

Universidad Católica de Santa María

Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales

**Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica-Eléctrica
y Mecatrónica**



**Propuesta de autosuficiencia energética parcial y generación de hidrogeno
verde para taller de mantenimiento empleando energía fotovoltaica**

Tesis presentada por el Bachiller:

Quispe Del Carpio, Fernando Manuel

ORCID: 0009-0001-6417-7839

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor:

Mg. Castro Valdivia, Jorge Luis

ORCID: 0000-0002-6748-3612

Arequipa - Perú

2026

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA, MECANICA-ELECTRICA Y MECATRONICA
TITULACIÓN CON TESIS
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 10 de Agosto del 2025

Dictamen: 013301-C-EPIMMEM-2025

Visto el borrador del expediente 013301, presentado por:

2015222921 - QUISPE DEL CARPIO FERNANDO MANUEL

Titulado:

**PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDROGENO
VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

Titulo Profesional/Titulo de Segunda Especialidad/Grado Académico a optar:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**29479140 - VALENCIA SALAS MARIO JOSE
DICTAMINADOR**



**30857994 - GORDILLO ANDIA CARLOS ALBERTO
DICTAMINADOR**



**40386948 - VALDEZ LOAIZA JUAN CARLOS
DICTAMINADOR**



PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA

INFORME DE ORIGINALIDAD

10%

INDICE DE SIMILITUD

9%

FUENTES DE INTERNET

2%

PUBLICACIONES

4%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

www.coursehero.com

Fuente de Internet

1 %

2

hdl.handle.net

Fuente de Internet

<1 %

3

Submitted to Instituto Superior de Artes,
Ciencias y Comunicación IACC

Trabajo del estudiante

<1 %

4

Submitted to IUBH - Internationale
Hochschule Bad Honnef-Bonn

Trabajo del estudiante

<1 %

5

tesis.ucsm.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

6

Submitted to Infile

Trabajo del estudiante

<1 %

7

dokumen.pub

Fuente de Internet

<1 %

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia, que siempre me ha brindado su apoyo; a mis padres Wilmer y Norka, que me formaron para lograr alcanzar todas mis metas y siempre me brindaron su apoyo y a mi tía Elizabeth por ser siempre un ejemplo de esfuerzo y perseverancia, y mostrarme lo alto que uno puede llegar trabajando duro.



Agradecimientos

Agradezco a todos los docentes de la escuela profesional de ingeniería Mecánica Eléctrica, por formar las bases de mi vida profesional, por su constante guía y motivación y por todas sus enseñanzas, así como también a mi alma máter, la Universidad Católica de Santa María, por permitirme ser parte de los dichosos alumnos que han pasado por sus aulas.



RESUMEN

En la actualidad, países como Japón, Australia, Chile, Canadá y Arabia Saudita se encuentran realizando inversiones considerables para formar parte del proceso de transición energética global. Considerando ello, la presente investigación busca diseñar un sistema de generación fotovoltaico para alimentar un taller y un sistema de producción de hidrógeno, el cual funcionará como fuente de energía o combustible para alimentar generadores eléctricos o equipos de soldadura respectivamente.

La metodología empleada en esta investigación consistió en seleccionar la carga más representativa y dimensionar un sistema de generación fotovoltaico que permita cubrir como mínimo esa demanda energética, para posteriormente validar el diseño con el software PVsyst. Una vez cuantificados los excedentes en la generación, se procedió a seleccionar el sistema de generación de hidrógeno que use esta energía para su funcionamiento.

Para el desarrollo de la tesis se elaboró un estudio cuantitativo (basado en variables cuantificables como el nivel de radiación, energía, eficiencias, entre otras) que busca una solución técnica para lograr incorporarnos al proceso de transición energética. Los datos para el diseño fueron tomados de bases de datos históricas recopiladas por la National Aeronautics and Space Administration (NASA), la información de los equipos fue extraída de las hojas de datos de los fabricantes y la validación de cálculo se elaboró con el software PVsyst.

Como resultado se logró diseñar un sistema que permite abastecer de energía limpia a la carga más representativa del taller durante la jornada laboral de 11 horas diarias, y además permite aprovechar la energía excedente para poner en marcha un sistema de generación

de hidrógeno, que servirá como punto de inicio para la implementación de tecnologías avocadas a contribuir en el proceso de transición energética.

Palabras clave: sistema fotovoltaico, hidrógeno verde, autosuficiencia parcial



ABSTRACT

Currently, countries such as Japan, Australia, Chile, Canada, and Saudi Arabia are making considerable investments to participate in the global energy transition process. With this in mind, this research seeks to design a photovoltaic generation system to power a workshop and a hydrogen production system, which will function as a source of energy or fuel to power electric generators or welding equipment, respectively.

The methodology used in this research consisted of selecting the most representative load and sizing a photovoltaic generation system to cover at least that energy demand. The design was subsequently validated using PVsyst software. Once the generation surpluses were quantified, the hydrogen generation system that would use this energy for operation was selected.

For the development of this thesis, a quantitative study was conducted (based on quantifiable variables such as radiation level, energy, efficiency, among others) that seeks a technical solution to enable us to join the energy transition process. The design data was taken from historical databases compiled by the National Aeronautics and Space Administration (NASA), equipment information was extracted from manufacturers' data sheets, and calculation validation was performed using PVsyst software.

The result was a system designed to supply clean energy to the workshop's most representative load during the 11-hour workday. It also allows the surplus energy to be harnessed to operate a hydrogen generation system, which will serve as a starting point for the implementation of technologies aimed at contributing to the energy transition process.

Keywords: photovoltaic system, green hydrogen, partial energy self-sufficiency

ÍNDICE

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN..... 1

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3

1.1.Descripción del problema 3

1.2. Delimitación de la Investigación 4

1.3. Objetivos..... 4

1.3.1. Objetivo General 4

1.3.2. Objetivo Especifico 4

1.4 Justificación 5

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO..... 7

2.1 Sistema de generación hibrido 7

2.2. Sistema fotovoltaico 8

2.3 Generación y usos del hidrógeno..... 9

2.3.1 Generación de hidrógeno 9

2.3.2 Usos del hidrógeno..... 10

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN..... 12

3.1. Identificación de la Necesidad Energética del Taller..... 12

3.1.1. Análisis de Consumo Energético..... 12

3.1.2. Determinación de la Demanda Energética Representativa 12

3.2. Diseño del Sistema Fotovoltaico 13

3.2.1. Selección de Paneles Fotovoltaicos..... 13

3.2.2. Dimensionamiento del Sistema..... 13

3.2.3. Selección del Inversor 13

3.2.4. Modelado con PVsyst	14
3.3. Generación de Hidrógeno Verde	14
3.3.1. Utilización de Excedentes Energéticos	14
3.3.2. Diseño del Sistema de Generación de Hidrógeno	14
3.3.3. Integración con el Sistema Energético	15
3.4. Análisis Económico	15
3.4.1. Costos de Implementación	15
3.4.2. Costos de operacion	15
3.4.3. Ingresos Generados	16
3.4.4. Indicadores Financieros.....	16
3.5. Validación y Optimización.....	16
3.5.1. Comparación Teórico-Práctica	16
3.5.2. Optimización del Sistema.....	17
CAPÍTULO IV. MARCO DESCRIPTIVO	18
4.1. Ubicación	18
4.2. Condiciones del sitio.....	19
4.3. Descripción del Área.....	19
4.4. Descripción del sistema eléctrico.....	22
4.5. Listado de equipos	23
4.6. Parámetros solares	24
CAPÍTULO V: INGENIERÍA DEL PROYECTO	27
5.1. Definición de parámetros de diseño.....	27
5.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	32
5.2.1. Selección de panel fotovoltaico.....	32
5.2.2. Corrección por temperatura en celdas fotovoltaicas	34
5.2.3. Eficiencia del sistema.....	42
5.2.4. Cantidad de paneles requeridos.....	44

5.2.5. Generación real de energía del sistema	45
5.2.6. Selección de inversor	47
5.3. Análisis de compensación de potencia reactiva y calidad de energía	54
5.4. Excedentes de producción fotovoltaica	56
5.5. Modelamiento de sistema de generación fotovoltaica en PVsyst.....	58
5.5.1. Configuraciones del proyecto.....	58
5.5.2. Establecimiento de sitio geográfico	59
5.4.3. Orientación e inclinación	61
5.4.4. Definición del sistema de red	61
5.4.5. Distribución de paneles fotovoltaicos.	62
5.4.6. Resultados de simulación en PVsyst.....	63
5.5. Comparación de valores teóricos y modelo PVsyst.....	64
5.6. Dimensionamiento del sistema de generación de hidrógeno	66
5.6.1. Generador de hidrógeno	66
5.6.2. Compresor de hidrógeno	67
5.6.3. Sistema de Almacenamiento de Hidrógeno	70
5.6.4. Descripción Técnica del Proceso de Electrólisis PEM y Purificación.....	71
5.6.5. Sistema de generación de hidrogeno verde	73
5.7. Conductores y canalizaciones	75
5.7.1. Conductores.....	75
5.7.2. Canalizaciones.....	83
5.8. Conexionado	85
5.8.1. Sistema en corriente continua.	86
5.8.2. Sistema en corriente alterna	88
5.9. Montaje de paneles fotovoltaicos	90
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO	92
6.1. Costos de implementación	92

6.2. Costos Operativos y de Mantenimiento (OPEX).....	96
6.3. Evaluación de Ingresos y Tarifa Eléctrica.....	97
6.4. Análisis de inversión.....	99
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES	104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
ANEXOS.....	109
PLANOS.....	134



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ubicación geográfica del taller de mantenimiento	18
Tabla 2 Condiciones atmosféricas	19
Tabla 3 Listado de equipos alimentados desde el centro de control de motores	23
Tabla 4 Reporte de horas solares pico en el periodo 2013-2022	26
Tabla 5 Porcentaje de participación de equipos.....	28
Tabla 6 Porcentaje de participación de equipos ajustada	30
Tabla 7 Características generales de panel fotovoltaico	32
Tabla 8 Datos técnicos en condiciones estándar.....	33
Tabla 9 Características operativas de panel FU550M	34
Tabla 10 Irradiación mensual en la zona	37
Tabla 11 Irradiancia teórica por mes.....	38
Tabla 12 Temperatura ambiental en la zona a lo largo del año.....	39
Tabla 13 Temperatura de panel fotovoltaico	40
Tabla 14 Efecto de temperatura máxima en el panel fotovoltaico	41
Tabla 15 Efecto de temperatura mínima en el panel fotovoltaico	42
Tabla 16 Factores de perdida en celdas fotovoltaicas.....	43
Tabla 17 Cantidad de paneles de arreglo fotovoltaico.....	45
Tabla 18 Energía real generada por el arreglo fotovoltaico.....	46
Tabla 19 Rango de valores de generación del sistema fotovoltaico	47
Tabla 20 Características de inversor Sunny HighPower Peak3.....	48
Tabla 21 Parámetros de entrada del inversor (Corriente continua)	49
Tabla 22 Parámetros de salida del inversor (Corriente alterna).....	49
Tabla 23 Agrupamiento de paneles fotovoltaicos.....	50
Tabla 24 Efecto de temperatura máxima en el sistema fotovoltaico	52

Tabla 25 Efecto de temperatura mínima en el sistema fotovoltaico	53
Tabla 26 Comparación de parámetros de inversor y conjunto de paneles.....	54
Tabla 27 Generación, consumo y excedentes de energía	57
Tabla 28 Comparación en generación de energía	65
Tabla 29 Características generales de generador de hidrógeno	67
Tabla 30 Características generales de compresor de hidrógeno	68
Tabla 31 Características de tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido	71
Tabla 32 Parámetros del sistema de generación de hidrógeno verde	74
Tabla 33 Hora de funcionamiento, sistema de generación de hidrógeno verde	75
Tabla 34 Características cable H1Z2Z2-K para corriente continua.....	76
Tabla 35 Características cable XHHW-2 para corriente alterna.....	77
Tabla 36 Corriente de diseño en circuitos de corriente alterna.....	78
Tabla 37 Corriente de diseño en circuitos de corriente continua.....	79
Tabla 38 Porcentaje de caída de tensión.....	81
Tabla 39 Porcentaje de sección transversal de tuberías para conductores y cables.....	83
Tabla 40 Dimensionamiento de canalización rígida en circuitos de corriente alterna ...	84
Tabla 41 Dimensionamiento de canalización rígida en circuitos de corriente continua	85
Tabla 42 Característica interruptor termomagnético para corriente continua	86
Tabla 43 Características de barra de cobre para conexiónado	87
Tabla 44 Característica ITM en corriente alterna para inversores	89
Tabla 45 Agrupación de arreglo de paneles en taller	91
Tabla 46 Lista de equipos para la implementación del sistema.....	92
Tabla 47 Lista de materiales para la implementación del sistema.....	93
Tabla 48 Lista de partidas de instalación del sistema.....	95
Tabla 49 Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento Anuales	97

Tabla 50 Ingreso futuro – Energía generada.....	98
Tabla 51 Ingreso futuro – Hidrogeno	99
Tabla 52 Cálculo del Valor Actual Neto	100



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Topología del uso de fuentes de energía híbrida renovable	7
Figura 2 Métodos de producción de hidrógeno	10
Figura 3 Distribución general de zonas en taller de mantenimiento de equipo liviano..	21
Figura 4 Variación típica de la irradiancia a lo largo del día	36
Figura 5 Configuración del proyecto PVsyst	59
Figura 6 Parámetros geográficos del sitio	60
Figura 7 Irradiación solar y temperatura promedio de la zona.....	60
Figura 8 Orientación del proyecto PVsyst.....	61
Figura 9 Definición del sistema PVsyst	62
Figura 10 Construcción de escena de sombreado PVsyst	63
Figura 11 Resultados principales PVsyst	63
Figura 12 Resultados principales disgregados PVsyst	64
Figura 13 Distribución de equipos en cajas de conexiones 5951026-JBP-001/002.....	88
Figura 14 Estructura para montaje de paneles fotovoltaicos.....	90
Figura 15 Distribución de paneles en taller	91

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación se enmarca en el contexto de la transición energética global, que busca reemplazar el uso de combustibles fósiles por fuentes renovables para mitigar el cambio climático. Si bien la energía solar fotovoltaica es una de las alternativas más viables, su intermitencia inherente plantea un reto para la continuidad del suministro. Una solución tradicional, el almacenamiento en baterías, presenta desventajas económicas y de vida útil. Ante este panorama, el hidrógeno verde, generado a partir de la electrólisis del agua con energía renovable, emerge como un vector energético clave para almacenar los excedentes de producción de manera eficiente y limpia. El Perú, con un recurso solar excepcional que supera al de potencias en la materia como España, tiene una oportunidad estratégica para adoptar estas tecnologías. Esta tesis propone una solución técnica para aprovechar dicho potencial, diseñando un sistema fotovoltaico para un taller de mantenimiento que no solo provee autosuficiencia energética parcial, sino que utiliza sus excedentes para generar hidrógeno verde, sentando las bases para su aplicación industrial en el país.

La estructura de la tesis guía al lector de manera progresiva, comenzando en el Capítulo I con el planteamiento del problema, donde se describe el contexto de la transición energética y se introduce el hidrógeno verde como solución, además de delimitar los objetivos de la investigación. A continuación, el Capítulo II establece el marco teórico que sustenta el estudio, abordando los fundamentos de los sistemas de generación híbridos, la tecnología fotovoltaica y los métodos de producción y uso del hidrógeno. El Capítulo III detalla la metodología de investigación cuantitativa no experimental, explicando los procedimientos para el análisis de la demanda, el diseño de los sistemas fotovoltaico y de hidrógeno, y el método para el análisis económico. Posteriormente, el Capítulo IV presenta el marco descriptivo del proyecto, detallando la ubicación

geográfica, las condiciones del sitio en Moquegua, las características del taller y los parámetros solares específicos que son cruciales para el diseño. El núcleo técnico de la tesis se desarrolla en el Capítulo V, dedicado a la ingeniería del proyecto; en esta sección se realiza el dimensionamiento completo del sistema fotovoltaico, la selección de equipos, la cuantificación de excedentes energéticos, la validación del modelo mediante el software PVsyst y el dimensionamiento del sistema de generación de hidrógeno, junto con la ingeniería de detalle de los sistemas eléctricos. Finalmente, el Capítulo VI evalúa la viabilidad financiera del proyecto, presentando un análisis de los costos de implementación y operación, una estimación de los ingresos generados y el cálculo de indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El documento concluye con los resultados, recomendaciones y las referencias consultadas.

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción del problema

A nivel global, la transición energética ha impulsado a las industrias a migrar hacia fuentes renovables para mitigar el cambio climático y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Sin embargo, a pesar de este contexto internacional favorable y del alto potencial solar que posee el sur del Perú, muchas instalaciones industriales locales continúan operando bajo esquemas energéticos tradicionales.

Específicamente, el Taller de Mantenimiento objeto de estudio, ubicado en la región Moquegua, enfrenta actualmente una problemática operativa y económica. En primer lugar, sus actividades dependen al 100% del suministro eléctrico de la red comercial, lo que expone a la unidad a elevados costos operativos debido a las tarifas eléctricas industriales y cargos por potencia en horas punta. Esta dependencia también compromete la continuidad de las operaciones ante posibles fallas o cortes en el suministro externo.

En segundo lugar, a pesar de ubicarse geográficamente en una zona con valores de radiación solar excepcionales (superiores a 6 kWh/m²/día), el taller no cuenta con sistemas de aprovechamiento de este recurso in situ. Esta situación representa un desperdicio de potencial energético que podría utilizarse para la autogeneración eléctrica y, de manera innovadora, para la producción de hidrógeno verde. Actualmente, los procesos de corte y soldadura en el taller dependen de gases industriales convencionales, lo que mantiene una huella de carbono significativa y costos logísticos recurrentes.

Por lo tanto, surge la siguiente interrogante: ¿El empleo de energía fotovoltaica por el taller de mantenimiento será una propuesta de autosuficiencia energética parcial?

1.2. Delimitación de la Investigación

El presente proyecto consiste en el diseño de un sistema fotovoltaico con paneles instalados sobre la cobertura del taller de mantenimiento de equipo liviano, cuyos excedentes de generación serán capaces a alimentar un equipo de generación de hidrógeno. Este gas generado podrá ser almacenado en tanques que permitan su uso a lo largo de la unidad minera, ya sea como combustible para equipos de generación eléctrica como para equipos que lo usen, por ejemplo, para llevar a cabo procesos de soldadura y corte.

Se tendrá un sistema de generación fotovoltaico que alimentará a un generador de hidrógeno verde y que a su vez permitirá cubrir de manera parcial la carga requerida por el taller, que incluye equipos monofásicos, bifásicos y trifásicos entre grúas, bombas, compresores, entre otros.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Elaborar un sistema de producción fotovoltaica capaz de cubrir parcialmente las cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas de un taller de mantenimiento de equipo liviano que funciona únicamente durante el día, sin la necesidad de un espacio extra para la instalación de un patio solar. Además, que permita la producción de hidrógeno verde que pueda ser guardado y empleado a lo largo de la unidad minera.

1.3.2. Objetivo Especifico

- Elaborar y calcular un sistema fotovoltaico que pueda producir energía suficiente para satisfacer al menos el 55% de la necesidad energética anual del taller de mantenimiento.

- Diseñar un sistema de producción de hidrógeno verde que utilice los sobrantes de energía solar fotovoltaica para generar hidrógeno que pueda ser guardado y empleado como fuente de energía o combustible.
- Efectuar un estudio económico exhaustivo del sistema, que incluya los gastos de implementación, funcionamiento y mantenimiento, además de los ingresos futuros provenientes de la comercialización de excedentes de energía o hidrógeno.
- Verificar el diseño del sistema fotovoltaico empleando instrumentos de simulación como PVsyst, para garantizar su máximo desempeño en situaciones reales de irradiación y temperatura.

1.4 Justificación

La implementación de un sistema fotovoltaico normalmente requiere de un sobredimensionamiento, pues este recurso no es constante a lo largo del año. Por ejemplo, para el departamento de Moquegua se tiene en enero, febrero y marzo una disminución de la radiación solar, pues estos meses corresponden a temporada de lluvias. Al dimensionar un sistema fotovoltaico es común tomar estos meses como referencia para asegurarse que en las peores condiciones la energía generada sea el suficiente para cubrir las cargas designadas, sin embargo, es evidente que al dimensionarlo de esta forma en el resto de los meses con más radiación solar la generación sobrepasara a lo requerido. En este momento y para no desaprovechar ese excedente se suelen emplear baterías de litio, sin embargo, estas tienen un precio elevado, un mantenimiento costoso y un tiempo de vida corto, por lo que a veces se puede llegar a optar por simplemente desaprovechar la energía y no usar las baterías.

El presente proyecto plantea la implementación de un equipo que pueda aprovechar esos excedentes e introducir el uso del hidrógeno como fuente de energía, logrando que su

generación sea de una manera sostenible y permitiéndonos aprovechar los beneficios de este elemento.



CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

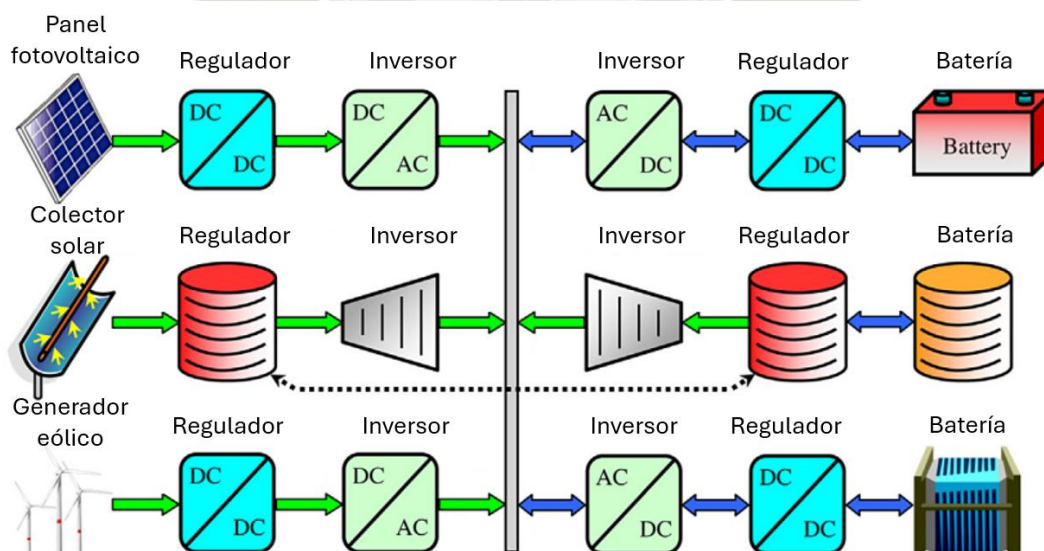
2.1 Sistema de generación híbrido

Un sistema de generación híbrido es aquel que se genera combinando dos o más fuente de energía, con el objetivo de obtener una generación continua e ininterrumpida de electricidad (Ahmet Aktas, 2021).

Algunos de los ejemplos de esta combinación se aprecian al emplear paneles fotovoltaicos con baterías para poder alimentar a las cargas cuando no se tiene un valor optimo de irradiancia solar; colectores solares con el uso de fluidos a altas temperaturas que puedan ser expandidos generando energía por las noches; o turbinas eólicas cuyos excedentes carguen las baterías de hidrógeno que alimenten a las cargas cuando no se tenga presencia de vientos.

Figura 1

Topología del uso de fuentes de energía híbrida renovable



Nota. Alternativas para la obtención de un sistema de generación híbrido. Adaptado de *Solar Hybrid System*, por Ahmet Aktas, 2021, Solar Hybrid System. ScienceDirect, 47-63.

2.2. Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es aquel capaz de convertir la radiación solar en energía eléctrica con el empleo de celdas solares que requieren de materiales semiconductores para generar electrones y conducirlos en la dirección requerida (Goswami, 2014).

Los parámetros más importantes de estas celdas solares son:

- **Corriente de corto circuito (I_{sc}):** Es la corriente producida por el panel en el que la resistencia de este es cercana a cero. Este valor se usa como guía para el dimensionamiento del número máximo de cadenas a ser conectadas en paralelo en el sistema fotovoltaico.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Es la tensión que se obtiene cuando no hay corriente eléctrica circulando en el panel, es decir, no se tiene ninguna carga conectada. Es la máxima tensión que puede darse en un panel fotovoltaico.
- **Tensión de máxima potencia (V_{mp}) y corriente de máxima potencia (I_{mp}):** Es la tensión y la corriente que describen al punto de máxima potencia, es decir, el valor pico de potencia que puede entregar el panel.
- **Eficiencia del panel solar:** La eficiencia de los módulos es fuertemente dependiente de dos parámetros en particular, la irradiancia (G) y la temperatura del panel. Por un lado, mientras la irradiancia tenga un valor alto, mayor será la corriente generada, y esto se puede lograr si los paneles son orientados al sur en el caso de encontrarse en el hemisferio norte y al norte en caso de que este en el hemisferio sur. Estos deben ubicarse lo más perpendicular posible a los rayos del sol, además de que se debe evitar las sombras causadas por el entorno.

Por otro lado. una elevada temperatura ambiental aumentara la temperatura del panel, lo que genera una reducción en la eficiencia en la generación. Mientras más alta sea la

temperatura del panel respecto a su temperatura normal de operación la corriente sufrirá un pequeño aumento y la tensión sufrirá una mayor disminución, resultando esto en que la potencia del panel disminuya.

2.3 Generación y usos del hidrógeno

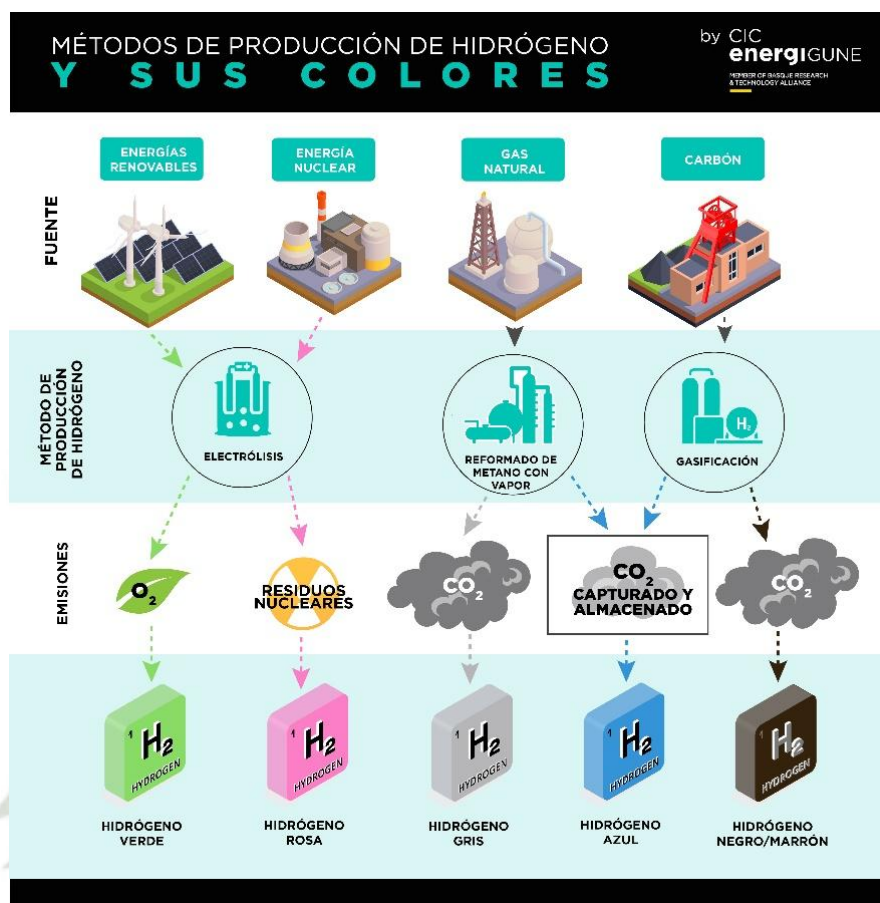
2.3.1 Generación de hidrógeno

Dependiendo del proceso de generación de hidrógeno podemos realizar la siguiente clasificación.

- Hidrógeno negro: se obtiene a través de la gasificación del carbón.
- Hidrógeno gris: Se obtiene mediante reformado de metano con vapor y su producto es el CO₂ que se libera a la atmosfera.
- Hidrógeno azul: Se obtiene mediante reformado de metano con vapor y su producto es el CO₂ que se captura y es almacenado.
- Hidrógeno rosa: Se obtiene mediante la electrolisis del agua usando electricidad proveniente de energía nuclear.
- Hidrógeno verde: Se obtiene mediante la electrolisis del agua usando electricidad proveniente de una fuente renovable.

Figura 2

Métodos de producción de hidrógeno



Nota. Tipos de hidrógeno generados según su fuente. Tomado de *Métodos de producción de hidrógeno*, por CIC Energigune, 2022,

<https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores>

2.3.2 Usos del hidrógeno

En la actualidad el hidrógeno se emplea en varias industrias como son:

- Industria del petróleo y gas: El hidrógeno es empleado para llevar a cabo el proceso de hidrocrackeo, en el que este elemento se encarga de romper el enlace carbono-carbono, útil para la obtención de combustible en aviación (KROHNE, 2023).

- Producción de acero: El hidrógeno es empleado como gas reductor para remover el oxígeno del mineral de hierro, produciendo hierro de reducción directa (HRD) utilizado como materia prima en la fabricación del acero (Dyna, 2019).
- Transporte: Los motores de pila de combustible son dispositivos compuesto por un ánodo y un cátodo separados por un electrolito o membrana electrolítica, los cuales al entrar en contacto con el hidrógeno lo oxidan, produciendo cationes de hidrógeno y aniones de oxígeno, que posteriormente producen energía eléctrica y agua como residuo (Knauf, 2023).
- Industria alimentaria: El hidrógeno se emplea para llevar a cabo la hidrogenación de aceites y grasas, logrando así extender el periodo de conservación de estos. El método consiste en la inyección de hidrógeno a altas presiones y temperaturas, además de un catalizador metálico como el níquel o platino, que vuelven más estables y sólidos los aceites a temperatura ambiente (Gasex, 2021).

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

En este proyecto, se ha empleado un método de investigación cuantitativa no experimental, que implica el uso de datos cuantificables y herramientas analíticas para evaluar el desempeño del sistema propuesto. A continuación, se especifica a fondo la metodología utilizada:

3.1. Identificación de la Necesidad Energética del Taller

3.1.1. Análisis de Consumo Energético

- **Descripción:** Se realizó un inventario detallado de los equipos alimentados desde el centro de control de motores para determinar la máxima demanda y el tiempo de uso diario de cada uno.
- **Procedimiento:**
 - Se registraron las horas de funcionamiento de cada equipo durante un ciclo típico de trabajo.
 - Se calculó la energía diaria consumida por cada equipo.
 - Se sumaron los valores de energía para obtener el consumo total diario del taller (1867,78 kWh).

3.1.2. Determinación de la Demanda Energética Representativa

- **Descripción:** Se determinó la carga más significativa del taller, teniendo en cuenta tanto la potencia nominal como el uso cotidiano.
- **Resultados:** Se escogió la carga más significativa como punto de referencia para la dimensionarían del sistema fotovoltaico.

3.2. Diseño del Sistema Fotovoltaico

3.2.1. Selección de Paneles Fotovoltaicos

- **Descripción:** Se eligieron paneles fotovoltaicos FU550M basados en sus características operativas (Tabla 7) y su capacidad de adaptarse a las condiciones climáticas locales.
- **Criterios de Selección:**
 - Eficiencia térmica
 - Rendimiento bajo condiciones de alta radiación solar.
 - Longevidad y resistencia a la corrosión en entornos industriales.

3.2.2. Dimensionamiento del Sistema

- **Descripción:** Se determinó el número de paneles requeridos para satisfacer el 56,04 % de la demanda energética diaria del taller.
- **Procedimiento:**
 - Se estimó la irradiancia mensual promedio en la zona (Tabla 11).
 - Se corrigió el rendimiento de los paneles por efecto de la temperatura (Tablas 24 y 25).
 - Se determinó la potencia nominal del sistema fotovoltaico requerida.
 - Se eligió la cantidad de paneles requeridos para lograr tal potencia.

3.2.3. Selección del Inversor

- **Descripción:** Se seleccionó un inversor Sunny HighPower Peak3 (Tabla 20) basado en los rangos de tensión y corriente entregados por el sistema fotovoltaico.
- **Justificación:** El inversor se dimensionó para gestionar los valores de tensión y corriente máximo y mínimo obtenidos en las tablas 24 y 25, garantizando un desempeño seguro y óptimo.

3.2.4. Modelado con PVsyst

- **Descripción:** Se utilizó el software PVsyst para validar el diseño del sistema fotovoltaico.
- **Procedimiento:**
 - El proyecto se ajustó a los parámetros geográficos particulares de la región Moquegua (latitud, longitud, altitud).
 - Se asignó la orientación e inclinación óptimas de los paneles (azimut de 7° e inclinación de 10°).
 - Se modeló la disposición y el sombreado de los paneles en la estructura actual del taller.
 - Se compararon los resultados de simulación con los valores teóricos (Tabla 28).

3.3. Generación de Hidrógeno Verde

3.3.1. Utilización de Excedentes Energéticos

- **Descripción:** Se evaluó la generación real del sistema fotovoltaico para identificar los excedentes de energía disponibles (Tabla 27).
- **Resultados:** Se proyectó una producción anual excedente de 103,662 MWh, que se utilizarán para la producción de hidrógeno.

3.3.2. Diseño del Sistema de Generación de Hidrógeno

- **Descripción:** Se escogieron un generador de hidrógeno y un compresor apropiados para manejar los excedentes de energía.
- **Componentes Clave:**
 - **Generador de Hidrógeno:** Características técnicas detalladas en la Tabla 29.

- **Compresor de Hidrógeno:** Especificaciones en la Tabla 30.
- **Tanque de Almacenamiento:** Diseñado para almacenar hidrógeno comprimido según las normativas de seguridad (Tabla 31).

3.3.3. Integración con el Sistema Energético

- **Descripción:** Se planteó la infraestructura requerida para vincular el sistema de energía solar con el generador de hidrógeno y guardar el hidrógeno producido.
- **Elementos Clave:**
 - Conductores para corriente continua y alterna (Tablas 34 y 35).
 - Canalizaciones RGS galvanizadas para proteger los cables (Tablas 40 y 41).
 - Conectores prensables y barras colectoras para asegurar una conexión segura y eficiente.

3.4. Análisis Económico

3.4.1. Costos de Implementación

- **Descripción:** Se calcularon los gastos totales para la adquisición de equipos, materiales e instalación.
- **Componentes:**
 - **Equipos:** Paneles fotovoltaicos, inversor, generador de hidrógeno, compresor y tanques de almacenamiento.
 - **Materiales:** Cables eléctricos, tuberías RGS, conectores y otros elementos de construcción.

3.4.2. Costos de operacion

- **Descripción:** Se analizaron los gastos habituales vinculados al mantenimiento del sistema y el funcionamiento cotidiano.

- **Factores Considerados:**
 - Mantenimiento preventivo de paneles y aparatos.

3.4.3. Ingresos Generados

- **Descripción:** Se estimaron los beneficios futuros provenientes del ahorro del uso de la energía renovable.
- **Fuentes de Ingreso:**
 - Reducción del consumo energético desde la red eléctrica local.
 - Uso interno del hidrógeno producido como medio de combustión o energía.

3.4.4. Indicadores Financieros

- **Descripción:** Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) fueron determinados para valorar la factibilidad financiera del proyecto.
- **Parámetros Utilizados:**
 - Tasa de rentabilidad del 6.23%.
 - Período de evaluación de 20 años.

3.5. Validación y Optimización

3.5.1. Comparación Teórico-Práctica

- **Descripción:** Se cotejó el diseño teórico con los resultados logrados en la simulación con PVsyst.
- **Objetivo:** Garantizar que el sistema satisfaga las expectativas de desempeño bajo circunstancias reales.

3.5.2. Optimización del Sistema

- **Descripción:** Se hicieron modificaciones en la organización de los paneles y la elección de componentes con el objetivo de optimizar la eficiencia y reducir los gastos.

La estrategia implementada asegura un enfoque metódico y estricto en la creación y valoración del sistema fotovoltaico y de producción de hidrógeno. La mezcla de estudios cuantitativos, simulaciones con instrumentos especializados y validación empírica garantiza la factibilidad técnica y financiera del proyecto. Además, la utilización de información histórica y regulaciones técnicas asegura la solidez y fiabilidad de los resultados logrados.

CAPÍTULO IV. MARCO DESCRIPTIVO

4.1. Ubicación

El proyecto se desarrollará en las instalaciones del Taller de Mantenimiento de la unidad minera, ubicada políticamente en el distrito de Torata, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua. Geográficamente, la zona se emplaza en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, caracterizada por una topografía accidentada y una altitud promedio que favorece la captación de radiación solar debido a la menor masa atmosférica.

Para efectos de la evaluación técnica y el dimensionamiento de los equipos fotovoltaicos, se han determinado las coordenadas exactas del emplazamiento, las cuales se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 1

Ubicación geográfica del taller de mantenimiento

Parámetro	Valor	Unidad
Latitud	-17,0448	Grados
Longitud	-70,7464	Grados
Altitud	3500	m.s.n.m.
Azimut	7°	Grados

Nota. El taller de mantenimiento de equipo liviano se encuentra ubicado en el hemisferio sur.

4.2. Condiciones del sitio

Se tiene un clima entre templado a frío, con fuertes insolaciones y cielo despejado durante el invierno y nubosidad y lluvias irregulares durante el verano (diciembre a abril).

Para obtener el rango de temperatura durante el tiempo de operación del sistema, es decir, solo cuando halla presencia de luz solar, se utiliza el historial de todas las temperaturas obtenidas a cada hora del día durante todo el año 2023, cuyos valores máximos y mínimos se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2

Condiciones atmosféricas

Parámetro	Unidad	Cantidad
Temperatura máxima	°C	22,59
Temperatura mínima	°C	-2,42

Nota. Las temperaturas máxima y mínima del lugar fueron reportadas a lo largo de todo el año 2023. Adaptado de *Reporte climatológico horario. Data Access Viewer*, por NASA, 2023, <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

4.3. Descripción del Área

El taller de mantenimiento de equipo liviano está instalado en una extensión total de 4889,07 m². Es construido casi en su totalidad de estructura metálica y cobertura, a excepción del área donde se ubican las oficinas, la cual es de concreto.

El objetivo de este taller es asegurar la operatividad de las unidades livianas tales como camioneras pick up, buses, camiones grúas, grúas, cisternas y tracto camiones, para lo cual cuenta con varios equipos como son un puente grúa, varias grúas pescantes,

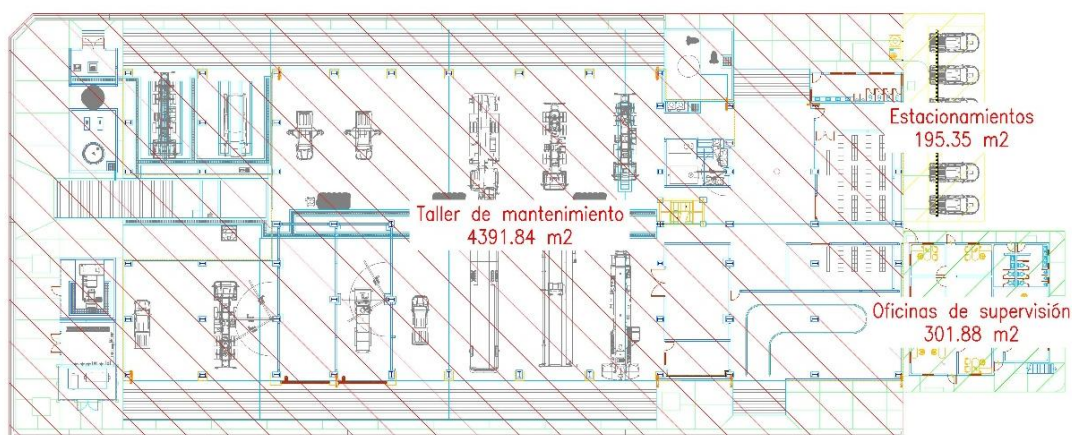
elevadores hidráulicos, lubricadoras, bombas de agua y de aceite, compresores de aire, entre otros equipos requeridos para realizar todos los trabajos de mantenimiento.

Para un mejor manejo es posible agrupar las zonas del taller en 3 grandes grupos, que serían las oficinas de supervisión, los estacionamientos y el taller propiamente dicho, las cuales tienen una extensión de 301,88 m², 195,35 m² y 4391,84 m² respectivamente.

- **Oficinas de supervisión:** Son construcciones en concreto, ubicadas al lado del taller propiamente dicho. Presenta dos niveles con baños en cada uno de estos. En esta edificación se instalan el personal de mantenimiento y operaciones de la minera y las empresas contratistas que llevarán a cabo la operación del taller y los trabajos de mantenimiento.
- **Estacionamientos:** Se tiene un área de estacionamiento al lado del área de oficinas, este se destina principalmente a camionetas y minibuses que son los vehículos en los que se traslada el personal que labora en el área.
- **Taller de mantenimiento:** Es el área de mayor extensión, edificado con estructura metálica y tiene cobertura a lo largo de casi toda su extensión. En esta área se ubican los equipos del taller que servirán para poder realizar las actividades que implica el mantenimiento de las unidades.

Figura 3

Distribución general de zonas en taller de mantenimiento de equipo liviano



Nota. Taller de mantenimiento de equipo liviano.

Se tiene para la alimentación eléctrica una línea existente de 13,8 kV proveniente de una subestación de 1,5 MVA, la cual alimenta tanto al taller de mantenimiento de equipo liviano como a los demás talleres, almacenes y naves industriales de la zona.

Desde la línea existente se tiene una acometida en 13,8 kV hacia la subestación unitaria del taller de mantenimiento de equipo liviano, que consta de una celda en media tensión y un transformador de 750 KVA, con una relación de transformación de 13,8/0,480 kV.

La salida del transformador se conecta luego hacia el equipo 5951026-MCC-001 que hace referencia al centro de control de motores, el cual realiza la distribución a todos los equipos del taller, así como también a los transformadores de distribución que realizan la conversión de 480/208-120V y transformadores de aislamiento que alimentaran a los tableros de distribución y equipos estabilizadores respectivamente.

4.4. Descripción del sistema eléctrico

Para la alimentación de todos los equipos que conforman el taller de mantenimiento de equipo liviano se emplea el transformador 5951026-XF-001, el cual alimenta al centro de control de motores, del cual derivaran todas las demás cargas del taller.

La tensión suministrada a este equipo es de 480 V trifásica y su potencia instalada es de 288,76 kW. Dentro de los circuitos que alimenta este centro de control de motores se encuentran transformadores de distribución, transformadores de asilamiento y equipos trifásicos tales como bombas, puentes grúa, entre otros.

La red de distribución eléctrica de este taller en particular consta de tres niveles en baja tensión:

- **Tensión 480V trifásica:** Esta se encuentra a la salida del transformador de potencia 5951026-XF-001. Así mismo es la misma tensión en la que trabaja el centro de control de motores y todos los equipos trifásicos del taller de mantenimiento de equipo liviano.
- **Tensión 208V bifásica:** Este nivel de tensión es logrado a la salida de los transformadores de distribución trifásicos 480/208-120 VAC, y se alcanza al conectar dos de las tres fases a un equipo eléctrico, es decir, la alimentación no será con una línea y un neutro como convencionalmente se hace, sino será considerando dos líneas de alimentación.
- **Tensión 120V monofásica:** Este nivel de tensión se alcanza al usar una línea y el neutro. Esta tensión es usada para equipos estabilizados y equipos de instrumentación, aunque también puede emplearse para dispositivos con alimentación de tipo auto voltaje (110-220 VAC)

4.5. Listado de equipos

La lista de equipos que conforman en taller de detalla en la tabla 3.

