarios típicos de uso del nodo de los equipos que se encuentran en el nodo, de este modo se ha obtenido una energía de consumo de 52kWh por día (tabla 3) que el nodo de distribución consume diariamente.
  
- b. Para la determinación de la energía solar requerida con respecto a su ubicación geográfica del nodo, se ha determinado de acuerdo a la densidad de la radiación solar, siendo muy favorable para realizar sistemas de generación eléctrica (6.18kWh/m<sup>2</sup>/día - 8.78kWh/m<sup>2</sup>/día) para ángulos de inclinación y orientación ( $\beta = 25$  y  $\alpha = 0^\circ$ ). En base a los datos obtenidos de la irradiación global (del software PVsyst 7.2, que se muestra en la tabla 4), se tomó el criterio del día con menos irradiación (día más crítico) para obtener las H.S.P. que corresponde a 6.18h, dato que se ha utilizado para obtener la potencia solar pico, y para el dimensionado de los módulos fotovoltaicos. Además, para la determinación de la energía solar requerida también se dispone de la eficiencia de los componentes principales (inversor, conductores, baterías) obteniéndose finalmente 56kWh por día.
  
- c. Para el dimensionamiento de los equipos y componentes eléctricos del sistema solar, se ha realizado en base a la energía solar requerida (56kWh), con previa evaluación de las tecnologías y sus eficiencias de cada componente, y admitiendo los factores (factor de seguridad, temperatura, corrección por altura), obteniendo los siguientes equipos: 16 módulos solares de 605Wp, 40 acumuladores de 6v-600Ah, 02 reguladores de capacidad de 100A cada unidad de tecnología MPPT, 01 inversor de 8kW de onda senoidal pura. El dimensionamiento de los conductores se ha obtenido de acuerdo a su corriente de diseño y caída de tensión permitida (tabla 7).

## **RECOMENDACIONES.**

Para futuros proyectos e instalaciones de nuevos nodos de distribución se sugiere considerar en su diseño preliminar la implementación y equipamiento a corriente continua, de este modo la energía obtenida del sistema solar fotovoltaico no sea convertida en corriente alterna para alimentar a los equipos del nodo.

Para aumentar la autonomía del sistema fotovoltaico se sugiere hacer estudios por un diseño de un sistema híbrido con energía eólica, para ello será imprescindible evaluar las condiciones meteorológicas como densidad y velocidad del viento en el lugar.

Si bien actualmente el uso de un sistema solar fotovoltaico viendo desde el punto de vista económica aún no es una alternativa, puesto que la generación de energía a base de combustibles fósiles tiene un amplio mercado de demanda y aceptación, pero a un futuro no muy lejano en la transición energética será una de las alternativas de energías renovables en su utilización.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Arenas Sánchez, D. A., & Zapata Castaño, H. S. (2011). *Libro interactivo sobre energía solar y aplicaciones*. Recuperado el 14 de setiembre de 2021, de Repositorio Universidad Tecnológica de Pereira : <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/2369/62131244A681.pdf>
- Autosolar. (s.f.). *Descargador Sobretensiones Solar*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de Autosolar: <https://autosolar.pe/accesorios-de-inversores/descargador-sobretensiones-solar-1000v-dehnguard-ypv>
- Ayllu Solar. (24 de junio de 2021). *Manual sobre instalación de plantas fotovoltaicas*. Recuperado el 12 de octubre de 2021, de Ayllu solar: <https://ayllusolar.cl/es/recursos-disponibles/rec-guias-practicas/manual-instalaciones-fotovoltaica/>
- Cables y telecomunicaciones Andalucía. (26 de mayo de 2021). *Top Cable PV*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de Cabletel Andalucía: <http://www.cabletelandalucia.com/assets/zzf-top-cable.pdf>
- CNE 060-002. (2016). *Código nacional de electricidad* (Tercera edición ed.). Lima, Perú: Grupo editorial Megabyte.
- Direnergy. (14 de noviembre de 2020). *Controlador de carga PWM y MPPT*. Recuperado el 06 de noviembre de 2021, de Direnergy: <https://www.direnergy.net/index.php/blog/cargador-bateria-solar-pwm-mppt/>
- EfiMarket. (18 de julio de 2018). *Instalación fotovoltaica*. Recuperado el 03 de octubre de 2021, de EfiMarket.com: <https://www.efimarket.com/blog/string-una-instalacion-fotovoltaica/>
- Energya VM Generación. (11 de mayo de 2020). *Inversores solares*. Recuperado el 30 de septiembre de 2021, de Energya VM: <https://www.energayvm.es/inversores-solares-que-tipos-hay-y-como-funcionan/>
- Fernández Salgado, J. M. (2010). *Compendio de Energía Solar*. Madrid: Ediciones Mundi Prensa.
- García Gómez , P. (s.f.). *Energética y geometría solar*. Obtenido de El blog del instalador: <https://elblogdelinstalador.com/energetica-y-geometria-solar/>