Tabla 3

Listado de equipos alimentados desde el centro de control de motores

Descripción	Tag	Unidad	Potencia Unitaria	Tensión
Bomba de lodos	5951026-PS-001A	HP	15,00	480VAC (3f)
Bomba de agua de servicio	5951026-PP-001	HP	10,00	480VAC (3f)
Bomba de agua de servicio	5951026-PP-002	HP	10,00	480VAC (3f)
Bomba de agua recuperada	5951026-PP-003	HP	3,00	480VAC (3f)
Grúa pescante 2 Ton	5951026-CN-002	KW	2,20	480VAC (3f)
Grúa pescante 2 Ton	5951026-CN-004	KW	2,20	480VAC (3f)
Grúa pescante 5 Ton	5951026-CN-006	KW	4,30	480VAC (3f)
Puente grúa	5951026-CN-007	KW	14,30	480VAC (3f)
Bomba de aceite	5951026-PD-001	HP	10,00	480VAC (3f)
Bomba de aceite	5951026-PD-012	HP	10,00	480VAC (3f)
Tomacorriente trifásico	5951026-TRIF-001	KW	7,40	480VAC (3f)
Caja derivación JB-001 tomacorriente trifásico	5951026-TRIF-002	KW	14,80	480VAC (3f)

Caja derivación JB-003				
y JB-005 tomacorriente trifásico	5951026-TRIF-003	KW	14,80	480VAC (3f)
Caja derivación JB-007 tomacorriente trifásico	5951026-TRIF-004	KW	14,80	480VAC (3f)
Tomacorriente trifásico	5951026-TRIF-005	KW	7,40	480VAC (3f)
Transformador seco 15KVA	5951026-LX-001	KW	5,02	480VAC (3f)
Cargador de baterías	5951026-BC-001	KW	3,20	480VAC (3f)
Portón eléctrico	5951026-XM-001	HP	3,00	480VAC (3f)
Portón eléctrico	5951026-XM-002	HP	3,00	480VAC (3f)
Desnatador	5951026-XM-008	KW	0,37	480VAC (3f)
Tablero de control sistema inyección/extracción	5951026-TC-001	HP	7,00	480VAC (3f)
Compresor	5951026-CP-001	HP	20,00	480VAC (3f)
Unidad HVAC	5951026-AC-002	HP	3,00	480VAC (3f)
Transformador seco 15KVA	5951026-LX-003	KW	13,34	480VAC (3f)
Transformador seco 125KVA	5951026-LX-002	KW	114,53	480VAC (3f)

Nota. Elaboración propia a partir de la lista de equipos del taller

4.6. Parámetros solares

Para el diseño del sistema fotovoltaico debemos partir de tres parámetros básicos, los cuales son la orientación, inclinación y las HSP de la ubicación del taller.

- **Orientación:** Para definir este parámetro nos valemos del ángulo acimutal, el cual describe la posición de los paneles respecto al norte. Se tiene así una orientación definida del taller de $7,21^\circ$ respecto al norte, por lo que el montaje de los paneles fotovoltaicos a ser instalados en el techo también deberá obedecer a esa misma orientación.
- **Inclinación:** Este parámetro se obtiene al realizar la medición del ángulo que se genera entre el panel fotovoltaico y la horizontal.

Debido a que el techo del taller tiene una pendiente de $8,53^\circ$, se tomará el valor más cercano que nos permita trabajar con precisión, por lo que se ve conveniente considerar el valor de inclinación para montaje de los paneles de 10° .
- **Hora solar pico:** Este valor nos expresa la cantidad de horas en el día en el que se tiene una irradiancia constante de 1000 W/m^2 , por lo cual sus unidades serán expresadas en h/día. La magnitud de las HSP se determina por la ubicación del lugar donde se propone ejecutar el proyecto. Para obtener el valor de diseño no basta con un valor puntual, por el contrario, se toma como base un historial con los valores de las HSP promedio mensuales de los 10 últimos años; para el caso de la ubicación del taller de mantenimiento de equipo liviano estos valores son obtenidos de la base de datos de la NASA, realizando un promedio de todos los meses a lo largo del periodo evaluado, de tal forma que se obtiene los siguientes datos.

Tabla 4
Reporte de horas solares pico en el periodo 2013-2022

Mes	HSP 0°	HSP - 15°	HSP Latitud	HSP +15°	HSP 90°	HSP 10°
Enero	6,67	6,64	6,23	5,59	1,82	5,95
Febrero	6,44	6,44	6,24	5,73	1,87	5,97
Marzo	6,51	6,55	6,65	6,4	2,76	6,44
Abril	6,27	6,37	6,88	7,02	4,15	6,77
Mayo	5,62	5,77	6,63	7,12	5,19	6,62
Junio	5,13	5,28	6,26	6,88	5,49	6,30
Julio	5,34	5,49	6,43	7,01	5,42	6,45
Agosto	6,22	6,35	7,1	7,45	4,93	7,04
Septiembre	7,02	7,09	7,44	7,37	3,68	7,25
Octubre	7,71	7,73	7,63	7,12	2,32	7,32
Noviembre	8,05	8,02	7,55	6,68	1,77	7,14
Diciembre	7,57	7,52	6,96	6,05	1,91	6,56

Nota. Los valores indicados representan el promedio de los datos tomados entre enero del 2013 y diciembre 2022 (10 años) para el punto de coordenadas -17,0448 y -70,7464.

Adaptado de *Reporte climatológico, Data Access Viewer*, por NASA, 2022,

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Debido a que la inclinación de los paneles esta entre el valor de la latitud y la horizontal se realiza una regresión lineal mostrada en la tabla 4 tomando como base los valores obtenidos con 0° y con +15°, considerando una inclinación de 10° como se vio anteriormente.

CAPÍTULO V: INGENIERÍA DEL PROYECTO

5.1. Definición de parámetros de diseño

El taller de mantenimiento de equipo liviano requiere la alimentación de las cargas cuya presencia no es constante a lo largo del día, por lo que es necesario analizar cuantas horas a lo largo de la jornada laboral están presente cada carga. Una vez conocido el tiempo de uso de cada equipo es posible hallar la energía total consumida por el taller a lo largo de un día para ello se empleará la siguiente formula:

$$E = P * t \quad (5.1)$$

Donde:

E: Energía [kWh]
P: Potencia [kW]
t: Tiempo [h]

Conociendo la energía requerida diaria de cada equipo se puede determinar el consumo total de todo el taller, y relacionar estos dos valores para así poder hallar el porcentaje de participación de cada equipo de manera independiente. Para esto se empleará la siguiente relación:

$$\%P = \frac{E_{eq}}{E_T} * 100 \quad (5.2)$$

Donde:

%P: Porcentaje de participación [%]
 E_{eq} : Energía del equipo [kWh]
 E_T : Energía total del taller [kWh]

Identificado el porcentaje de participación de cada equipo se realiza la selección de aquel que tenga un valor superior al 50%, pues a partir de este valor podemos considerar que el ahorro energético total del taller seria de más de la mitad de la energía total requerida, logrando una autosuficiencia de un grado considerable.

Con el empleo de las ecuaciones 5.1 y 5.2 es posible la elaboración de la siguiente tabla:

Tabla 5

Porcentaje de participación de equipos

Tag de Equipos	Horas de uso [h]	Potencia [kW]	Energía Diaria [kWh]	Porcentaje de participación [%]
5951026-PS-001A	1,00	11,19	11,19	0,51%
5951026-PP-001	6,00	7,46	44,74	2,03%
5951026-PP-002	6,00	7,46	44,74	2,03%
5951026-PP-003	2,00	2,24	4,47	0,20%
5951026-CN-002	5,00	2,20	11,00	0,50%
5951026-CN-004	5,00	2,20	11,00	0,50%
5951026-CN-006	5,00	4,30	21,50	0,97%
5951026-CN-007	3,00	14,30	42,90	1,94%
5951026-PD-001	1,00	7,46	7,46	0,34%
5951026-PD-012	1,00	7,46	7,46	0,34%
5951026-TRIF-001	4,00	7,40	29,60	1,34%
5951026-TRIF-002	4,00	14,80	59,20	2,68%
5951026-TRIF-003	4,00	14,80	59,20	2,68%
5951026-TRIF-004	4,00	14,80	59,20	2,68%

5951026-TRIF-005	4,00	7,40	29,60	1,34%
5951026-LX-001	12,00	5,02	60,24	2,73%
5951026-BC-001	1,00	3,20	3,20	0,14%
5951026-XM-001	6,00	2,24	13,42	0,61%
5951026-XM-002	2,00	2,24	4,47	0,20%
5951026-XM-008	2,00	0,37	0,74	0,03%
5951026-TC-001	6,00	5,22	31,32	1,42%
5951026-CP-001	6,00	14,91	89,48	4,05%
5951026-AC-002	12,00	2,24	26,85	1,22%
5951026-LX-003	12,00	13,34	160,08	7,25%
5951026-LX-002	12,00	114,53	1374,42	62,26%

Nota. Al realizar la suma de los valores de energía en la tabla 5 se obtiene que el consumo diario del taller de mantenimiento de equipo liviano es de 2207,48 kWh.

Según se muestra en la tabla 5 la carga que representa el mayor consumo de energía es el transformador seco 5951026-LX-002, con 1374,42 kWh al día.

Además, se aprecia el porcentaje de participación de cada equipo en el consumo energético, y como se menciona en el punto anterior el valor más significativo es el del transformador seco 5951026-LX-002. La participación de este último es de 62,26%, siendo notoriamente la carga más grande que se tiene para todo el taller.

El objetivo de la presente tesis es alimentar a este transformador con energía proveniente del sistema fotovoltaico, dejando que solo el 37,74% se alimente con la red eléctrica convencional.

5.1.2. Evaluación de la Demanda Real Ajustada

Para determinar la conveniencia energética del sistema fotovoltaico con mayor precisión, se ha recalculado la demanda del Taller de Mantenimiento abandonando el criterio de potencia nominal y aplicando los factores de ingeniería correspondientes según la norma IEEE 141 y el Código Nacional de Electricidad:

- Factor de Utilización (F_u): Representa la fracción de la potencia nominal que realmente utiliza el equipo durante su operación. Por ejemplo, las bombas y motores se han ajustado a un $F_u = 0.80$, las grúas $F_u = 0.70$, las máquinas de soldar a un $F_u = 0.60$ y los equipos de HVAC a un $F_u = 0.80$. Por otro lado, las luminarias se mantienen 1.00 y los transformadores secos tendrán un $F_u = 0.90$.
- Factor de Simultaneidad (F_s): Ajusta la probabilidad de que todos los equipos operen al mismo tiempo.

A continuación, se presenta la Tabla, donde se obtiene la Máxima Demanda Real (MD) y el Consumo Energético Diario Real.

Tabla 6

Porcentaje de participación de equipos ajustada

Tag de Equipos	Horas de uso [h]	Máxima Demanda [kW]	Energía Diaria [kWh]	Porcentaje de participación [%]
5951026-PS-001A	1,00	8,95	8,95	0,41%
5951026-PP-001	6,00	5,97	35,79	1,62%
5951026-PP-002	6,00	5,97	35,79	1,62%
5951026-PP-003	2,00	1,79	3,58	0,16%
5951026-CN-002	5,00	1,76	8,80	0,40%
5951026-CN-004	5,00	1,76	8,80	0,40%
5951026-CN-006	5,00	3,44	17,20	0,78%
5951026-CN-007	3,00	10,01	30,03	1,36%

5951026-PD-001	1,00	5,97	5,97	0,27%
5951026-PD-012	1,00	5,97	5,97	0,27%
5951026-TRIF-001	4,00	4,44	17,76	0,80%
5951026-TRIF-002	4,00	8,88	35,52	1,61%
5951026-TRIF-003	4,00	8,88	35,52	1,61%
5951026-TRIF-004	4,00	8,88	35,52	1,61%
5951026-TRIF-005	4,00	4,44	17,76	0,80%
5951026-LX-001	12,00	4,02	48,19	2,18%
5951026-BC-001	1,00	2,56	2,56	0,12%
5951026-XM-001	6,00	1,79	10,74	0,49%
5951026-XM-002	2,00	1,79	3,58	0,16%
5951026-XM-008	2,00	0,30	0,59	0,03%
5951026-TC-001	6,00	4,18	25,06	1,14%
5951026-CP-001	6,00	11,93	71,59	3,24%
5951026-AC-002	12,00	1,79	21,48	0,97%
5951026-LX-003	12,00	12,01	144,07	6,53%
5951026-LX-002	12,00	103,08	1236,97	56,04%

Nota. La Demanda Máxima Total considera un Factor de Simultaneidad (F_s).

Al aplicar los factores de utilización, la energía diaria requerida del taller se ajusta a 1867,78 kWh/día, lo cual es aproximadamente un 15% menor que el cálculo puramente nominal. Este ajuste es crucial porque valida que la producción del sistema fotovoltaico dimensionado tendrá una cobertura superior sobre la carga real del taller.

En conclusión, luego de aplicar la corrección indicada la energía requerida por el transformador seco 5951026-LX-002 será de 1236,97 kWh al día, representando una participación de 56,04%.

5.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

5.2.1. Selección de panel fotovoltaico

Se considera, además de los factores típicos de corriente, voltaje y potencia de operación, el tipo de panel, el fabricante, las certificaciones y la vida útil para poder asegurar que el proyecto se lleve a cabo de la mejor forma y el desempeño del arreglo fotovoltaico sea el que se espera.

El panel seleccionado es el FU550M de la marca FuturaSun, debido a su potencia de generación, tiempo de garantía y presencia en el mercado actual.

Las características generales del panel elegido se describen en la siguiente tabla.

Tabla 7

Características generales de panel fotovoltaico

Criterio	Descripción
Marca	FuturaSun
Modelo	FU550M
Tipo	Monocrystalino
Dimensiones	1134 x 2279 mm
Peso	28,2 kg
Origen	Italiano
Tiempo en el mercado	16 años
Certificaciones	IEC EN 61215 - IEC EN 61730 Class 1 UNI9177, IEC EN 61701, IEC EN 62716, MCS
Vida Útil	25 años

Nota. Características del panel fotovoltaico FU550M. Adaptado de (FuturaSun, 2022)

Para realizar el dimensionamiento del sistema se requiere conocer las características y datos técnicos de este modelo de panel, tales como la potencia, tensión y corriente de operación, así como los respectivos valores pico de las magnitudes antes mencionadas.

Estos datos se presentan en la tabla 8.

Tabla 8

Datos técnicos en condiciones estándar

Característica	Abreviatura	Valor
Potencia máxima nominal	P _{max}	550 W
Voltaje de operación	V _{mp}	42,12 V
Corriente de operación	I _{mp}	13,06 A
Voltaje de circuito abierto	V _{oc}	49,96 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	13,91 A
Eficiencia del modulo	η_p	21,28 %

Nota. Características técnicas de los paneles FU550M de la marca FuturaSun. Adaptado de *Placa Solar 550W [Ficha técnica]*. SunFields Europe, por FuturaSun, 2022, <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/productos/paneles-solares/futurasun/550w/>

Es importante destacar que en el siguiente punto la eficiencia de los paneles dependerá directamente de la temperatura de la zona y por consiguiente del mismo panel. Para poder determinar el grado de influencia en estos valores se presentan los valores de la tabla 9.

Tabla 9
Características operativas de panel FU550M

Característica	Abreviatura	Valor
Temperatura de operación	NOCT	45 °C
Coeficiente de temperatura Pmax	η_p	-0,35 %/°C
Coeficiente de temperatura Voc	η_v	-0,27 %/°C
Coeficiente de temperatura Isc	η_i	0,05 %/°C

Nota. Variación de parámetros eléctricos en los paneles FU550M de la marca FuturaSun debido a la temperatura. Adaptado de *Placa Solar 550W [Ficha técnica]. SunFields Europe*, por FuturaSun, 2022, <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/productos/paneles-solares/futurasun/550w/>

5.2.2. Corrección por temperatura en celdas fotovoltaicas

Los parámetros indicados en la tabla 9 para las celdas fotovoltaicas se dan en condiciones estándar (STC), que corresponden a una temperatura de la celda de 25°C, una irradiancia de 1000 W/m² y una masa de aire de 1.5.

Al no cumplirse esto en la instalación real se ajustará los valores de corriente, tensión y potencia, para lo cual se emplean los datos de temperatura máxima y mínima del lugar, así como las temperaturas del panel.

Para hallar la temperatura del panel se recurre a la siguiente formula:

$$T_p = T_{amb} + G * \frac{NOCT - 20}{800} \quad (5.3)$$

Donde:

T_p : Temperatura del panel [°C]

T_{amb} : Temperatura ambiente [°C]

G : Irradiancia [W/m^2]

$NOCT$: Temperatura de operación [°C]

En la ecuación 5.3 se requiere conocer el valor de la irradiancia, sin embargo, esta no se puede extraer de las bases de datos fotovoltaicas convencionales, por ende, se hará un cálculo teórico del mismo.

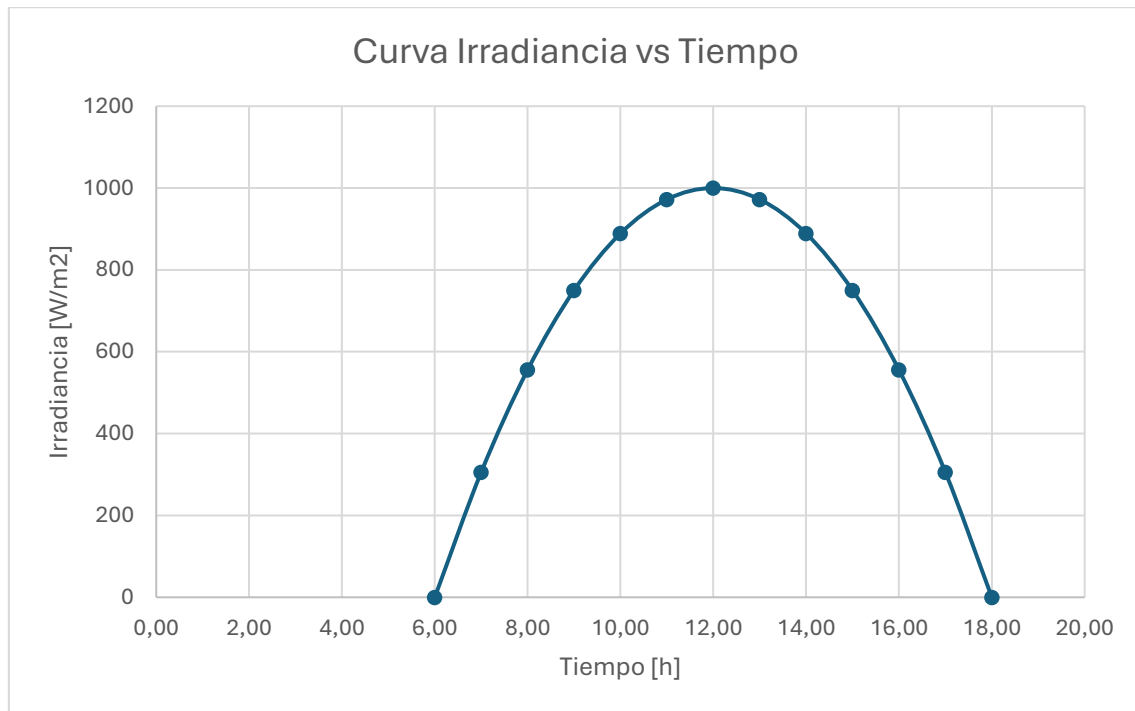
Si observamos el comportamiento de la irradiancia a lo largo del día este es similar al de una parábola, entonces, podemos describir su curva con la siguiente ecuación:

$$y = ax^2 + bx + c \quad (5.4)$$

Para hallar los valores de las constantes a, b y c debemos definir 3 puntos conocidos, que serán el amanecer, el mediodía y el anoecer, siendo los valores de irradiación para estos 3 puntos de 0, 1000 y 0 respectivamente. Siendo así se tiene la siguiente formula.

$$y = \frac{-250}{9}x^2 + \frac{2000}{3}x - 3000 \quad (5.5)$$

Con esta ecuación es posible graficar la curva de la irradiancia a lo largo del día, considerando un pico de $1000 W/m^2$ al medio día.

Figura 4
Variación típica de la irradiancia a lo largo del día


Nota. El máximo valor de irradiancia es obtenido a las 12 del mediodía. El grafico es elaborado tomando como supuesto que la irradiancia máxima sea de 1000 W/m².

Dado que la ecuación 5.5 solo es aplicable cuando la irradiancia máxima sea de 1000 W/m² es necesario transformar esta curva de manera que sea aplicable para diferentes valores de irradiancia pico, esto se hará con el uso de valores por unidad tomando como base la sumatoria de las irradiancias a lo largo del día, empleando la siguiente formula.

$$G_{pu} = \frac{G_t}{G_T} \quad (5.6)$$

Donde:

G_{pu} : Irradiancia en valores por unidad [-]

G_t : Irradiancia típica a una hora determinada [W/m²]

G_T : Irradiancia total típica al día [W/m²]

Encontrada la irradiancia en valores por unidad es posible distribuir el valor de la irradiación reportada de cada mes para poder hallar el máximo valor de irradiancia en un día.

Por otro lado, para calcular la irradiación nos podemos valer de las HSP, pues por definición las HSP son la cantidad de horas al día en que se tiene una irradiancia constante de 1000 W/m²; así con los datos de la tabla 4 se puede determinar:

Tabla 10

Irradiación mensual en la zona

Mes	HSP [h]	Irradiación [Wh/m ²]
Enero	5,95	5930,00
Febrero	5,97	5966,67
Marzo	6,44	6436,67
Abril	6,77	6770,00
Mayo	6,62	6620,00
Junio	6,30	6296,67
Julio	6,45	6453,33
Agosto	7,04	7040,00
Septiembre	7,25	7253,33
Octubre	7,32	7316,67
Noviembre	7,14	7136,67
Diciembre	6,56	6556,67

Nota. Reporte de horas solares pico en el periodo 2013-2022. Adaptado de *Reporte climatológico, Data Access Viewer*, por NASA, 2022, <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Como se mencionó con los valores de irradiancia en valores por unidad y de irradiación del día es posible hallar el valor de irradiancia máxima que será precisamente al medio día. Estos valores se presentan en la tabla 11.

Tabla 11
Irradiancia teórica por mes

Irradiancia teórica por mes [W/m²]

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
6:00 a. m.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00 a. m.	229	229	248	260	255	242	248	271	279	281	274	252
8:00 a. m.	416	417	450	473	463	440	451	492	507	512	499	459
9:00 a. m.	562	563	608	639	625	594	609	665	685	691	674	619
10:00 a. m.	666	668	720	757	741	705	722	788	812	819	799	734
11:00 a. m.	728	730	788	828	810	771	790	862	888	895	873	802
12:00 p. m.	749	751	810	852	833	793	812	886	913	921	898	825
1:00 p. m.	728	730	788	828	810	771	790	862	888	895	873	802
2:00 p. m.	666	668	720	757	741	705	722	788	812	819	799	734
3:00 p. m.	562	563	608	639	625	594	609	665	685	691	674	619
4:00 p. m.	416	417	450	473	463	440	451	492	507	512	499	459
5:00 p. m.	229	229	248	260	255	242	248	271	279	281	274	252
6:00 p. m.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota. Se puede apreciar que el valor de irradiancia oscila entre 749 y 921 W/m².

Respecto al valor de la temperatura de la zona esta varia con respecto a cada mes, por lo que se trabaja con una base de datos con un registro de temperaturas a cada hora entre las 6:00 am y las 18:00 pm, a lo largo de todos los días de cada mes del año. De estas temperaturas se extrae el valor máximo, el valor mínimo y el valor promedio obteniendo como resultado los valores presentados en la tabla 12.

Tabla 12

Temperatura ambiental en la zona a lo largo del año

Mes	Temperatura máxima [°C]	Temperatura mínima [°C]	Temperatura promedio [°C]
Enero	19,77	4,23	12,36
Febrero	19,42	4,83	12,21
Marzo	19,82	3,95	11,91
Abril	19,5	1,12	12,00
Mayo	19,26	-0,04	10,99
Junio	18,86	-0,97	10,48
Julio	18,9	-0,85	10,90
Agosto	18,62	0,64	11,16
Septiembre	20,27	1,34	12,45
Octubre	21,35	3,35	13,68
Noviembre	22,59	4,36	13,59
Diciembre	21,65	4,88	14,23

Nota. Valores de la temperatura máxima y mínima a lo largo del año 2023. Adaptado de *Reporte climatologico horario. Data Access Viewer*, por NASA, 2023, <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Conocidas las temperaturas del lugar y la irradiancia es posible emplear la ecuación 5.3, que da origen a la siguiente tabla.

Tabla 13

Temperatura de panel fotovoltaico

Mes	Temperatura máxima [°C]	Temperatura mínima [°C]	Temperatura de panel máxima [°C]	Temperatura de panel mínima [°C]
Enero	19,77	4,23	43,17	27,63
Febrero	19,42	4,83	42,89	28,30
Marzo	19,82	3,95	45,14	29,27
Abril	19,5	1,12	46,13	27,75
Mayo	19,26	-0,04	45,30	26,00
Junio	18,86	-0,97	43,63	23,80
Julio	18,9	-0,85	44,28	24,53
Agosto	18,62	0,64	46,31	28,33
Septiembre	20,27	1,34	48,80	29,87
Octubre	21,35	3,35	50,13	32,13
Noviembre	22,59	4,36	50,66	32,43
Diciembre	21,65	4,88	47,44	30,67

Nota. Los valores de temperatura de panel máxima y mínima son obtenidos con la ecuación 5.3.

A continuación, se cuantifica el efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos, el primero con las temperaturas máximas y el segundo con las temperaturas mínimas.

Tabla 14
Efecto de temperatura máxima en el panel fotovoltaico

Periodo	Temperatura					
	de panel	Pmax	Vmp max	Imp max	Voc max	Isc max
	máxima	[W]	[V]	[A]	[V]	[A]
	[°C]					
Enero	43,17	553,51	42,33	13,05	50,21	13,90
Febrero	42,89	554,06	42,36	13,05	50,24	13,90
Marzo	45,14	549,73	42,10	13,06	49,94	13,91
Abril	46,13	547,82	41,99	13,07	49,81	13,92
Mayo	45,30	549,42	42,09	13,06	49,92	13,91
Junio	43,63	552,64	42,28	13,05	50,15	13,90
Julio	44,28	551,38	42,20	13,06	50,06	13,91
Agosto	46,31	547,47	41,97	13,07	49,78	13,92
Septiembre	48,80	542,68	41,69	13,08	49,45	13,94
Octubre	50,13	540,12	41,54	13,09	49,27	13,95
Noviembre	50,66	539,10	41,48	13,10	49,20	13,95
Diciembre	47,44	545,30	41,84	13,08	49,63	13,93

Nota. Los valores mostrados son obtenidos empleando los coeficientes de la tabla 9 y

las temperaturas de la tabla 12.

Tabla 15
Efecto de temperatura mínima en el panel fotovoltaico

Periodo	Temperatura de panel mínima [°C]	P _{min} [W]	V _{mp min} [V]	I _{mp min} [A]	V _{oc min} [V]	I _{sc min} [A]
Enero	27,63	583,43	44,09	12,95	52,30	13,79
Febrero	28,30	582,15	44,02	12,95	52,21	13,79
Marzo	29,27	580,28	43,91	12,96	52,08	13,80
Abril	27,75	583,21	44,08	12,95	52,29	13,79
Mayo	26,00	586,57	44,28	12,94	52,52	13,78
Junio	23,80	590,81	44,53	12,92	52,82	13,76
Julio	24,53	589,40	44,45	12,93	52,72	13,77
Agosto	28,33	582,09	44,02	12,95	52,21	13,79
Septiembre	29,87	579,12	43,84	12,96	52,00	13,80
Octubre	32,13	574,77	43,58	12,98	51,70	13,82
Noviembre	32,43	574,19	43,55	12,98	51,66	13,82
Diciembre	30,67	577,58	43,75	12,97	51,89	13,81

Nota. Los valores mostrados son obtenidos empleando los coeficientes de la tabla 9 y las temperaturas de la tabla 12.

5.2.3. Eficiencia del sistema

Existen diferentes factores que reducen la eficiencia del sistema instalado, estos deben cuantificarse y considerarse en el diseño. Los más resaltantes son:

Tabla 16
Factores de perdida en celdas fotovoltaicas

Factores de perdida	Porcentaje
Suciedad de los paneles	2.00%
Sombras del entorno	3.00%
Imperfecciones de fabricación	2.00%
Cableado	2.00%
Conectores	0.50%
Degradación de celdas	1.50%
Tiempo fuera de operación	3.00%
Discrepancias en especificación técnica	1.00%

Nota. Factores de perdida a considerar para el diseño del patio solar, extraídos de la normativa chilena debido a que en la normativa peruana los especifica. Adaptado de *Modelo de generación Fotovoltaica*, por Molina Monje, 2017, <https://solar.minenergia.cl/downloads/fotovoltaico.pdf>

Para el diseño propuesto se logra eliminar la mayor parte del factor de sombras del entorno, pues el taller no se encuentra rodeado de ninguna edificación, ni tampoco se prevee que esto se llegue a dar en un futuro dado a la altura de más de 11 metros de la edificación actual, sin embargo, aun existirá un factor de sombra dado por los mismos paneles y por la estructura del taller, por lo tanto, se considerara el factor de sombra como un 1%. Así el factor de perdida a considerar será de 13%, es decir, se tendrá una eficiencia del sistema de 87 %.

5.2.4. Cantidad de paneles requeridos

Para calcular la cantidad de paneles requeridos se emplea la siguiente formula.

$$NP = \frac{E_{req}}{HSP \times Pmax \times \eta} \quad (5.7)$$

Donde:

NP : Cantidad de paneles

E_{req} : Energía requerida [kWh/día]

HSP : Horas solares pico [h/día]

$Pmax$: Potencia de la celda fotovoltaica afectada por temperatura [kW]

η : Eficiencia del sistema

Como se indicó en la tabla 6 la energía requerida a suministrar por el sistema fotovoltaico es de 1236,97 kWh al día.

Respecto a los valores que se emplearan para el cálculo se tomara como base la tabla 14, pues esta muestra la potencia, tensión y corriente en condiciones de máxima temperatura, lo cual representa el escenario más crítico, dado que es a esta temperatura que la potencia y tensión tomaran sus valores más bajos, estimando la producción en el escenario más desfavorable que puede ser posible.

Empleando la ecuación 5.7 se obtiene:

Tabla 17
Cantidad de paneles de arreglo fotovoltaico

Periodo	HSP [h]	Pmax [W]	Paneles
Enero	5,95	553,51	480
Febrero	5,97	554,06	478
Marzo	6,44	549,73	447
Abril	6,77	547,82	426
Mayo	6,62	549,42	435
Junio	6,30	552,64	454
Julio	6,45	551,38	444
Agosto	7,04	547,47	410
Septiembre	7,25	542,68	402
Octubre	7,32	540,12	400
Noviembre	7,14	539,10	411
Diciembre	6,56	545,30	442

Nota. La cantidad de paneles a emplear se determina considerando la potencia previamente corregida por el factor de temperatura como se mostró en tabla 14.

Dado que el mayor requerimiento de paneles se da en enero con 480 unidades, se tomará este valor como base para el diseño para cubrir con la demanda de 1236,97 kWh.

5.2.5. Generación real de energía del sistema

Debido a que el arreglo constara de 480 paneles es requerido realizar nuevamente los cálculos de energía que se producirá, considerando que siempre se tendrán instalados los 480 paneles independiente de si el mes tiene mayor o menor cantidad de HSP.

Para este cálculo se tomará nuevamente los valores de potencia indicados en la tabla 14, es decir, se considera que el sistema de generación fotovoltaica trabajara con una temperatura de celdas máxima. Así mismo para las HSP se empleará los valores indicados en la tabla 10 y la eficiencia del sistema será del 87% como se explica en el punto 5.2.3.

Empleando la ecuación 5.7 pero esta vez con la energía como variable se obtiene:

Tabla 18

Energía real generada por el arreglo fotovoltaico

Periodo	Días	Pmax W	HSP [h]	Energía diaria generada [kWh]	Energía mensual generada [kWh]
Enero	31	553,51	5,95	1375,33	42635,12
Febrero	28	554,06	5,97	1380,54	38655,21
Marzo	31	549,73	6,44	1477,65	45807,28
Abril	30	547,82	6,77	1548,78	46463,48
Mayo	31	549,42	6,62	1518,88	47085,40
Junio	30	552,64	6,30	1453,16	43594,84
Julio	31	551,38	6,45	1485,91	46063,30
Agosto	31	547,47	7,04	1609,52	49895,13
Septiembre	30	542,68	7,25	1643,78	49313,40
Octubre	31	540,12	7,32	1650,32	51159,77
Noviembre	30	539,10	7,14	1606,66	48199,90
Diciembre	31	545,30	6,56	1493,07	46285,13

Nota. Se puede concluir entonces que la generación del sistema fotovoltaico planteado será de 555,16 MWh anuales.

5.2.6. Selección de inversor

Para seleccionar el inversor es necesario tener claro cuál será a potencia, corriente y tensión que entregará el sistema de generación fotovoltaico. Para obtener estos valores se recurrirá a las tablas 14 y 15, que muestran la tensión, potencia y corriente corregidas por la influencia de la temperatura en las celdas. Es importante recalcar que la potencia y tensión máxima se dará con una temperatura menor, mientras que la corriente máxima se dará con una temperatura mayor.

Tabla 19

Rango de valores de generación del sistema fotovoltaico

Característica	Patio solar		Unidades
Corriente máxima de entrada	13,10	12,92	A
Corriente máxima de corto circuito	13,95	13,76	A
Tensión máxima de entrada	49,20	52,82	V
Potencia máxima de entrada	539,10	590,81	W

Nota. Se toman los valores máximos y mínimos de tensión, corriente y potencia de las tablas 14 y 15.

Como se aprecia en la tabla 19 la potencia máxima de cada celda será de 590,81 W. Es decir que el arreglo fotovoltaico compuesto por 480 paneles podrá alcanzar una potencia máxima de 283,59 kW. Conocida esta posible potencia se considera como diseño preliminar la división del total de paneles en 2 grupos de 240 paneles cada uno, siendo así la potencia tentativa máxima de cada grupo de 141,80 kW.

Conocida la potencia requerida se elige el inversor Sunny HighPower PEAK3 125-US de la marca SMA, cuyos datos generales figuran en la tabla 20.

Tabla 20
Características de inversor Sunny HighPower Peak3

Criterio	Descripción
Marca	SMA
Modelo	Sunny HighPower PEAK3 125-US
Dimensiones	770 x 830 x 444 mm
Peso	85 kg
Origen	Alemania
Tiempo en el mercado	40 años
Certificaciones	UL 1741, UL 1998, IEEE 1547, CAN/CSA-C22,2 No.62109
Vida Útil	20 años

Nota. características generales del inversor Sunny HighPower PEAK3 125-US.

Adaptado de *Sunny HighPower PEAK3. SMA solar Technology*, por SMA, 2019, <https://www.pvo-int.com/wp-content/uploads/2019/06/Datasheet-SHP100-150-20-EN.pdf>

Respecto a los datos técnicos del inversor se requiere conocer los parámetros eléctricos, tanto de entrada como de salida, siendo los más importantes la potencia, tensión y corriente del inversor.

A continuación, en la tabla 21 se menciona estos parámetros, los cuales serán importantes para el correcto dimensionamiento y selección del equipo.

Tabla 21

Parámetros de entrada del inversor (Corriente continua)

Características	Descripción	Unidad
Máxima potencia de sistema fotovoltaico	187,5	kW
Máxima entrada de voltaje	1500	V
Rango de voltaje MPP	710 a 1425	V
Máxima entrada de corriente	180	A
Máxima corriente de corto circuito	325	A

Nota. Parámetros de entrada para el inversor debido la conexión de los paneles en corriente directa. Adaptado de *Sunny HighPower PEAK3. SMA solar Technology*, por SMA, 2019, <https://www.pvo-int.com/wp-content/uploads/2019/06/Datasheet-SHP100-150-20-EN.pdf>

Tabla 22

Parámetros de salida del inversor (Corriente alterna)

Características	Descripción	Unidad
Potencia con tensión nominal	125	kW
Voltaje nominal	480	V
Frecuencia	60	Hz

Nota. Parámetros de salida para el inversor debido a la conexión de las cargas del taller en corriente alterna. Adaptado de *Sunny HighPower PEAK3. SMA solar Technology*, por SMA, 2019, <https://www.pvo-int.com/wp-content/uploads/2019/06/Datasheet-SHP100-150-20-EN.pdf>

5.2.6.1. Agrupamiento de entradas para el inversor

Dado que el inversor elegido trabaja con una tensión entre 710 a 1425 V se adecua los arreglos para llegar a una tensión en ese rango, obteniendo las siguientes combinaciones.

Tabla 23

Agrupamiento de paneles fotovoltaicos

Agrupamiento	Paneles en serie	Paneles en paralelo	Tensión [V]	Corriente [A]	Arreglos
Opción 01	12	20	505,44	261,20	2
Opción 02	15	16	631,80	208,96	2
Opción 03	20	12	842,40	156,72	2
Opción 04	24	10	1010,88	130,60	2
Opción 05	30	8	1263,60	104,48	2
Opción 06	60	4	2527,20	52,24	2

Nota. Se plante varios escenarios de agrupación de manera iterativa, para poder elegir cual es la opción más optima.

La configuración optima en la tabla 23 es la opción 03, que requerirá el agrupamiento de 20 paneles en serie y 12 en paralelo.

5.2.6.2. Validación de inversor por grupo

Para validar la correcta selección del inversor se realiza la comparación de los valores de corriente, tensión y potencia tanto del arreglo fotovoltaico como del inversor, para lo cual se considera los valores de un panel en las tablas 14 y 15, y se halla los valores de uno de los dos grupos de paneles indicados en el punto 5.2.6.1. Estos nuevos valores obedecen a las siguientes relaciones.

$$P_{sistema} = P_P * (NP_{serie} * NP_{paralelo}) \quad (5.8)$$

$$V_{sistema} = V_P * NP_{serie} \quad (5.9)$$

$$I_{sistema} = I_P * NP_{paralelo} \quad (5.10)$$

Donde:

$P_{sistema}$:	Potencia del sistema [kW]
P_P :	Potencia del panel [kW]
NP_{serie} :	Numero de paneles en serie [-]
$NP_{paralelo}$:	Numero de paneles en paralelo [-]
$V_{sistema}$:	Tensión del sistema [V]
V_P :	Tensión del panel [V]
$I_{sistema}$:	Corriente del sistema [A]
I_P :	Corriente del panel [A]

Los valores obtenidos con las relaciones 5.8, 5.9 y 5.10 se presentan a continuación.

Tabla 24
Efecto de temperatura máxima en el sistema fotovoltaico

Periodo	Temperatura		Vmp max [V]	Imp max [A]	Voc max [V]	Isc max [A]
	de panel	Pmax				
	máxima	[kW]				
	[°C]					
Enero	43,17	132,84	846,55	156,58	1004,12	166,77
Febrero	42,89	132,97	847,20	156,55	1004,89	166,74
Marzo	45,14	131,94	842,08	156,73	998,82	166,93
Abril	46,13	131,48	839,83	156,81	996,15	167,01
Mayo	45,30	131,86	841,72	156,74	998,39	166,95
Junio	43,63	132,63	845,52	156,61	1002,90	166,81
Julio	44,28	132,33	844,03	156,66	1001,13	166,86
Agosto	46,31	131,39	839,42	156,82	995,66	167,03
Septiembre	48,80	130,24	833,75	157,02	988,94	167,24
Octubre	50,13	129,63	830,73	157,12	985,36	167,35
Noviembre	50,66	129,38	829,52	157,16	983,92	167,39
Diciembre	47,44	130,87	836,85	156,91	992,61	167,12

Nota. Los valores mostrados son obtenidos empleando los coeficientes de la tabla 9 y

las temperaturas de la tabla 13, así como la cantidad total de paneles a emplear.

Tabla 25
Efecto de temperatura mínima en el sistema fotovoltaico

Periodo	Temperatura		Vmp min [V]	Imp min [A]	Voc min [V]	Isc min [A]
	de panel	Pmin				
	mínima	[kW]				
	[°C]					
Enero	27,63	140,02	881,90	155,36	1046,05	165,47
Febrero	28,30	139,72	880,38	155,41	1044,25	165,53
Marzo	29,27	139,27	878,18	155,49	1041,64	165,61
Abril	27,75	139,97	881,63	155,37	1045,74	165,48
Mayo	26,00	140,78	885,61	155,23	1050,46	165,33
Junio	23,80	141,80	890,62	155,06	1056,40	165,15
Julio	24,53	141,46	888,95	155,12	1054,41	165,21
Agosto	28,33	139,70	880,31	155,41	1044,17	165,53
Septiembre	29,87	138,99	876,81	155,53	1040,01	165,66
Octubre	32,13	137,95	871,67	155,71	1033,92	165,85
Noviembre	32,43	137,81	870,98	155,74	1033,10	165,87
Diciembre	30,67	138,62	874,99	155,60	1037,86	165,72

Nota. Los valores mostrados son obtenidos empleando los coeficientes de la tabla 9 y

las temperaturas de la tabla 13, así como la cantidad total de paneles a emplear.

Al apreciar los valores mostrados en las tablas 24 y 25 es posible realizar una validación del inversor, tomando los valores máximos y mínimos de ambas tablas y comparándolos con los parámetros eléctricos del inversor mostrados en las tablas 21 y 22.

Tabla 26
Comparación de parámetros de inversor y conjunto de paneles

Característica	Inversor	Patio solar		Unidades
Corriente máxima de entrada	180	157,16	155,06	A
Corriente máxima de corto circuito	325	167,39	165,15	A
Tensión máxima de entrada	1500	983,92	1056,40	V
Potencia máxima de entrada	187,5	129,38	141,80	kW

Nota. Parámetros del inversor y del patio solar trabajando tanto en su temperatura mínima como en su temperatura máxima.

En la tabla 26 se aprecia que todos los rangos de valores del patio solar son menores que la capacidad máxima del inversor, por ende, se afirma que el inversor esta correctamente dimensionado.

5.3. Análisis de compensación de potencia reactiva y calidad de energía

Además de la generación de potencia activa (kW), el sistema fotovoltaico propuesto tiene la capacidad técnica de inyectar o absorber potencia reactiva (kVAR) para compensar el factor de potencia de las cargas inductivas del taller (motores, bombas, soldadoras), mejorando la calidad de energía en el punto de conexión.

Determinación de la Demanda de Reactivos del Taller

De acuerdo con el análisis de cargas y la cédula de cableado (Tabla 34), los circuitos de fuerza del taller operan con un Factor de Potencia (FP) promedio de 0.85 inductivo. Considerando la Demanda Máxima Real calculada de 103,08 kW (ver sección 5.1.2), la potencia reactiva requerida por el taller se determina mediante el triángulo de potencias. Por lo tanto, para llevar el factor de potencia a la unidad (FP=1.0) o evitar penalizaciones de la concesionaria, el sistema debe ser capaz de compensar estos 63.89 kVAR.