- Hamel Fonseca, J. (2011). baterías de ion litio. *Celdas, pilas y baterías de ion litio una alternativa*, 44-47.
- HelioEsfera. (s.f.). *HelioEsfera*. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/>
- IEC 60269-6. (2012). *Fusibles gPV*. Recuperado el 10 de octubre de 2021, de UNE normalización Española: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0048915>
- Indisect. (s.f.). *Interruptores solares*. Recuperado el 7 de octubre de 2021, de Ingeniería y diseño de sistemas ecotécnicos: <https://www.indisect.com/interruptores-solares/>
- Instalaciones y eficiencia energética. (20 de febrero de 2020). *Paneles solares fotovoltaicos*. Recuperado el 18 de 10 de 2021, de Energías renovables: <https://instalacionesyeficienciaenergetica.com/paneles-solares-fotovoltaicos/>
- Inzunza Bustos, J. C. (2019). *meteorología descriptiva*. Universitaria.
- Labouret, A., & Viloz, M. (2008). *Energía solar fotovoltaica manual practico*. AMV EDICIONES.
- Lahera, G. (30 de marzo de 2021). *Selectra*. Recuperado el 24 de setiembre de 2021, de Tarifas Gas luz: <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes/regulador-solar#tipos-reguladores-de-carga>
- MINEM. (06 de setiembre de 2011). *Etiqueta de eficiencia energética*. Recuperado el 22 de octubre de 2021, de Ministerio de Eneríua y Minas: [http://www.minem.gob.pe/\\_detallenoticia.php?idSector=12&idTitular=3848](http://www.minem.gob.pe/_detallenoticia.php?idSector=12&idTitular=3848)
- Muñoz Pardo, M. (15 de noviembre de 2011). *Carta Solar*. Recuperado el 5 de octubre de 2021, de Sostenibilidad en Arquitectura: <https://sostenibilidadenarquitectura.wordpress.com/2011/11/15/carta-solar-40/>
- NFPA 780. (2014). National Fire Protection Association. *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems*. Massachusetts, EE.UU.
- Norma DGE. (setiembre de 2015). *Norma DGE "Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural"*. Obtenido de Ministerio de enería y minas:

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/EETT%20Sistemas%20Fotovoltaicos%20y%20Componentes.pdf>

- PCenterPerú. (2014). *Sistemas de protección contra rayos*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de PCenterPerú: <https://www.pcenterperu.com/proyectos/pararrayos/>
- Photon renovables. (26 de agosto de 2020). *Fusibles en los sistemas fotovoltaicos*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de Photon renovables: <https://photonrenovables.com/fusibles-en-los-sistemas-fotovoltaicos/>
- Planas, O. (4 de febrero de 2019). *Irradiancia solar e irradiación solar*. Recuperado el 12 de septiembre de 2021, de energía solar: <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/irradiacion-solar>
- PVsyst 7.2. (22 de abril de 2021). PVsyst 7.2. Satigny, Suiza. Recuperado el 29 de noviembre de 2021, de <https://www.pvsyst.com/release-notes/>
- Revista de ingeniería energética. (febrero de 2017). *Revista de ingeniería energética. hora solar pico equivalente*. Obtenido de <http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v38n2/rie07217.pdf>
- RNE-norma EM.080. (2019). *Reglamento Nacional de Edificaciones*. Lima: Megabyte.
- Roker. (117 de mayo de 2019). *Guía sobre los interruptores termomagnéticos*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de Roker: <https://www.roker.com.ar/blog/guia-sobre-los-interruptores-termomagneticos/>
- RUF Ingeniería. (2018). *Sistema Híbrido Solar-Eólico*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de RUF Ingeniería: <http://rufingenieria.com/service-item/sistema-hibrido-eolico-solar-fotovoltaico/>
- Schneider Electric. (30 de marzo de 2009). *Capítulo 2 Suministro de energía eléctrica*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de Schneider Electric: [https://www.se.com/es/es/download/document/ESMKT02042D14\\_02/](https://www.se.com/es/es/download/document/ESMKT02042D14_02/)
- Tecnosol. (5 de julio de 2019). *Tecnosol*. Obtenido de Paneles solares con Tecnología PERC y HALF CELL: <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>
- Trina solar. (noviembre de 2020). *Trina Vertex Mono PERC HC 585-605WP*. Obtenido de PVO Internacional: <https://www.pvo-int.com/wp->

content/uploads/2020/11/Datasheet-Trina-Vertex-TSM-585-605W-DE20-1500V-Silver-frame-1.pdf