Capacidad de Compensación de los Inversores

Se han seleccionado 2 inversores SMA Sunny HighPower PEAK3 125-US. La ficha técnica del fabricante especifica su capacidad de operación en los 4 cuadrantes, permitiendo ajustar el factor de potencia.

En un escenario típico de operación diurna, si el sistema fotovoltaico está generando, por ejemplo, el 80% de su potencia activa nominal, la capacidad remanente para inyección de reactivos se calcula como:

$$Q_{regulacion} = \sqrt{S_{nominal}^2 - P_{disponible}^2} \quad (5.11)$$

Donde:

$Q_{regulacion}$: Potencia reactiva de regulación [kVAR]

$S_{nominal}$: Potencia aparente nominal [kVA]

$P_{disponible}$: Potencia activa disponible [kW]

Considerando que el equipo posee una potencia aparente nominal de 250 kVA y una regulación de 0,8, se determina que la potencia disponible será de 200 KW. Empleando la ecuación 5.10 se halla que la potencia de regulación será de 150 kVAR.

Tecnología de compensación utilizada

La compensación se realizará mediante la función "Q on Demand 24/7" integrada en la tecnología de los inversores SMA. Esta función utiliza el puente rectificador controlado por PWM y el bus de condensadores de CC del inversor para actuar como un STATCOM (Compensador Estático Var). Esto permite que los inversores suministren la energía reactiva necesaria (63,89 kVAR) instantáneamente sin necesidad de bancos de

condensadores externos, manteniendo el factor de potencia del taller controlado ($FP = 0,96 - 1,00$) incluso durante la noche o en momentos de baja irradiancia, utilizando una pequeña fracción de energía de la red para mantener energizado el bus DC interno.

La capacidad de compensación del sistema (150 kVAR) supera ampliamente la demanda reactiva del taller (63,89 kVAR), garantizando una operación eficiente y libre de cargos por energía reactiva.

5.4. Excedentes de producción fotovoltaica

La energía consumida por el taller no es constante en todos los meses año, principalmente debido a la cantidad de días que posee cada mes, es decir, en febrero la energía consumida será menor a la energía consumida en agosto, dado que el primer mes tiene solo 28 días. Por otro lado, la energía producida por el sistema fotovoltaico tampoco se mantendrá constante, algo evidente si analizamos que, por ejemplo, en febrero las HSP son de 5,97 h, mientras que en agosto son 7,04.

En el punto 5.2.4 se concluye que serán requeridos 480 paneles fotovoltaicos pues este es el requerimiento en el mes de enero, sin embargo, como se muestra en la tabla 18, en el resto de los meses no se requiere tantos paneles. A pesar de esto, no es posible tener una cantidad de paneles diferentes a lo largo de los meses, por lo que es evidente que habrá energía que se genere en exceso en varios meses del año.

Tabla 27
Generación, consumo y excedentes de energía

Periodo	Días	Energía	Energía	Energía	Energía	Energía	Energía
		diaria	mensual	Requerida	Requerida	excedente	excedente
		generada	generada	diaria	mensual	diaria	mensual
		[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	31	1375,33	42635,121	1236,97	38346,18	138,35	4288,94
Febrero	28	1380,54	38655,211	1236,97	34635,26	143,57	4019,95
Marzo	31	1477,65	45807,277	1236,97	38346,18	240,68	7461,09
Abril	30	1548,78	46463,475	1236,97	37109,21	311,81	9354,26
Mayo	31	1518,88	47085,403	1236,97	38346,18	281,91	8739,22
Junio	30	1453,16	43594,840	1236,97	37109,21	216,19	6485,63
Julio	31	1485,91	46063,297	1236,97	38346,18	248,94	7717,11
Agosto	31	1609,52	49895,134	1236,97	38346,18	372,55	11548,95
Setiembre	30	1643,78	49313,399	1236,97	37109,21	406,81	12204,19
Octubre	31	1650,32	51159,773	1236,97	38346,18	413,34	12813,59
Noviembre	30	1606,66	48199,902	1236,97	37109,21	369,69	11090,69
Diciembre	31	1493,07	46285,133	1236,97	38346,18	256,10	7938,95

Nota. Los valores presentados se obtienen de la tabla 18, considerando los días de operación por mes.

Se concluye que anualmente se generara 103,662 MWh como energía excedente, dado que la generación superara a la energía requerida para el funcionamiento del taller.

5.5. Modelamiento de sistema de generación fotovoltaica en PVsyst

5.5.1. Configuraciones del proyecto

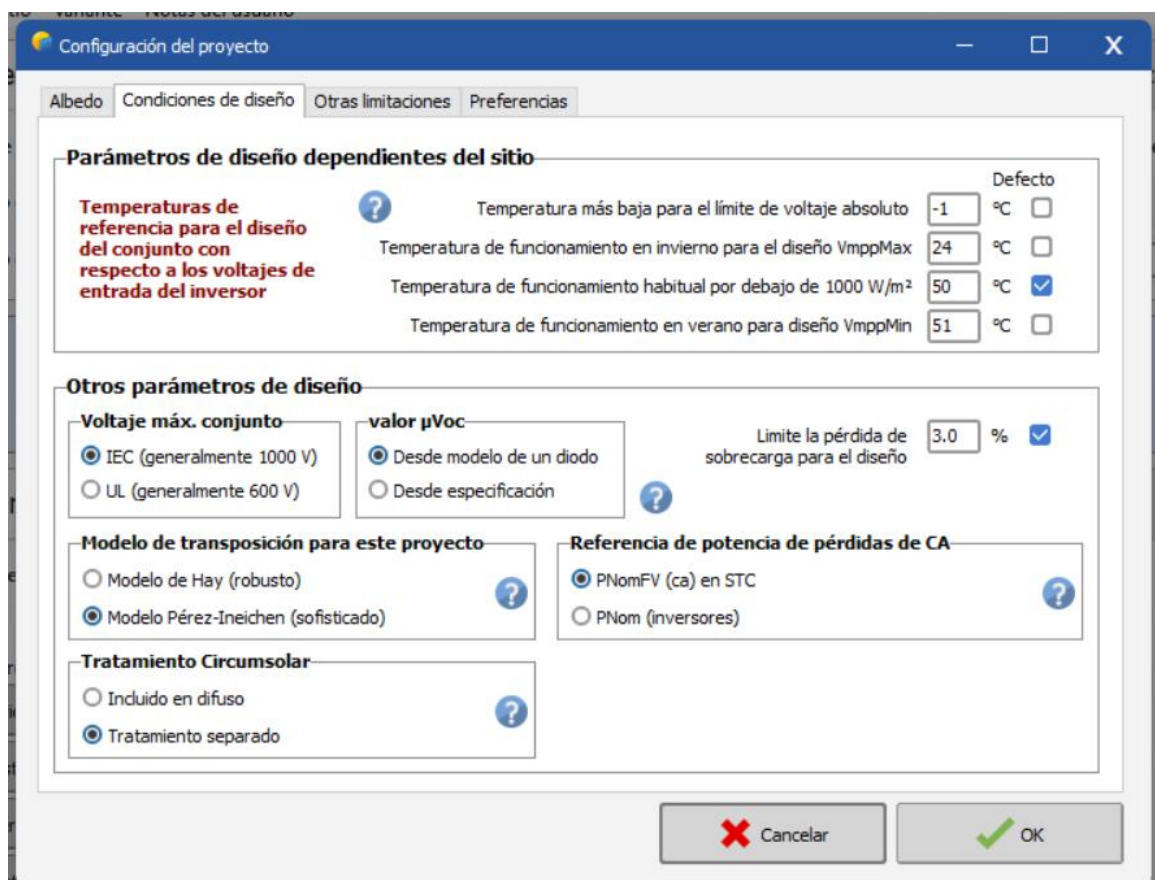
Las configuraciones del proyecto se refieren básicamente a las condiciones del sitio, principalmente a las temperaturas que se experimentaran en la zona de estudio. El software requiere que se ingrese 3 temperaturas.

- **Temperatura más baja para el límite de voltaje absoluto:** Hace referencia a la temperatura en la que el valor del voltaje adquirirá su mayor valor, dado que a menor temperatura se tendrá un mayor voltaje. Este parámetro sirve para un correcto dimensionamiento del inversor. Según la tabla 12 ese valor será de $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- **Temperatura de funcionamiento en invierno para el diseño V_{mppMax} :** Hace referencia a la mínima temperatura que se tendrá en los paneles fotovoltaicos, la cual se dará en el mes con menor temperatura. Según la tabla 12 el valor será de $24\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- **Temperatura de funcionamiento en verano para diseño V_{mppMin} :** Representa a la máxima temperatura que se tendrá en los paneles fotovoltaicos. Esta según la tabla 14 tomara el valor de $51\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Estos tres valores de temperatura serán ingresados en el software, para el correcto dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.

Figura 5

Configuración del proyecto PVsyst



Configuración del proyecto

Albedo Condiciones de diseño Otras limitaciones Preferencias

Parámetros de diseño dependientes del sitio

Temperaturas de referencia para el diseño del conjunto con respecto a los voltajes de entrada del inversor

Temperatura más baja para el límite de voltaje absoluto -1 °C ☐ Defecto

Temperatura de funcionamiento en invierno para el diseño VmppMax 24 °C ☐

Temperatura de funcionamiento habitual por debajo de 1000 W/m² 50 °C ☒

Temperatura de funcionamiento en verano para diseño VmppMin 51 °C ☐

Otros parámetros de diseño

Voltaje máx. conjunto

☒ IEC (generalmente 1000 V)

☐ UL (generalmente 600 V)

valor μVoc

☒ Desde modelo de un diodo

☐ Desde especificación

Limite la pérdida de sobrecarga para el diseño 3.0 % ☒

Modelo de transposición para este proyecto

☐ Modelo de Hay (robusto)

☒ Modelo Pérez-Ineichen (sofisticado)

Referencia de potencia de pérdidas de CA

☒ PNomFV (ca) en STC

☐ PNom (inversores)

Tratamiento Circumsolar

☐ Incluido en difuso

☒ Tratamiento separado

Cancelar OK

Nota. La temperatura de 50°C es dada por defecto y no interviene en el cálculo.

5.5.2. Establecimiento de sitio geográfico

Para elaborar la simulación el software tiene una base de datos de varios países del mundo, además de sus respectivas bases de datos. Para el caso de estudio se tendrá que crear una nueva zona geográfica, para lo que se ingresara las coordenadas del sitio, que son una latitud de -17,0448 y longitud de -70,7464.

Figura 6
Parámetros geográficos del sitio

	Decimal	Grad. Min. Seg.	
Latitud	-17.0448	-17 2 41	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	-70.7464	-70 44 47	(+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
Altitud	3500	M por encima del nivel del mar	
Zona horaria	-5.0	Corresponde a una diferencia promedio	
		Hora Legal - Hora Solar = 0h-16m	

Nota. Se introducirán las coordenadas, elevación y zona horaria del punto de estudio ya que este no se encuentra en la base de datos por defecto del programa.

Se requiere también que se ingrese los datos de irradiación solar y temperatura, para lo que se recurrirá a la tabla 4, tomando los valores de las horas solares pico, pues por concepto sabemos que numéricamente este valor es equivalente a la irradiación en $\text{kW/m}^2/\text{día}$ y a la tabla 12 para introducir los valores promedio de temperatura.

Figura 7
Irradiación solar y temperatura promedio de la zona

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Temperatura °C
Enero	6.67	12.4
Febrero	6.44	12.2
Marzo	6.51	11.9
Abril	6.27	12.0
Mayo	5.62	11.0
Junio	5.13	10.5
Julio	5.34	10.9
Agosto	6.22	11.2
Septiembre	7.02	12.5
Octubre	7.71	13.7
Noviembre	8.05	13.7
Diciembre	7.57	14.2
Año ?	6.55	12.2

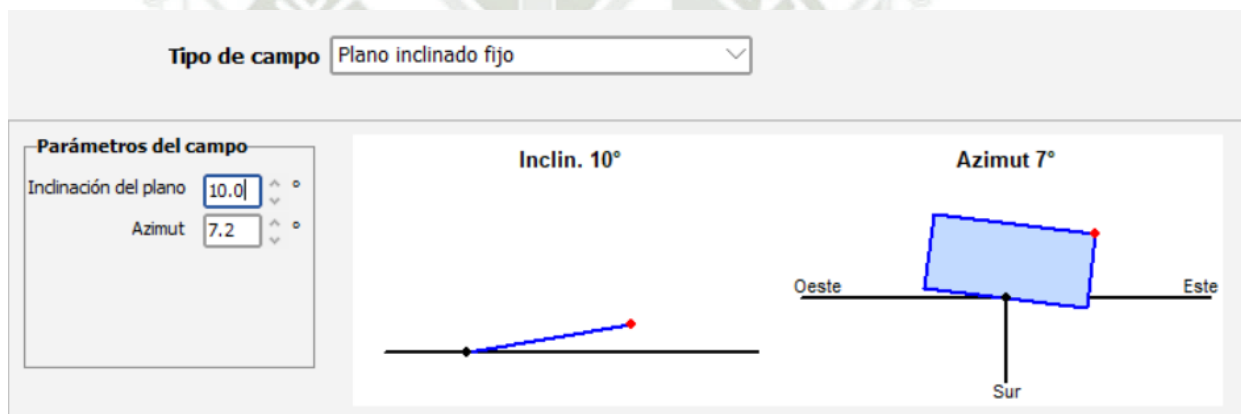
Nota. Se debe ingresar los valores para llevar a cabo la simulación con la información más reciente y fiable posible, ya que la base de datos del software por defecto se encuentra desactualizada.

5.4.3. Orientación e inclinación

Como se explicó en el punto 4.6. la orientación será con un azimut de 7° y la inclinación de los paneles será de 10° . El ingreso de estos valores será mediante el modelado del arreglo de paneles en el software PVsyst, en donde se asigna a la orientación e inclinación antes mencionados. Esto debido a que el arreglo de paneles fotovoltaicos no será solo de un tipo, sino se tendrán varios agrupamientos de manera en que estos se adecuen a la configuración existente de la estructura y cobertura del taller.

Figura 8

Orientación del proyecto PVsyst



5.4.4. Definición del sistema de red

Esta definición abarca la selección del inversor y los paneles. Para esto se recurre a los valores hallados en el apartado 5.2. Los valores para ingresar son el tipo de panel a emplear, la cantidad de grupos en serie y paralelo y el tipo de inversor a emplear.

Figura 9
Definición del sistema PVsyst

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto

Nombre: Oriente: **Plano inclinado fijo** Inclinación: **10°** Azimut: **7°**

Ayuda de pre-dimensionamiento

☒ Sin dimensionamiento Potencia planeada: kWp ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV

Disponibles ahora: Filtro: Futurasun:

☐ Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (51°C) **37.6 V**
Voc (-1°C) **53.7 V**

Seleccione el inversor

Disponibles ahora: Voltaje de salida: 480 V Tri 60Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz

SMA:

Núm. de inversores: ☒ Voltaje de funcionamiento: **684-1500 V** Poder global inversor: **250 kWca**
Voltaje máximo de entrada: **1500 V**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: ☐ entre 19 y 27
Núm. cadenas:

Perdida sobrecarga: **0.3 %**
Proporción Pnom: **1.06**

Condiciones de operación

Vmpp (51°C) **752 V**
Vmpp (24°C) **835 V**
Voc (-1°C) **1074 V**

Irradia. plano: **1000 W/m²**
Impp (STC) **313 A**
Isc (STC) **334 A**
Isc (en STC) **334 A**

☐ Máx. en datos ☒ STC
Potencia de funcionamiento máx. **281 kW**
(en 1170 W/m² y 50°C)

Núm. de módulos 480 Área 1241 m² **Potencia nom. conjunto (STC) 264 kWp**

Nota. Dado que la distribución de los paneles será con un modelado 3D se escogerá la opción “sin dimensionamiento” en el apartado de Ayuda de pre-dimensionamiento.

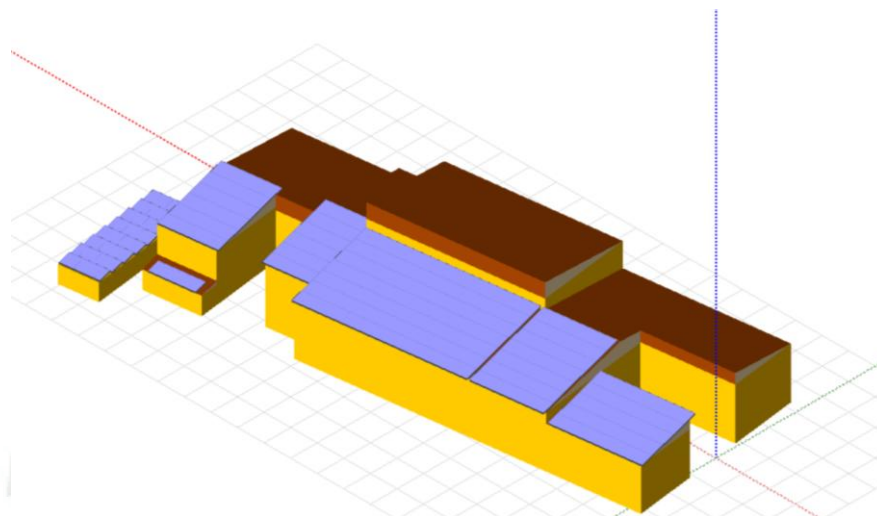
Se aprecia en la ventana inferior derecha de la figura 9 que todas las variables del sistema están de color verde, lo que indica que la selección de equipos es correcta.

5.4.5. Distribución de paneles fotovoltaicos.

Para graficar la distribución de los paneles en el taller se realiza un modelado en tres dimensiones del taller, para luego ubicar sobre su estructura los paneles fotovoltaicos.

Figura 10

Construcción de escena de sombreado PVsyst



Nota. El modelado del taller con el montaje de los paneles fotovoltaicos es necesario para considerar sombras que se generaran en los paneles.

Una vez modelada la distribución de paneles y el taller, se puede llevar a cabo una simulación que mostrara la trayectoria del sol a lo largo del día, logrando identificar las sombras generadas y poder realizar un cálculo más preciso de la generación.

5.4.6. Resultados de simulación en PVsyst

La simulación en este software nos permite apreciar el comportamiento del sistema a lo largo del año, tanto en la generación como en el rendimiento.

Figura 11

Resultados principales PVsyst

Resultados principales			
Producción del sistema	550 MWh/año	Prod. normalizada	5.71 kWh/kWp/día
Prod. específica	2083 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	1.00 kWh/kWp/día
Proporción de rendimiento	0.840	Pérdidas del sistema.	0.09 kWh/kWp/día

Respecto a la generación de energía se obtiene un cuadro que muestra los valores para cada mes del año, luego de analizar las pérdidas a lo largo del sistema.

Figura 12
Resultados principales disgregados PVsyst

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	206.8	72.41	12.36	198.8	185.1	43967	43295	0.825
February	180.3	62.37	12.21	178.3	168.4	39949	39340	0.836
March	201.8	68.75	11.91	207.4	198.0	47011	46293	0.845
April	188.1	48.23	12.00	202.9	194.5	45980	45272	0.845
May	174.2	51.63	10.99	195.5	187.8	45037	44365	0.860
June	153.9	40.51	10.48	176.8	169.6	41019	40420	0.866
July	165.5	49.03	10.90	187.1	179.5	43185	42546	0.861
August	192.8	50.36	11.16	211.5	203.7	48592	47856	0.857
September	210.6	60.15	12.45	220.9	211.8	49797	49033	0.841
October	239.0	65.57	13.68	240.4	229.8	53230	52407	0.826
November	241.5	70.53	13.68	234.7	222.2	51531	50735	0.819
December	234.7	74.17	14.22	224.2	208.9	48991	48250	0.815
Year	2389.3	713.73	12.17	2478.5	2359.2	558288	549812	0.840

Nota. La energía de la red (E_Grid) hace referencia a aquella que se ingresara al taller para poder cubrir la carga seleccionada.

De la figura mostrada se aprecia que la generación del arreglo total será de 549812 kWh anuales.

5.5. Comparación de valores teóricos y modelo PVsyst

Con los datos de la tabla 27 y los entregados por el software PVsyst se procede a realizar la comparación.

Tabla 28
Comparación en generación de energía

Periodo	Energía generada según calculo teórico	Energía generada según PVsyst
	[kWh]	[kWh]
Enero	42635,12	43295
Febrero	38655,21	39340
Marzo	45807,28	46293
Abril	46463,48	45272
Mayo	47085,40	44365
Junio	43594,84	40420
Julio	46063,30	42546
Agosto	49895,13	47856
Septiembre	49313,40	49033
Octubre	51159,77	52407
Noviembre	48199,90	50735
Diciembre	46285,13	48250

Nota. Se realiza con los resultados obtenidos en el punto 5.2 y aquellos extraídos del software PVsyst.

De la tabla 28 podemos concluir que en el cálculo del punto 5.2 se obtiene como energía generada la cantidad de 555,16 MWh anuales, mientras que en el modelo en PVsyst indica el valor de 549,81 MWh.

La diferencia entre estos dos valores radica en la presencia de sombras. Como se menciona en el punto 5.2.3 las perdidas por sombreado tienen un máximo de 3%, y para el cálculo se asumió solo un 1%, sin embargo, el software es capaz de analizar el

sombreado que genera la misma estructura del taller e incluso las generadas por los propios paneles, asignando así un porcentaje mayor al considerado y generado esa diferencia en los cálculos.

Si queremos cuantificar el porcentaje de error considerando que el valor más cercano a la realidad será el de la simulación podemos emplear la siguiente formula.

$$\%E = \frac{|E_{exacta} - E_{aproximada}|}{E_{exacta}} \quad (5.12)$$

Donde:

$\%E$: Variación de energía [%]

E_{exacto} : Energía generada según PVsyst [kWh]

$E_{aproximado}$: Energía generada según calculo [kWh]

Al emplear la ecuación 5.12 se obtiene que la variación será del 0,97%, valor que demuestra que tanto el cálculo teórico como el del software representan valores muy cercanos.