Ultracell. (s.f.). *Ultracell*. Obtenido de OPzV Series Tubular Gel Series- 6V: <https://ultracell.co.uk/www.ultracell.co.uk/products/uzv-batteries/6v.html>

Valdez, E. (julio de 2004). *Supresor de sobretensiones TVSS*. Recuperado el 8 de octubre de 2021, de electro Industria Soluciones Tecnológicas en energía: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=9>

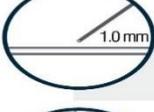
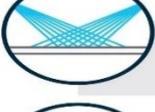
Valdiviezo Salas, P. D. (2014). Diseño de un sistema solar fotovoltaico para suministro eléctrico a 15 computadoras portátiles en la PUCP. (*Tesis de Título de Ingeniero Mecánico*). PUCP, Lima. Recuperado el 08 de octubre de 2021, de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/5447?show=full>

Victron Energy. (s.f.). *Victron Energy*. Obtenido de Baterías Gel y AGM: <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-ES.pdf>

Zuñiga, P. (13 de agosto de 2013). *métodos para la medición de sistemas de puesta a tierra*. Recuperado el 11 de octubre de 2021, de Instalaciones Eléctricas Residenciales: <https://instalacioneselectricasresidenciales.blogspot.com/2013/08/2-metodos-para-la-medicion-de-sistemas.html>

## ANEXOS:

### Anexo 1: Índice de protección (IP).

<b>1er DIGITO: Objetos</b> Grado de protección de objetos solidos		<b>2º DIGITO: Líquidos</b> Grado de protección resistente al agua			
	Sin Protección	<b>0</b>			
	Protección contra objetos con diametro mayor a 50mm	<b>1</b>			
	Protección contra objetos con diametro mayor a 12mm	<b>2</b>			
	Protección contra objetos con diametro mayor a 2,5mm	<b>3</b>			
	Protección contra objetos con diametro mayor a 1,0mm	<b>4</b>			
	Protección contra el polvo	<b>5</b>			
	A prueba de polvo	<b>6</b>			
 <p>IP <b>6</b> <b>5</b></p> <p>→ Protección contra los chorros del agua</p> <p>→ A prueba de polvo</p>					
				Sin Protección	<b>0</b>
				Protección contra gotas de agua	<b>1</b>
				Protección contra el goteo de agua con una inclinación de 15º	<b>2</b>
				Protección contra pulverización	<b>3</b>
				Protección contra salpicaduras	<b>4</b>
				Protección contra los chorros del agua	<b>5</b>
				Protección contra los aguaceros	<b>6</b>
				Protección contra la inmersión en un tiempo determinado	<b>7</b>
				Protección contra permanencia bajo el agua	<b>8</b>

Anexo 2: Tabla 16-CNE.

**Tabla 16**

(Ver Reglas 060-518, 060-814, 060-816, 060-906,  
070-1814,140-104,140-202, 170-1030, 280-202, 290-058 y 290-406)

**Mínima sección de conductores para  
enlaces equipotenciales de canalizaciones y equipos**

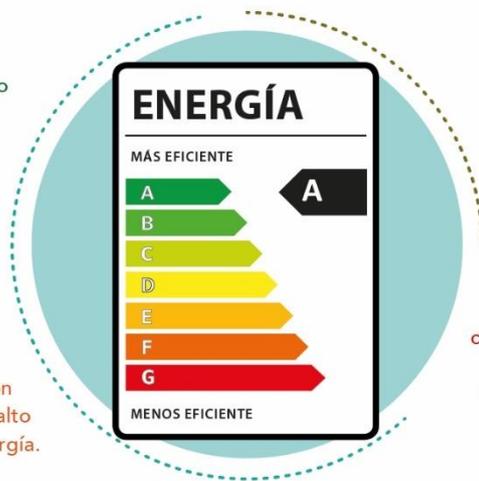
<b>Máxima capacidad o ajuste del dispositivo de sobrecorriente de los circuitos protegidos [A]</b>	<b>Mínima sección nominal del conductor requerido [mm<sup>2</sup>]</b>
20	2,5
30	4
40	6
60	6
100	10
200	16
300	25
400	25
500	35
600	50
800	50
1000	70
1200	95
1600	120
2000	150
2500	185

## ¿QUÉ ES LA ETIQUETA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA?

Es una herramienta informativa que indica si un equipo consume mucha o poca energía en su funcionamiento. Es fácil de leer y se encuentra adherida a los equipos, en un lugar visible.

- Los equipos clasificados como **A, B y C** presentan un menor consumo de energía.

- Los equipos con **F y G** tienen un alto consumo de energía.