5.6. Dimensionamiento del sistema de generación de hidrógeno

5.6.1. Generador de hidrógeno

El equipo de generación de hidrógeno será alimentado por los excedentes de generación fotovoltaica explicado en el punto 5.4. El equipo seleccionado será el generador de hidrógeno modelo C10 de la marca Nel, que funciona con un sistema PEM electrolyser. Las características técnicas del equipo se describen a continuación.

Tabla 29
Características generales de generado de hidrogeno

Característica	Valor
Producción	10 Nm ³ /h
Presión salida	30 bar
Potencia de generación	6,2 kWh/m ³
Dimensiones	2500 x 1200 x 2000 mm
Dimensiones	1700 x 1000 x 2000 mm
Tensión	480 V

Nota. Características del equipo generador de hidrógeno. Adaptado de *C series electrolyser. Nel Hydrogen*, por Nelhydrogen, 2018, <https://nelhydrogen.com/product/c-series-electrolyser/>

El equipo seleccionado como indica en la tabla 29 produce hidrógeno a una presión de 30 bar, sin embargo, a ser el hidrógeno un material con muy baja densidad este debe almacenarse a una presión superior. Convencionalmente esta oscila entre 200 a 700 bar, por lo que se requerirá de un equipo que comprima este gas.

5.6.2. Compresor de hidrógeno

Para la compresión de este gas se empleará el compresor modelo Mercure NanoLoc 22E 25-13 LM-L de la marca HAUG, cuyas características técnicas se citan a continuación.

Tabla 30
Características generales de compresor de hidrógeno

Característica	Valor
Presión entrada	24 bar
Presión salida máxima	350 bar
Caudal mínimo	7 Nm ³ /h
Caudal máximo	13 Nm ³ /h
Potencia de generación	5,5 kW
Dimensiones	500 x 800 x 472 mm

Nota. Características técnicas del compresor de hidrógeno a emplearse en conjunto con el generador de hidrógeno. Adaptado de *Hydrogen Compressors. Sauer Compressors*, por Haug, 2023, <https://www.sauercompressors.com/gases/technical-gases/hydrogen-compressors>

El compresor seleccionado cumple con admitir el flujo entregado por el generador en el punto 5.6.1. Para hallar la cantidad de hidrógeno que este emitirá es necesario recurrir a las siguiente formulas.

$$Q = Q_N * \left(\frac{P_N}{P}\right) * \left(\frac{T}{T_N}\right) \quad (5.13)$$

Donde:

- Q : Caudal [m³/h]
 Q_N : Caudal Normal [m³/h]
 P : Presión [bar]

P_N :	Presión normal [bar]
T :	Temperatura [K]
T_N :	Temperatura normal [K]

Las condiciones normales indican que se tiene una presión normal de 1 bar, y una temperatura normal de 273,15 K. También se puede determinar de la tabla 11 que la temperatura promedio es de 12,16°C, equivalente a 285,31 K. Además, se conoce que la presión de entrada al compresor será de 30 bar. Con estos datos y la ecuación 5.13 es posible indicar que el caudal de ingreso al compresor será de 0,348 m³/h.

Continuando con el cálculo, ahora para el compresor, tenemos que la presión de entrada es de 30 bar y la salida será calibrada para ser de 200 bar. Con esta variación de presión podemos concluir que el caudal de salida será definido por la siguiente expresión:

$$Q_{salida} = Q_{entrada} * \left(\frac{P_{entrada}}{P_{salida}} \right) \quad (5.14)$$

Donde:

Q_{salida} :	Caudal de ingreso al compresor [m ³ /h]
$Q_{entrada}$:	Caudal de salida del compresor [m ³ /h]
P_{salida} :	Presión de ingreso al compresor [bar]
$P_{entrada}$:	Presión de salida del compresor [bar]

Dado que el caudal de entrada al compresor hallado en el punto anterior es de 0,35 m³/h al emplear la ecuación 5.14 podemos determinar que el caudal de salida del compresor será de 5,22 x 10⁻² m³/h, o 52,23 L/h.

5.6.3. Sistema de Almacenamiento de Hidrógeno

Para el almacenamiento del hidrógeno comprimido a 200 bar, se ha seleccionado el uso de cilindros fabricados en Acero Inoxidable (Grado 316L) en lugar del acero al carbono convencional. Esta selección obedece a criterios técnicos y económicos críticos para la seguridad del taller:

- **Resistencia a la Fragilización por Hidrógeno:** El hidrógeno a alta presión tiene la capacidad de penetrar la estructura molecular de los metales, causando grietas y fallas repentinas, fenómeno conocido como hydrogen embrittlement. El acero inoxidable austenítico (316L) posee una estructura cristalina que resiste eficazmente esta difusión, a diferencia del acero al carbono que es altamente susceptible a fracturas bajo estas condiciones.
- **Pureza y Mantenimiento (OPEX):** El acero inoxidable elimina el riesgo de corrosión interna por la humedad residual, garantizando que el hidrógeno mantenga su pureza (>99.9%) para su uso en celdas de combustible o soldadura. Económicamente, aunque la inversión inicial (CAPEX) es mayor, se reducen drásticamente los costos operativos al eliminar la necesidad de recubrimientos internos periódicos y pruebas de integridad frecuentes que exigiría el acero al carbono.

Las características técnicas de los cilindros seleccionados se detallan a continuación:

Tabla 31
Características de tanque de almacenamiento de hidrogeno comprimido

Criterio	Descripción
Modelo	Hydrogen cylinder 20 L
Fabricante	Linde
Material	Acero Inoxidable 316L
Capacidad	20 Litros (Geométrica)
Presión de Llenado	200 bar
Válvula de Acople	W 21.80 x 1/14" LH

Nota. Datos técnicos según hoja de datos del fabricante Linde (2020).

5.6.4. Descripción Técnica del Proceso de Electrólisis PEM y Purificación

El núcleo del sistema de generación de hidrógeno verde se basa en la tecnología de Electrólisis de Membrana de Intercambio Protónico (PEM), utilizando el equipo seleccionado Nel Hydrogen Serie C-10. A diferencia de la electrólisis alcalina convencional, este proceso no utiliza electrolitos líquidos corrosivos (como KOH), sino un electrolito en estado sólido. A continuación, se detalla el proceso fisicoquímico y de purificación:

Suministro Energético Renovable: El sistema opera aprovechando el excedente de energía eléctrica generado por el campo fotovoltaico de 264 kWp. La energía eléctrica ingresa a la pila de celdas (stack) del electrolizador, proporcionando la diferencia de potencial necesaria para disociar la molécula de agua. El control de potencia del equipo modula la producción de hidrógeno en función de la disponibilidad de radiación solar

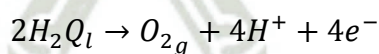
(rampas de subida/bajada rápidas), característica distintiva y ventajosa de la tecnología PEM frente a la alcalina al acoplarse con fuentes renovables intermitentes.

Membrana y Separación de Gases (El Electrolito): El componente crítico es la membrana polimérica sólida (generalmente basada en Nafion), que cumple una doble función:

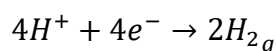
- **Conductor Protónico:** Actúa como el electrolito, permitiendo exclusivamente el paso de protones (H^+) desde el ánodo hacia el cátodo impulsados por el campo eléctrico.
- **Separador de Gases:** Actúa como una barrera física impermeable a los gases, impidiendo que el hidrógeno (H_2) generado en el cátodo se mezcle con el oxígeno (O_2) generado en el ánodo, garantizando la seguridad intrínseca del proceso y evitando la formación de atmósferas explosivas dentro de la celda.

Reacciones Electroquímicas: El agua desionizada de alta pureza se alimenta únicamente por el lado del ánodo, donde ocurren las siguientes semirreacciones:

- **En el Ánodo (Oxidación):** El agua se divide en oxígeno gaseoso, protones y electrones.



- **En el Cátodo (Reducción):** Los protones atraviesan la membrana y se recombinan con los electrones que llegan por el circuito externo para formar hidrógeno gaseoso.



Sistema de Purificación y Secado: El hidrógeno generado en el cátodo sale saturado de humedad (vapor de agua) y con trazas mínimas de oxígeno. Para cumplir con el estándar

de pureza requerido para aplicaciones industriales o celdas de combustible (Grado 5.0 o 99.999%), el equipo Nel C-10 integra una etapa de purificación post-generación:

- Separación de Fases: El gas pasa primero por un separador gravitacional donde el agua líquida arrastrada se condensa y recircula al sistema de entrada.
- Secado por Adsorción (TSA/PSA): El hidrógeno húmedo atraviesa columnas de secado con desecantes moleculares que retienen el vapor de agua residual.
- Deoxidación: Finalmente, el gas pasa por un reactor catalítico ("Deoxo") que elimina cualquier traza de oxígeno remanente, garantizando un punto de rocío bajo (-70°C) y una pureza final $>99.999\%$ antes de pasar a la etapa de compresión y almacenamiento.

5.6.5. Sistema de generación de hidrogeno verde

Para cuantificar la cantidad de hidrógeno a generarse partiremos desde la energía disponible anual para su alimentación. De la tabla 27 podemos concluir que la energía excedente generada será de 103662,57 kWh al año. Respecto a la potencia requerida esta será de 62 kW para el generador de hidrógeno y 5,5 kW para el compresor, como se muestra en las tablas 27 y 28 respectivamente. La potencia de este sistema será entonces de 67,5 kW.

Con la ecuación 5.1 es posible encontrar la cantidad de horas que el sistema funcionara de manera anual, el cual es de 1535,74 horas al año o 4,20 horas al día.

Los valores antes mencionados indican el máximo tiempo posible de generación del sistema para que su alimentación sea netamente de la generación fotovoltaica excedente, por lo que redondearemos el tiempo de uso del sistema a 4 horas de manera que se logre almacenar el hidrógeno en una cantidad entera de tanques. Siendo así se tiene los siguientes valores para el sistema de generación.

Tabla 32
Parámetros del sistema de generación de hidrógeno verde

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia generador	62,00	kW
Potencia compresor	5,50	kW
Horas diarias de funcionamiento	4	h
Cantidad de tanques diarios	10,00	-

Nota. Los valores mostrados provienen de las hojas de datos de los fabricantes presentadas en las tablas 29 y 30 así como los cálculos detallados líneas arriba.

Para definir el ciclo de trabajo del compresor se empleará la siguiente formula

$$CT = 100 * \left(\frac{t_f}{t_f + t_r} \right) \quad (5.15)$$

Donde:

CT : Ciclo de trabajo [%]

t_f : Tiempo de funcionamiento [min]

t_r : Tiempo de reposo [min]

Dado que el sistema elevará la presión del hidrógeno hasta 200 bares en 1,90 horas se buscará llevar a cabo esta operación en 4 periodos, cada uno de 48 minutos de funcionamiento.

Respecto al tiempo de reposo para el compresor este será de 72 minutos, definiendo así cada ciclo de compresión en 2 horas.

Al emplear la ecuación 5.15 podemos determinar que el ciclo del trabajo del compresor será de 40%.

Respecto a la distribución de estos ciclos de trabajo a lo largo del día, se iniciará el primer arranque a las 10:00 am, dado que a esta hora el personal ya se encuentra laborando en el taller y la radiación solar es alta, por ende, la generación fotovoltaica es óptima.

Tabla 33

Hora de funcionamiento, sistema de generación de hidrógeno verde

Hora inicio	Hora fin	Estado
10:00	10:48	Trabajo
10:48	12:00	Reposo
12:00	12:48	Trabajo
12:48	14:00	Reposo
14:00	14:48	Trabajo
14:48	16:00	Reposo

Nota. Los periodos de trabajo fueron elegidos de manera en que se abarque solo el horario de labores diarias del taller.

5.7. Conductores y canalizaciones

5.7.1. Conductores

Los conductores empleados se dividirán en dos tipos, los destinados al patio solar, es decir, que conducirá corriente continua y los destinados a los equipos inversores y de generación de hidrógeno, en corriente alterna.

Respecto a los conductores para corriente continua se optará por el cable H1Z2Z2-K, diseñado especialmente para sistemas fotovoltaicos.

Tabla 34
Características cable H1Z2Z2-K para corriente continua

Características	Descripción
Aislamiento	Compuesto reticulado libre de halógenos
Cubierta	Compuesto retardante de llama, reticulado, libre de halógenos
Voltaje	1500 VDC
Máximo Voltaje	6,5 kV
Tensión de prueba	1800 V
Temperatura de operación	-40°C a 90°C
Tipo de conductor	Clase 5
Marca	Eland Cables

Nota. El conductor H1Z2Z2-K se usará para el conexionado de los paneles hasta las cajas de conexión precias a los alternadores. Adaptado de *Photovoltaic PV H1Z2Z2-K. Cables para sistema fotovoltaicos*, por ELAND, 2017,

<https://www.elandcables.com/cables/photovoltaic-solar-h1z2z2-k-cable>

Respecto a los conductores para corriente alterna se opta por el conductor XHHW-2, que es ideal para ser montado en bandejas eléctricas y tuberías metálica.

Tabla 35
Características cable XHHW-2 para corriente alterna

Características	Descripción
Aislamiento	Polietileno reticulado retardante a la llama
Voltaje	600 V
Tipo de conductor	Clase 2
Temperatura máxima	90 °C
Conductor	Cobre
Marca	General Cable

Nota. Características del cable XHHW-2. Adaptado de *XHHW-2 CT High Speed. UL Type XHHW-2 CT Rated Single conductor*, por General Cable, 2024, <https://na.prysmian.com/xhbw-2-ct-high-speed-spec-5175>

Para el cálculo de la sección de los conductores se realizará la validación de la corriente admisible y la máxima caída de tensión permitida.

5.7.1.1. Corriente admisible

Primeramente, se encontrará la corriente de diseño, para lo cual se requiere conocer la tensión de trabajo, la potencia y el factor de potencia.

La ecuación para determinar la corriente de diseño es la siguiente:

$$I_d = \frac{P}{K * V_L * \cos \phi} * 1,25 \quad (5.16)$$

Donde:

I_d : Corriente de diseño [A]

P : Potencia Activa [W]

K : Factor por tipo de suministro [-]

V_L : Voltaje de línea [V]

$\cos \phi$: Factor de potencia [-]

Respecto al factor por tipo de suministro, este dependerá de si se trata de un equipo monofásico, bifásico o trifásico, siendo este 1 , $\frac{2}{3}\sqrt{3}$ o $\sqrt{3}$ respectivamente.

Para el caso de los circuitos en corriente alterna, la corriente de diseño es indicada en la tabla 36.

Tabla 36

Corriente de diseño en circuitos de corriente alterna

No. Circuito	Potencia [W]	Fases	FP	Tensión (V)	Id (A)	Calibre	
5951026-MCCA-001-F	132000	Trifásico	0,85	480,00	233,49	4/0	AWG
5951026-MCCA-002-F	132000	Trifásico	0,85	480,00	233,49	4/0	AWG
5951026-HG-001-F	62000	Trifásico	0,85	480,00	109,67	2	AWG
5951026-CP-003-F	5500	Trifásico	0,85	480,00	9,73	10	AWG

Nota. Calibres de conductores que cumplen con soportar la corriente de diseño. El menor calibre es 10 AWG por ser este el valor mínimo típico en unidades mineras para un cable de fuerza.

Para los circuitos de corriente continua se empleará la siguiente ecuación.

$$I_d = \frac{P}{V} * 1,25 \quad (5.17)$$

Donde:

I_d : Corriente de diseño [A]

P : Potencia [W]

V : Voltaje [V]

Al emplear la ecuación 5.17 se encuentra los calibres que soportaran la corriente de diseño.

Tabla 37

Corriente de diseño en circuitos de corriente continua

No. Circuito	Potencia [W]	Tensión (V)	Id (A)	Calibre	
5951026-GPF-001-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-002-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-003-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-004-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-005-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-006-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-007-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-008-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-009-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-0010-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-011-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-012-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-013-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2

5951026-GPF-014-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-015-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-016-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-017-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-018-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-019-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-020-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-021-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-022-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-023-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-GPF-024-F	11000	842,40	16,32	6,00	mm2
5951026-INV-001-F	132000	842,40	195,87	35,00	mm2
5951026-INV-002-F	132000	842,40	195,87	35,00	mm2

Nota. Se muestra los calibres de los conductores a emplear para el conexionado del patio solar.

5.7.1.2. Máxima caída de tensión permitida

Respecto a la caída de tensión, esta no deberá superar el valor de 2,5% del valor de la tensión de operación hasta el punto más alejado del equipo evaluado. Para hallar el porcentaje de caída de tensión se empleará la siguiente ecuación.

$$\%V = \frac{K_L * I_d * \rho * \frac{L}{S}}{V} \quad (5.18)$$

Donde:

$\%V$: Porcentaje de caída de tensión [V]

K_L :	Factor por tipo de suministro [-]
I_d :	Corriente de diseño [A]
ρ :	Resistividad del material [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]
L :	Longitud [m]
S :	Sección del conductor [mm^2]
V :	Tensión de operación [V]

Respecto al factor por tipo de suministro este tendrá el valor de 2 en caso se trate de un circuito en corriente directa y 1 en caso de corriente alterna.

Tabla 38

Porcentaje de caída de tensión

No. Circuito	Servicio	Potencia [W]	Tensión [V]	Id [A]	Longitud [m]	% Caída de tensión
5951026-GPF-001-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	73,66	0,85%
5951026-GPF-002-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	69,12	0,80%
5951026-GPF-003-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	64,59	0,74%
5951026-GPF-004-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	62,36	0,72%
5951026-GPF-005-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	62,16	0,72%
5951026-GPF-006-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	20,10	0,23%
5951026-GPF-007-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	61,83	0,71%
5951026-GPF-008-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	65,37	0,75%
5951026-GPF-009-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	67,80	0,78%
5951026-GPF-0010-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	71,20	0,82%

5951026-GPF-011-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	74,56	0,86%
5951026-GPF-012-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	80,79	0,93%
5951026-GPF-013-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	81,66	0,94%
5951026-GPF-014-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	85,04	0,98%
5951026-GPF-015-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	88,46	1,02%
5951026-GPF-016-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	91,88	1,06%
5951026-GPF-017-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	114,69	1,32%
5951026-GPF-018-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	122,14	1,41%
5951026-GPF-019-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	134,81	1,55%
5951026-GPF-020-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	125,99	1,45%
5951026-GPF-021-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	123,53	1,42%
5951026-GPF-022-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	138,73	1,60%
5951026-GPF-023-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	142,55	1,64%
5951026-GPF-024-F	Fotovoltaico	11000	842,40	16,32	135,59	1,56%
5951026-INV-001-F	Fotovoltaico	132000	842,40	195,87	2,50	0,06%
5951026-INV-002-F	Fotovoltaico	132000	842,40	195,87	2,50	0,06%
5951026-MCCA-001-F	Alimentador	132000	480,00	233,49	18,69	0,15%
5951026-MCCA-002-F	Alimentador	132000	480,00	233,49	18,68	0,15%
5951026-HG-001-F	Fuerza	62000	480,00	109,67	90,31	1,10%
5951026-CP-003-F	Fuerza	5500	480,00	9,73	85,77	0,59%

Nota. Los porcentajes de caída de tensión incluyen tanto las cargas en corriente continua como en corriente alterna.

5.7.2. Canalizaciones

Dado que la instalación se realiza en un taller se obedecerá la norma ANSI C80.1, que establece los requerimientos para una tubería eléctrica de acero rígido para el tendido de conductor eléctrico.

Toda tubería rígida será producida con un largo estándar de 10 pies (3,05 m), roscada en ambos lados y con un acople montado. Las tuberías tendrán un recubrimiento exterior superficial de zinc metálico u otro recubrimiento de protección contra la corrosión, con un espesor mínimo de 0,0008 pulgadas o 0,02 mm (ANSI, 2020).

Acerca del porcentaje de utilización de la tubería se tiene.

Tabla 39

Porcentaje de sección transversal de tuberías para conductores y cables

Cantidad de conductores y/o cables	Área transversal (%)
1	53
2	31
Más de 2	40

Nota. Porcentajes para dimensionar las canalizaciones. Tomado de *Código Nacional*, por NFPA, 2024.

La canalización para los circuitos de corriente alterna se enuncia en la tabla 40, y contendrán los conductores para los inversores y la alimentación del generador y del compresor de hidrógeno.

Tabla 40

Dimensionamiento de canalización rígida en circuitos de corriente alterna

Circuito	Sección de conductor		Cantidad de cables	Diámetro del conductor [mm]	Diámetro mínimo conduit [mm]	Diámetro comercial [in]
5951026-MCCA-001-F	4/0	AWG	4	16	50,60	2
5951026-MCCA-002-F	4/0	AWG	4	16	50,60	2
5951026-HG-001-F	2	AWG	4	9,91	31,34	1 1/4
5951026-CP-003-F	10	AWG	4	4,57	14,45	1

Nota. Los diámetros incluidos fueron extraídos de la norma ANSI C80.1 para fabricación de tuberías metálicas de acero galvanizado en caliente y normas ASTM B3 y UL para fabricación de conductor XHHW-2.

Respecto a la canalización para los circuitos de corriente continua estos serán dimensionados por la cantidad de circuitos que contengan en su interior y la sección de los cables, ya que a diferencia de los mostrados en la tabla 38 esta vez se tendrá canalización compartida por varios circuitos.

Tabla 41
Dimensionamiento de canalización rígida en circuitos de corriente continua

Cantidad de cables	Diámetro del conductor [mm]	Diámetro mínimo conduit [mm]	Diámetro comercial [in]
3	6,1	16,71	3/4
6	6,1	23,63	3/4
9	6,1	28,93	1
12	6,1	33,41	1
15	6,1	37,35	1 1/4
18	6,1	40,92	1 1/4
21	6,1	44,20	1 1/2
24	6,1	47,25	1 1/2
27	6,1	50,12	2
30	6,1	52,83	2
33	6,1	55,41	2
36	6,1	57,87	2

Nota. Los diámetros incluidos fueron extraídos de la norma ANSI C80.1 para fabricación de tuberías metálicas de acero galvanizado en caliente.