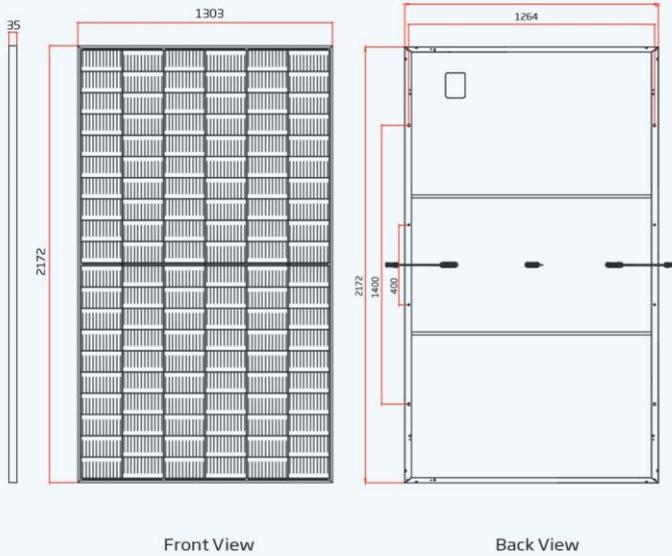
- Los equipos de clase **D y E** registran un consumo de energía promedio.

Es importante que aprendas a leer la etiqueta de eficiencia energética, así sabrás qué equipos consumen menos energía en el momento de decidir tu compra.

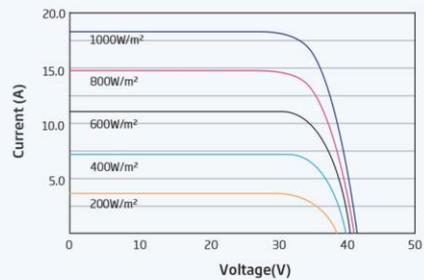
## Anexo 4: Ficha técnica del módulo solar.



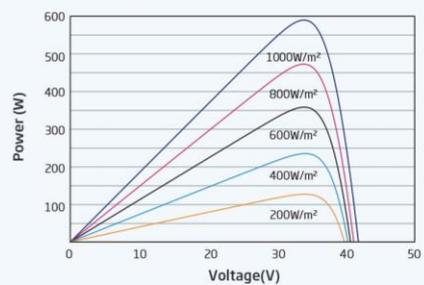
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



### I-V CURVES OF PV MODULE(595W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(595W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

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

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×35 mm (85.51×51.30×1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(L.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

### WARRANTY

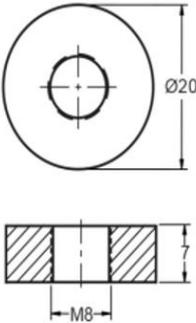
12 year Product Workmanship Warranty  
25 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 512 pieces

## Anexo 5: Ficha técnica del acumulador.

Image	Terminal Dimensions (mm)	
	<p data-bbox="1007 338 1187 412">Standard Terminal: F11</p> 	
<b>Technical Specification</b>		
<b>Output</b>	Nominal Voltage Nominal Capacity (120HR)	6V 600Ah
<b>Terminal Type</b>	Standard Terminal	F11
<b>Container Material</b>	Standard Option Flame Retardant Option (FR)	ABS ABS (UL94:VO)
<b>Rated Capacity</b>	(120HR 1.60V/cell, 25°C) (20HR 1.75V/cell, 25°C) (5HR 1.70V/cell, 25°C) (1HR 1.60V/cell, 25°C)	600 Ah/5.0A 495 Ah/24.75A 371 Ah/74.2A 224 Ah/224.0A
<b>Max Discharge Current</b>	1450A (5s)	
<b>Internal Resistance</b>	Approx 3.8mΩ	
<b>Discharge Characteristics</b>	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C Charge: -10 ~ 50°C Storage: -20 ~ 50°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 80A. Voltage 7.05V ~ 7.2V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 6.75V ~ 6.9V @ 25°C Temp. Coefficient -18mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 102% 25°C 100% 0°C 85%
<b>Design Floating Life at 20°C</b>	20 Years	

Anexo 6: Factor de corrección para 3300 m.s.n.m. según estándar C37.20-1999.

Factor de corrección por altura	
Altitud (m.s.n.m.)	ACF
1000	1.00
1200	1.00
1500	0.99
1800	0.99
2000	0.99
2100	0.98
2400	0.97
2700	0.97
3000	0.96
3600	0.95
4000	0.94
4300	0.94
4900	.925
5500	0.91
6000	0.9

Interpolación Lineal para altura de 3300 m.s.n.m.:

$$y = y^0 * \frac{(y^1 - y^0)}{(x^1 - x^0)} * (x - x^0)$$

$$y = 0.96 * \frac{(0.96 - 0.95)}{(3000 - 3600)} * (3300 - 3000)$$

$$y = 0.955$$