5.8. Conexionado

El sistema de generación fotovoltaico ha sido definido para cubrir la carga de 1236,97 kWh al día, que corresponde solo al 56.04% del consumo total del taller, por lo que el resto será alimentado de la red convencional, entonces la inyección de corriente deberá

hacerse a las barras principales de distribución para que pueda entregarse al mismo tiempo que la electricidad convencional.

5.8.1. Sistema en corriente continua.

Este incluye los paneles, las cajas de conexiones, elementos de protección y el conexasionado a la entrada de los inversores.

La selección de paneles ya se dio en el punto 5.2, por lo que se continua con las cajas de conexiones y elementos de protección necesarios.

Las cajas de conexión son dimensionadas de tal forma que permitan conectar cada uno de los 12 circuitos en paralelo instalados a lo largo del taller, y luego conectarlos con la entrada de cada inversor. Además, se considera un interruptor termomagnético para corriente continua, que permitirá desconectar los grupos de paneles del inversor.

Respecto a este interruptor sus características son las siguientes:

Tabla 42

Característica interruptor termomagnético para corriente continua

Características	Descripción
Modelo	YSM1-250Z
Marca	DC Solar Energy
Corriente de marco	250 A
Corriente nominal	125, 140, 160, 180, 200, 225, 250 A
Voltaje de trabajo	500, 750, 1000V

Nota. Características del interruptor a instalar en el gabinete. Adaptado de *YSM1 photovoltaic DC molded case circuit breaker*, por DC Solar Energy, 2021, <https://cdn.autosolar.pe/pdf/ficha-tecnica-7102090.pdf>

Para la conexión de los grupos de paneles se empleará dos barras, una para cada polo, cuyas características se muestran a continuación.

Tabla 43

Características de barra de cobre para conexiónado

Características	Descripción
Modelo	Barra cuponal 15%Cu/Vol 20x3
Marca	Bruker
Ancho	20 mm
Espesor	3 mm
Ampacidad	231 A
Peso	59,79 mm ²
Área	0,217 kg/m

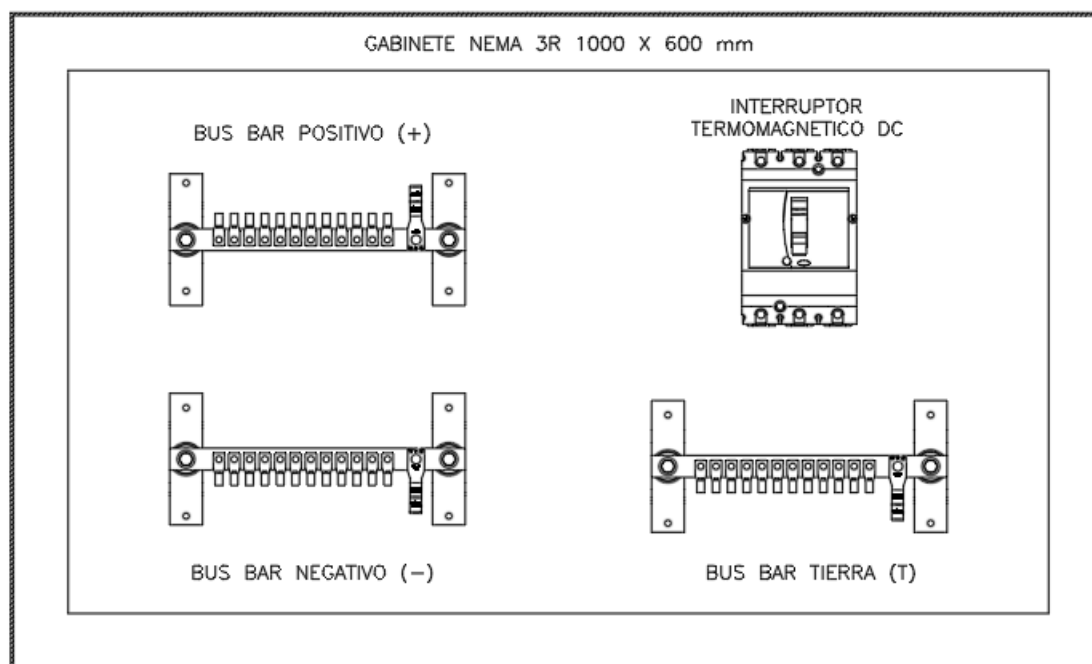
Nota. Características de la barra para distribución a montar en el gabinete. Adaptado de *Catálogo Barras de cobre. Bruker EST*, por Bruker, 2012,

<https://www.mgiingenieria.com/images/pdf/brucker/Catalogo-Barras-Bruker.pdf>

Para la distribución de los componentes se obedecerá a la figura 13.

Figura 13

Distribución de equipos en cajas de conexiones 5951026-JBP-001/002



Nota. Distribución de equipos en el interior de la caja de conexiones. Todos los equipos empleados soportan una tensión de trabajo mayor a 1 kV.

5.8.2. Sistema en corriente alterna

Inyección de corriente al centro de control de motores: Este sistema abarca desde la salida del inversor de corriente hasta las barras del centro de control de motores. Como se mencionó el taller será alimentado tanto por el sistema fotovoltaico como por la red eléctrica convencional.

La salida de cada inversor será cableada por el sistema de tuberías y bandejas hasta la parte superior del centro de control de motores 5951026-MCC-001, donde se conducirá el cableado hasta uno de sus cubículos libres.

En este cubículo se montarán dos dispositivos de protección termomagnéticos de tipo caja moldeada, detallados por la tabla 44, uno para cada inversor, de manera que se pueda aislar estos circuitos para algún mantenimiento.

Tabla 44

Característica ITM en corriente alterna para inversores

Características	Descripción
Modelo	XT3N 250 TMD 250-2500 3P
Marca	ABB
Corriente nominal	250 A
Fases	3
Voltaje de trabajo	690 V
Frecuencia	60 Hz

Nota. Características del interruptor termomagnético. Adaptado de *Breaker*

TMAX XT3N. ABB detail Produc por ABB, 2020,

<https://new.abb.com/products/es/1SDA068059R1/xt3n-250-tmd-250-2500-3p-f-f>

A la salida de los dos termomagnéticos montados se procede con el conexionado desde este punto hasta las barras de salida del centro de control de motores, es decir, las barras que salen por la parte superior del interruptor principal de 1600A.

Alimentadores de sistema de generación de hidrógeno: Este sistema será alimentado desde dos cubículos del CCM, del 4J alimentará al equipo generador de hidrógeno 5951026-HG-001 y del 4L alimentará al compresor de hidrógeno 5951026-CP-003.

Las alimentaciones de ambos cubículos vienen desde el sistema de barras en la parte trasera del CCM que a su vez es alimentado por el sistema fotovoltaico y por la red eléctrica en simultaneo.

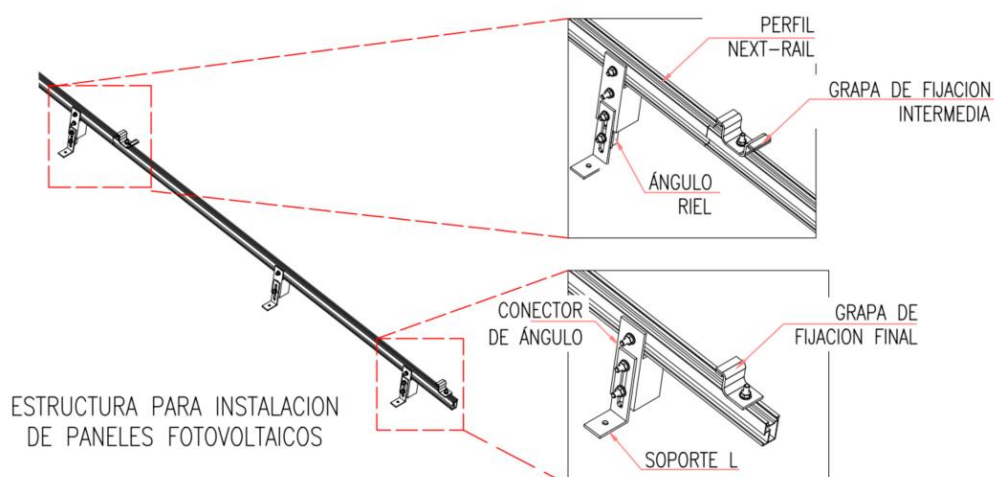
5.9. Montaje de paneles fotovoltaicos

El montaje de los paneles se hará sobre la cobertura de techo del taller, evitando así destinar áreas extensas a solo albergar paneles fotovoltaicos. La ubicación de las estructuras se plantea sobre las correas instaladas para soportar la cobertura, de tal forma que cada soporte descansa en estas.

Para poder montar los paneles se empleará elementos fabricados en aluminio, específicamente aquellos suministrados por la empresa Aluminext Solar.

Figura 14

Estructura para montaje de paneles fotovoltaicos



Nota. Todos los componentes señalados son suministrados por la empresa Aluminext Solar.

Respecto a la distribución de paneles a lo largo del taller se optó por instalar los mismos en 7 grupos, cada uno ubicado en un área específica del taller.

Figura 15
Distribución de paneles en taller


Nota. Los grupos de paneles serán montados sobre la cobertura.

La distribución de los grupos se da de la siguiente manera:

Tabla 45
Agrupación de arreglo de paneles en taller

Grupo	Distribución Horizontal	Distribución Vertical
PVA-01	14,00	5,00
PVA-02	11,00	7,00
PVA-03	26,00	7,00
PVA-04	7,00	6,00
PVA-05	9,00	6,00
PVA-06	7,00	1,00
PVA-07	6,00	8,00

Nota. La agrupación de paneles se estimó de acuerdo con las dimensiones de la cobertura del taller de mantenimiento.

CAPÍTULO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1. Costos de implementación

Para la implementación de la propuesta planteada en la presente tesis es necesario realizar la inversión para la compra de los equipos y materiales (suministro), así como los trabajos para la implementación (instalación).

En primer lugar, el suministro será de equipos y materiales. Por equipos se entiende a los paneles fotovoltaicos, inversores, generador de hidrógeno, compresor de hidrógeno y tanques de almacenamiento.

Tabla 46

Lista de equipos para la implementación del sistema.

Descripción	Cantidad	Unidad	PU (USD)	P. Total (USD)
Panel fotovoltaico FuturaSun			USD	USD
FU550M monocristalino	480,00	und	245,00	117'600,00
Inversor Sunny HighPower Peak3			USD	USD
125-US	2,00	und	10'500,00	21'000,00
Generador de hidrógeno C10			USD	USD
Series Nel PEM Electrolyser	1,00	und	103'000,00	103'000,00
Compresor de hidrógeno HAUG			USD	USD
Mercure NanoLoc 22E 25-13	1,00	und	100'000,00	100'000,00
LM-L			USD	USD
Hydrogen Cylinder 20L Linde	20,00	und	45,00	900,00

Por otro lado, por materiales se entiende a los cables eléctricos para corriente alterna, cables eléctricos para corriente continua, tuberías RGS para canalizar el cableado, conectores prensables para realizar el conexionado de los equipos, así como barras colectoras para las llegadas de los grupos de paneles indicados en el punto 5.8.1.

Tabla 47
Lista de materiales para la implementación del sistema.

Descripción	Cantidad	Unidad	PU (USD)	P. Total (USD)
Conductor unipolar H1Z2Z-K			USD	USD
calibre 6 mm ² , nivel de aislamiento 1500 V	6799,00	m	1,76	11'966,24
Conductor unipolar H1Z2Z-K			USD	USD
calibre 35 mm ² , nivel de aislamiento 1500 V	16,00	m	9,40	150,40
Conductor unipolar XHHW-2			USD	USD
calibre 4/0 AWG, nivel de aislamiento 600 V	156,00	m	11,00	1'716,00
Conductor unipolar XHHW-2			USD	USD
calibre 2 AWG, nivel de aislamiento 600 V	379,00	m	4,00	1'516,00
Conductor unipolar XHHW-2			USD	USD
calibre 10 AWG, nivel de aislamiento 600 V	360,00	m	1,50	540,00
Tubería 3/4" RGS galvanizada en caliente	51,00	m	4,68	238,68

Tubería 1" RGS galvanizada en caliente	55,00	m	USD 8,55	USD 470,25
Tubería 1 1/4" RGS galvanizada en caliente	42,00	m	USD 10,25	USD 430,50
Tubería 1 1/2" RGS galvanizada en caliente	12,00	m	USD 13,02	USD 156,24
Tubería 2" RGS galvanizada en caliente	60,00	m	USD 15,68	USD 940,80
Conectores de compresión 6mm ²	72,00	und	USD 0,51	USD 36,72
Conectores de compresión 35mm ²	4,00	und	USD 1,32	USD 5,28
Interruptor termomagnético YSM1-250Z DC solar energy 250 A, 1000 V	2,00	und	USD 42,00	USD 84,00
Barra de cobre con aisladores 250 mm	6,00	und	USD 2,10	USD 12,60
Cerramiento nema 3R 1000 X 600 mm	2,00	und	USD 250,00	USD 500,00
Cerramiento nema 3R 1300 X 1300 mm	2,00	und	USD 757,58	USD 1'515,16

En segundo lugar, se considera como instalación a todos aquellos trabajos que serán necesarios para el montaje, conexionado y puesta en marcha de los equipos enlistados en la tabla 46.

Tabla 48
Lista de partidas de instalación del sistema

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio total
Instalación de Panel fotovoltaico			USD	USD
FuturaSun FU550M monocristalino	480,00	und	80,00	38'400,00
Instalación de Inversor Sunny				
HighPower Peak3 125-US en			USD	USD
cerramiento nema 3R 1300 X 1300 mm	2,00	und	1'069,54	2'139,08
y montaje de gabinete				
Instalación de Generador de hidrógeno			USD	USD
C10 Series Nel PEM Electrolyser	1,00	und	1'306,33	1'306,33
Instalación de Compresor de hidrógeno			USD	USD
HAUG Mercure NanoLoc 22E 25-13	1,00	und	1'021,93	1'021,93
LM-L				
Tendido de conductor unipolar H1Z2Z-			USD	USD
K calibre 6 mm2, nivel de aislamiento	6799,00	m	12,07	82'063,93
1500 V				
Tendido de conductor unipolar H1Z2Z-			USD	USD
K calibre 35 mm2, nivel de aislamiento	16,00	m	18,13	290,08
1500 V				
Tendido de conductor unipolar XHHW-			USD	USD
2 calibre 4/0 AWG, nivel de aislamiento	156,00	m	33,93	5'293,08
600 V				

Tendido de conductor unipolar XHHW-			USD	USD
2 calibre 2 AWG, nivel de aislamiento	379,00	m	18,13	6'871,27
600 V				
Tendido de conductor unipolar XHHW-			USD	USD
2 calibre 10 AWG, nivel de aislamiento	360,00	m	12,07	4'345,20
600 V				
Montaje de tubería 3/4" RGS	51,00	m	31,37	1'599,87
galvanizada en caliente				
Montaje de tubería 1" RGS galvanizada	55,00	m	34,32	1'887,60
en caliente				
Montaje de tubería 1 1/4" RGS	42,00	m	37,94	1'593,48
galvanizada en caliente				
Montaje de tubería 1 1/2" RGS	12,00	m	41,56	498,72
galvanizada en caliente				
Montaje de tubería 2" RGS galvanizada	60,00	m	48,81	2'928,60
en caliente				

Según lo indicado en las tablas 46, 47 los costos de suministro ascienden a un monto de 362778,87 USD, mientras los costos por instalación según la tabla 48 serán de 150239,17 USD. En total la inversión requerida para la implementación será de 513 018,04 USD.

6.2. Costos Operativos y de Mantenimiento (OPEX)

Para la operación continua del sistema fotovoltaico y la planta de hidrógeno, se han considerado los costos de limpieza de paneles, mantenimiento de inversores y, específicamente, el suministro de agua tratada (desionizada) requerida para el proceso de electrólisis. El costo estimado de agua tratada limpieza y otros se presenta en la tabla 49.

Tabla 49
Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento Anuales

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo Total Anual
Limpieza de paneles	264	kW	\$18,00	\$4'752,00
Suministro de agua desionizada	27	m3	\$5,50	\$148,50
Insumos consumibles (filtros/resinas)	1	glb	\$350,00	\$350,00
Energía auxiliar de respaldo (Red)	1	glb	\$250,00	\$250,00

Nota. Elaboración propia considerando cotizaciones locales de servicios industriales.

6.3. Evaluación de Ingresos y Tarifa Eléctrica

El beneficio económico principal del proyecto reside en el ahorro por la energía dejada de consumir de la red comercial (ahorro en energía activa) y la reducción en cargos por potencia máxima.

Análisis de Tarifa Eléctrica: Si bien la tarifa "Cliente Libre" base se sitúa en torno a 0.066 USD/kWh, el Taller de Mantenimiento, al ser un usuario industrial, está sujeto a cargos adicionales por peajes de transmisión y potencia en horas punta. Para realizar una evaluación económica conservadora pero realista, se ha determinado una Tarifa de 0,075 USD/kWh. Este valor pondera el costo de la energía activa y los ahorros por reducción de demanda coincidente gracias al aporte solar.

Tabla 50
Ingreso futuro – Energía generada

Periodo	Días	Energía mensual generada [kWh]	Costo por kWh [USD]
Enero	31	42635,12	3197,63
Febrero	28	38655,21	2899,14
Marzo	31	45807,28	3435,55
Abril	30	46463,48	3484,76
Mayo	31	47085,40	3531,41
Junio	30	43594,84	3269,61
Julio	31	46063,30	3454,75
Agosto	31	49895,13	3742,14
Setiembre	30	49313,40	3698,50
Octubre	31	51159,77	3836,98
Noviembre	30	48199,90	3614,99
Diciembre	31	46285,13	3471,38

Nota. Para la elaboración de la tabla se considera un costo por energía de 0,075 USD/kWh.

Como otra fuente de retorno para la inversión se tiene el hidrógeno verde generado. Según la revista Hidrógeno verde, de España, el costo del kg de hidrógeno hacia el año 2023 era de 5 euros por kg en ese país, es decir, 5,68 dólares americanos. En el punto 4.6.2 se explicó que el flujo volumétrico del equipo compresor seria de $5,22 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{h}$, considerando que la densidad del hidrógeno a 200 bar y 15 °C es de 15,18 kg/m³ y el sistema trabajara 1,9 horas diarias nos resulta en que se generara 1,51 kg de hidrógeno

por día, lo que corresponde a un retorno de 8,56 USD diarios. Considerando esto se puede determinar que el retorno por generación de hidrógeno verde será de 3122,91 USD al año.

Tabla 51
Ingreso futuro – Hidrogeno

Parámetro	Valor
Caudal salida	0,05 m ³ /h
Presión salida	200,00 bar
Tiempo de funcionamiento	1,90 h
Densidad del hidrógeno (200 bar 15°C)	15,18 kg/m ³
Masa de hidrógeno diaria (200 bar y 15°C)	1,51 kg
Costo de Kg de hidrógeno a 200 bar	5,68 dólares
Valor de reintegro diario	8,56 dólares
Valor de reintegro anual	3122,91 dólares

Nota. La estimación de precio se realiza según costo de este material en España para el año 2023.

6.4. Análisis de inversión

Para determinar si el proyecto es viable se realiza en cálculo de dos indicadores financieros, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). En los puntos 5.1 y 5.2 se estableció la inversión total a realizar y los costos de operación anuales, y en el punto 5.3 se halló el ingreso futuro luego de la instalación. Como parámetros adicionales para el análisis de la inversión se establece una tasa de rentabilidad del 6,23% (establecida como la máxima tasa de interés promedio para depósitos a plazo fijo en Perú en el año 2025 según la SBS) y un periodo de evaluación de la inversión de 20 años.

- **Cálculo del Valor Actual Neto:** La metodología de análisis consistirá en tomar en cuenta la inversión total, los costos de operación y los ingresos generados para así hallar el flujo anual. Una vez hallado este valor se aplica la siguiente formula:

$$VAN = \frac{A}{(1 + i)^t} \quad (6.1)$$

Donde:

VAN: Valor actual neto [USD]
A: Flujo en el periodo t [USD]
i: Tasa de descuento [%]
t: Periodo de flujo

Tabla 52

Cálculo del Valor Actual Neto

Periodo	Inversión [USD]	Costo de operación [USD]	Ingresos [USD]	Flujo [USD]	Valor actual [USD]
0	-513018,04			-513018,04	-513018,04
1		5500,50	44759,76	50260,26	47312,68
2		5500,50	44759,76	50260,26	44537,96
3		5500,50	44759,76	50260,26	41925,98
4		5500,50	44759,76	50260,26	39467,17
5		5500,50	44759,76	50260,26	37152,57
6		5500,50	44759,76	50260,26	34973,70
7		5500,50	44759,76	50260,26	32922,62

8	5500,50	44759,76	50260,26	30991,83
9	5500,50	44759,76	50260,26	29174,28
10	5500,50	44759,76	50260,26	27463,31
11	5500,50	44759,76	50260,26	25852,69
12	5500,50	44759,76	50260,26	24336,52
13	5500,50	44759,76	50260,26	22909,28
14	5500,50	44759,76	50260,26	21565,73
15	5500,50	44759,76	50260,26	20300,98
16	5500,50	44759,76	50260,26	19110,40
17	5500,50	44759,76	50260,26	17989,65
18	5500,50	44759,76	50260,26	16934,62
19	5500,50	44759,76	50260,26	15941,47
20	5500,50	44759,76	50260,26	15006,56

Nota. Resultado del estudio a una proyección de 20 años se halla un VAN de 52851,96 USD.

- **Cálculo de la tasa interna de retorno:** La metodología de este análisis consiste en hallar el valor de la tasa considerando un VAN de 0. Para esto se empleará la siguiente formula:

$$\sum_{t=0}^n \frac{A}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (6.2)$$

Donde:

TIR: Tasa interna de retorno [%]

A: Flujo en el periodo t [USD]

t : Período de flujo

Resultado de uso de la ecuación 6.2 obtenemos un TIR de 7,48%.

Dado que el VAN es un valor positivo y que el valor de la TIR es mayor que la tasa de rentabilidad se concluye que la propuesta planteada es económicamente viable con una proyección a 20 años.



CONCLUSIONES

- El transformador 5951026-LX-002 es el equipo con mayor consumo energético, que corresponde a 451,495 MWh anuales, siendo esto el 56,04% del consumo total del taller. El sistema fotovoltaico de 480 paneles FU550M de la marca FuturaSun y 2 inversores Sunny HighPower PEAK3 125-US de la marca SMA lograron generar 555,16 MWh logrando cubrir la totalidad anual de energía requerida.
- La simulación en el software PVsyst estima una generación de 549,81 MWh anuales, que lograra cubrir la totalidad de la carga requerida por el transformador 5951026-LX-002. Así mismo estos resultados representan una variación menor al 1% contrastados con la energía teórica generada de 555,16 MWh por lo que confirman el correcto dimensionamiento del sistema, la diferencia radica en la precisión del software para cuantificar las perdidas por sombras a lo largo del día
- El generador de hidrógeno C10 series de la marca NEL y el compresor Mercure NanoLoc 22E 25-13 LM-L de la marca HAUG logran llenar 10 tanques diarios de 20 L de hidrógeno a 200 bar de presión, requiriendo para esto un consumo energético anual de 103,66 MWh, el cual es el excedente de energía generado por el sistema solar fotovoltaico.
- La distribución de la totalidad de paneles requeridos se efectúa en la cobertura de techo y el estacionamiento del taller, evitando usar grandes extensiones adicionales de terreno.

RECOMENDACIONES

- Elaborar y ejecutar un programa de mantenimiento preventivo semestral enfocado en la inspección termográfica y la verificación del par de apriete (torque) en las borneras de las cajas de conexiones 5951026-JBP-001/002 y en las entradas de corriente continua de los inversores 5951026-INV-001/002, con el fin de detectar puntos calientes y prevenir fallas por arco eléctrico.
- Establecer un protocolo de limpieza bimensual (o de mayor frecuencia según la estacionalidad de lluvias) para la superficie de los 480 paneles fotovoltaicos, utilizando agua desmineralizada y sistemas de cepillado no abrasivo para mitigar las pérdidas por suciedad y garantizar que la eficiencia del sistema se mantenga cercana a los valores nominales de diseño.
- Evaluar la viabilidad técnica-económica de incorporar celdas de combustible (Fuel Cells) estacionarias en una segunda etapa del proyecto, las cuales permitirían reconvertir el hidrógeno almacenado en energía eléctrica durante la noche o en horas de baja radiación, reemplazando así el uso de generadores diésel de respaldo.
- Capacitar al personal técnico y operativo del taller en los protocolos de seguridad específicos para el manejo de hidrógeno a alta presión (200 bar) y sistemas eléctricos de corriente continua de alto voltaje (1500 Vcc), asegurando la integridad física de los operarios y la correcta manipulación de los nuevos activos energéticos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (2020). *Breaker TMAX XT3N*. Obtenido de ABB detail Product:
<https://new.abb.com/products/es/1SDA068059R1/xt3n-250-tmd-250-2500-3p-f-f>
- Ahmet Aktas, Y. (2021). Solar Hybrid System. *ScienceDirect*, 47-63.
- Airbus. (18 de Julio de 2024). *ZEROe*. Obtenido de Transición energética:
<https://www.airbus.com/en/innovation/energy-transition/hydrogen/zeroe>
- ANSI. (29 de Diciembre de 2020). *ANSI C80.1-2020*. Obtenido de American National Standard for Electrical Rigid Steel Conduit: https://www.nema.org/docs/default-source/standards-document-library/ansi_c80.1-2020-contents-and-scope576cd969-e6bd-429d-adbc-baeaf58eaab7.pdf?sfvrsn=2b385397_3
- Bruker. (3 de Octubre de 2012). *Catálogo Barras de cobre*. Obtenido de Bruker EST:
<https://www.mgiingenieria.com/images/pdf/bruker/Catalogo-Barras-Bruker.pdf>
- CIC Energigune. (17 de Mayo de 2022). *Métodos de producción de hidrógeno*. Obtenido de Producción de hidrógeno: <https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores>
- DC Solar Energy. (21 de Marzo de 2021). *YSM1 photovoltaic DC molded case circuit breaker*. Obtenido de DC Solar Energy: <https://cdn.autosolar.pe/pdf/ficha-tecnica-7102090.pdf>
- Díaz Cordobado, T. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. McGraw Hill. Obtenido de McGraw Hill education:
<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

Dyna. (3 de Abril de 2019). *Reducción de mineral de hierro con hidrógeno*. Obtenido de Ingenieria e industria: <https://www.revistadyna.com/noticias-de-ingenieria/la-reduccion-del-mineral-de-hierro-con-hidrogeno>

ELAND. (8 de Octubre de 2017). *Photovoltaic PV H1Z2Z2-K*. Obtenido de Cables para sistemas fotovoltaicos: <https://www.elandcables.com/cables/photovoltaic-solar-h1z2z2-k-cable>

Enagás. (2022). *HyDeal España*. Obtenido de Hub de hidrógeno renovable y competitivo integrado mas grande del mundo: <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/hydeal-hub-hidrogeno-renovable/>

FuturaSun. (23 de Febrero de 2022). *Placa Solar 550W [Ficha tecnica]*. Obtenido de SunFields Europe: <https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/productos/paneles-solares/futurasun/550w/>

Gasex. (26 de Julio de 2021). *Hidrogenacion de aceites y grasas*. Obtenido de Academia Gasex: <https://gasex.cl/oxigeno/hidrogenacion-de-aceites-y-grasas-objetivos-especificos/>

General Cable. (2 de Marzo de 2024). *XHHW-2 CT High Speed*. Obtenido de UL Type XHHW-2 CT Rated Single Conductor: <https://na.prysmian.com/xhbw-2-ct-high-speed-spec-5175>

Goswami, D. Y. (2014). *Principles of solar engineering*. Boca Raton: CRC Press.

Haug. (3 de Mayo de 2023). *Hydrogen Compressors*. Obtenido de Sauer Compressors: <https://www.sauercompressors.com/gases/technical-gases/hydrogen-compressors>

Iberdrola. (2018). *Transición energética*. Obtenido de Sostenibilidad: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/transicion-energetica>

IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Cost in 2020*. Abu Dhabi.

Knauf. (20 de Marzo de 2023). *Pilas de combustible de hidrógeno*. Obtenido de Knauf Industries: <https://knaufautomotive.com/es/pilas-de-combustible-de-hidrogeno-2/>

KROHNE. (2023). *Hidrocrackeo en la industria del petróleo y gas*. Obtenido de Industria del petróleo y gas: <https://cl.krohne.com/es/industrias/industria-del-petroleo-y-gas/refinacion-petroleo-y-gas/hidrocrackeo-en-la-industria-del-petroleo-y-gas>

Linde. (3 de Febrero de 2020). *Hydrogen Cylinder datasheet*. Obtenido de Linde gas: <https://www.linde-gas.fi/shop/en/fi-ig/hydrogen-cylinder-1404-1006>

Molina Monje, A., & Martínez, F. (Marzo de 2017). *Modelo de Generación Fotovoltaica*. Obtenido de Ministerio de Energía: <https://solar.minenergia.cl/downloads/fotovoltaico.pdf>

NASA. (31 de Diciembre de 2022). *Reporte climatológico [Reporte]*. Obtenido de Data Access Viewer: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

NASA. (31 de Diciembre de 2023). *Reporte climatológico horario [Reporte]*. Obtenido de Data Access Viewer: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Nasa Power Dav. (31 de Diciembre de 2023). *Reporte climatológico horario [Reporte]*. Obtenido de Data Access Viewer: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Nelhydrogen. (28 de Mayo de 2018). *C series electrolyser*. Obtenido de Nel Hydrogen: <https://nelhydrogen.com/product/c-series-electrolyser/>

NFPA. (2014). *Código Eléctrico Nacional*. Massachusetts.

Sapag Chain, N. &. (2014). *Preparación y evaluación de proyectos (6ª ed.)*. McGraw-Hil.

Schneider. (27 de Noviembre de 2018). *Curvas de disparo modular Acti9*. Obtenido de Schneider Electric: <https://www.se.com/pe/es/faqs/FA363567/>

Schneider. (17 de Junio de 2019). *El interruptor diferencial*. Obtenido de Blog de Schneider Electric: <https://blogespanol.se.com/normativa-energetica/2019/06/17/normativa-interruptores-diferenciales/>

SMA. (29 de Enero de 2019). *Sunny HighPower PEAK3 [Ficha tecnica]*. Obtenido de SMA solar Technology: <https://www.pvo-int.com/wp-content/uploads/2019/06/Datasheet-SHP100-150-20-EN.pdf>

Troncoso, F. (2021). *Induambiente*. Obtenido de Claves del hidrógeno verde.



ANEXOS

Anexo 1

Ficha técnica de panel fotovoltaico FU550M de marca FuturaSun

The image shows a solar panel with a silver frame and a blue monocrystalline surface. The panel is labeled 'Silk Plus' and 'PERC TECHNOLOGY INSIDE'. The FuturaSun logo is in the top right corner. Below the panel, the text '550 W 21,28 %' is displayed, with 'Potencia máxima' and 'Máxima eficiencia' underneath.

Silk[®] Plus

PERC | TECHNOLOGY INSIDE

550 W 21,28 %

Potencia máxima Máxima eficiencia

PRINCIPALES VENTAJAS Y CARACTERÍSTICAS



Potencia de 540 a 550 Watt



144 celdas M10 PERC half-cut



Marco plateado y backsheet blanco



Ideal para instalaciones comerciales e industriales



Cable largo de serie adecuado para configuraciones horizontales



2279 x 1134 x 35 mm

25 años de garantía del producto solo para Instaladores Certificados FuturaSun:

Garantía de rendimiento

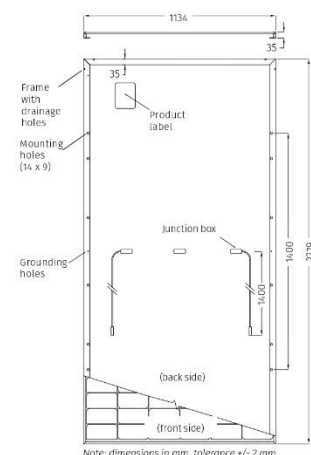
- Garantía de rendimiento de **25 años** con disminución de potencia máxima a partir del 2º año **0,4%/año**
- **99%** al final del primer año
- **92%** al final del 20º año
- **89%** al final del 25º año

Garantías de producto

- **25 años** de garantía del producto
- **Seguro de responsabilidad civil** por productos defectuosos
- Todos los módulos de FuturaSun están diseñados y garantizados por la sede **italiana**

Características técnicas

Dimensiones	2279 x 1134 x 35 mm
Peso	28,2 kg
Vidrio	Alta transmisión, bajo contenido de hierro, templado, ARC, espesor 3,2 mm
Celdas	144 celdas monocristalinas MBB PERC half-cut 182 x 91 mm
Marco	Aluminio anodizado con agujeros de fijación y de drenaje
Caja de conexiones	Certificada según la IEC 62790, IP 68, 3 diodos de bypass
Cables y conectores	Cable solar, largo 1400 mm o personalizado ensamblado con conectores compatibles de 4 mm ²
Backsheet	Película compuesta multicapa - blanco
Corriente inversa máxima (I _r)	25 A
Tensión máxima del sistema	1000 V (1500 V a petición)
Carga máxima (nieve)	Carga de diseño: 3600 Pa, (5400 Pa factor de seguridad 1,5 incluido)
Carga máxima (viento)	Carga de diseño: 1600 Pa, (2400 Pa factor de seguridad 1,5 incluido)



Características eléctricas - STC*

		FU 540 M	FU 545 M	FU 550 M
Tolerancia de clasificación	W		0/+5	
Potencia del módulo (P _{max})	V	540	545	550
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	A	49,66	49,81	49,96
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	V	13,77	13,84	13,91
Tensión de máxima potencia (V _{mpp})	A	41,8	41,96	42,12
Corriente de máxima potencia (I _{mpp})	%	12,92	12,99	13,06
Eficiencia del módulo	%	20,89	21,09	21,28

Características eléctricas - NOCT**

		FU 540 M	FU 545 M	FU 550 M
Potencia del módulo (P _{max})	W	407	411	415
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	V	46,53	46,65	46,78
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	A	11,05	11,09	11,13
Tensión de máxima potencia (V _{mpp})	V	39,03	39,26	39,49
Corriente de máxima potencia (I _{mpp})	A	10,43	10,47	10,51

Características operativas

Coefficiente de temperatura I _{sc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura V _{oc}	%/°C	-0,27
Coefficiente de temperatura P _{max}	%/°C	-0,35
NOCT**	°C	45
Temperatura de funcionamiento	°C	de -40 a +85

Certificaciones

Fábrica	ISO 9001 - 14001 - 45001
Producto	IEC EN 61215 - IEC EN 61730 Class 1 UN19177, IEC EN 61701, IEC EN 62716, MCS

Embalaje

Cantidad / palé	31 pzas
Contenedor 40' HC	620 pzas/ 20 palés

The information included in this module datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this module datasheet. Please refer to the appropriate module user guide and module product specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

*Standard Test Conditions STC: 1000 W/m² - AM 1.5 - 25 °C - tolerance: P_{max} (±3%), V_{oc} (±4%), I_{sc} (±5%)
 **Nominal Operating Cell Temperature NOCT: 800 W/m² - T=45 °C - AM 1.5

ES_00



Riva del Pasubio 14, 35013 Cittadella, PD, Italia
 +39 049 5979802 | info@futuresun.it | futuresun.com



Para obtener información detallada, consulte el [manual de instalación](#) ➔

Anexo 2

Ficha técnica de inversor de corriente Sunny HighPower PEAK3 125-US de la marca SMA



SUNNY HIGHPOWER PEAK3 125-US / 150-US

SHP 125-US-20 / SHP 150-US-20



SUNNY HIGHPOWER

Cost effective • Modular architecture reduces BOS and maximizes system uptime • Compact design and high power density maximize transportation and logistical efficiency	Maximum flexibility • Scalable 1,500 VDC building block with best-in-class performance • Flexible architecture creates scalability while maximizing land usage	Simple install, commissioning • Ergonomic handling and simple connections enable quick installation • Centralized commissioning and control with SMA Data Manager	Highly innovative • SMA Smart Connected reduces O&M costs and simplifies field-service • Powered by award winning ennexOS cross sector energy management platform
---	--	---	---

SUNNY HIGHPOWER PEAK3 125-US / 150-US

A superior modular solution for utility power plants

The new Sunny Highpower PEAK3 is SMA's latest addition to a comprehensive portfolio of utility solutions. This 1,500 VDC inverter offers high power density in a modular architecture that achieves a cost-optimized solution for utility-scale PV integrators. With fast, simple installation and commissioning, the Sunny Highpower PEAK3 is accelerating the path to energization. SMA has also brought its field-proven Smart Connected technology to the PEAK3, which simplifies O&M and contributes to lower lifetime service costs. The PEAK3 utility system solution is powered by the ennexOS cross sector energy management platform, 2018 winner of the Intersolar smarter E AWARD.

Technical Data *	Sunny Highpower PEAK3 125-US	Sunny Highpower PEAK3 150-US
Input (DC)		
Maximum array power	187500 Wp STC	225000 Wp STC
Maximum system voltage	1500 VDC	
MPP voltage range	710 V ... 1425 V	855 V ... 1425 V
MPP trackers	1	
Maximum operating input current	180 A	
Maximum input short-circuit current	325 A	
Output (AC)		
Nominal AC power	125000 W	150000 W
Maximum apparent power	125000 VA	150000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-PE	
Nominal AC voltage	480 V	600 V
Compatible transformer winding configuration	Wye-grounded	
Maximum output current	151 A	
Rated grid frequency	60 Hz	
Grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +6 Hz	
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading ... 0.0 lagging	
Harmonics (THD)	<3%	
Efficiency		
CEC efficiency (preliminary)	98.5 %	98.5 %
Protection and safety features		
Ground fault monitoring: Riso / Differential current	● / ●	
DC reverse polarity protection	●	
AC short circuit protection	●	
Monitored surge protection (Type 2): DC / AC	● / ●	
Protection class / overvoltage category (as per UL 840)	I / IV	
General data		
Device dimensions (W / H / D)	770 / 830 / 444 mm (30.3 / 32.7 / 17.5 in.)	
Device weight	85 kg (185 lbs)	
Operating temperature range	-25°C ... +60°C (-13°F ... +140°F)	
Storage temperature range	-40°C ... +70°C (-40°F ... +158°F)	
Audible noise emission (full power @ 1m and 25°C)	< 65 dB(A)	
Internal consumption at night	< 5 W	
Topology	Transformerless	
Cooling concept	OptiCool (forced convection, variable speed fans)	
Enclosure protection rating	Type 4X (as per UL 50E)	
Maximum permissible relative humidity (non-condensing)	100%	
Additional information		
Mounting	Rack mount	
DC connection	Terminal lugs - up to 600 kcmil CU/AL	
AC connection	Screw terminals - up to 300 kcmil CU/AL	
LED indicators (Status/Fault/Communication)	●	
SMA Speedwire (Ethernet network interface)	● [2 x RJ45 ports]	
Data protocols: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Webconnect	● / ● / ●	
OptiTrac Global Peak (shade tolerant MPP tracking)	●	
PID Mitigation Solution	○	
Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
SMA Smart Connected (proactive monitoring and service)	●	
Certifications (pending as of June 2018)		
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1998, IEEE 1547, CAN/CSA-C22.2 No.62.109	
FCC compliance	FCC Part 15, Class A	
Grid interconnection standards	UL 1741 SA - CA Rule 21, HECO Rule 14H, PRC-024-02	
Advanced grid support capabilities	L/HVRT, L/HVTR, Volt-VAr, Volt-Watt, Frequency-Watt, Ramp Rate Control, Fixed Power Factor	
Warranty		
Standard	5 years	
Optional extensions	10 / 15 / 20 years	

* Preliminary data as of June 2018 ● Standard features ○ Optional features

SHP PEAK3 ALU182012 Changes to products and services, including those making from country-specific requirements, as well as deviations from technical data are subject to change at any time without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors. Please visit www.sma-america.com for the latest information.

Toll Free +1 888 4 SMA USA
www.SMA-America.com

SMA America, LLC

Anexo 3

Ficha técnica de generador de hidrógeno C10 Series de la marca Nel Hydrogen

Compact Scale Hydrogen Plants

The C, H and S Series electrolyzers feature state-of-the-art PEM technology in compact forms. They are easy to site in general purpose areas.

SPECIFICATIONS	C10	C20	C30
Nominal Production Rate	10 Nm ³ /h	20 Nm ³ /h	30 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%
Power Consumption by System	6.2 kWh/Nm ³	6 kWh/Nm ³	5.8 kWh/Nm ³
Purity	99.9998%	99.9998%	99.9998%
O ₂ -Content in H ₂	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
Delivery Pressure	30 barg	30 barg	30 barg
Dimensions			
Electrolyser Enclosure – W x D x H	2.5 m x 1.2 m x 2 m	2.5 m x 1.2 m x 2 m	2.5 m x 1.2 m x 2 m
Power Supply Enclosure – W x D x H	1.7 m x 1 m x 2 m	1.7 m x 1 m x 2 m	1.7 m x 1 m x 2 m
Ambient Temperature	5 to 40°C	5 to 40°C	5 to 40°C
Electrolyte	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
Feed Water Consumption	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³

SPECIFICATIONS	H2	H4	H6
Nominal Production Rate	2 Nm ³ /h	4 Nm ³ /h	6 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%
Power Consumption by System	7.3 kWh/Nm ³	7 kWh/Nm ³	6.8 kWh/Nm ³
Purity	99.9995%	99.9995%	99.9995%
O ₂ -Content in H ₂	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 5 ppm v	< 5 ppm v	< 5 ppm v
Delivery Pressure	15 barg/30 barg option	15 barg/30 barg option	15 barg/30 barg option
Dimensions – W x D x H	1.8 m x 0.8 m x 1.9 m	1.8 m x 0.8 m x 1.9 m	1.8 m x 0.8 m x 1.9 m
Ambient Temperature	5 to 50°C	5 to 50°C	5 to 50°C
Electrolyte	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
Feed Water Consumption	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³

SPECIFICATIONS	S10	S20	S40
Nominal Production Rate	0.27 Nm ³ /h	0.53 Nm ³ /h	1.05 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%
Power Consumption by System	6.1 kWh/Nm ³	6.1 kWh/Nm ³	6.1 kWh/Nm ³
Purity	99.9995%	99.9995%	99.9995%
O ₂ -Content in H ₂	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 5 ppm v	< 5 ppm v	< 5 ppm v
Delivery Pressure	13.8 barg	13.8 barg	13.8 barg
Dimensions – W x D x H	0.8 m x 1 m x 1.1 m	0.8 m x 1 m x 1.1 m	0.8 m x 1 m x 1.1 m
Ambient Temperature	5 to 40°C/5 to 50°C option	5 to 40°C	5 to 40°C
Electrolyte	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
Feed Water Consumption	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³

For reference only – specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

Anexo 4

Ficha técnica de compresor de hidrógeno Mercure NanoLoc 22E 25-13 LM-L de la marca
HAUG



Hydrogen Compressors

Compressors from the HAUG product line stand out by their oil-free and hermetically gas-tight design. HAUG hydrogen compressors are based on more than 30 years of experience. The first HAUG hydrogen compressor was already used in 1989 in a solar power demonstration project in Germany. As the compressors are completely dry-running and oil-free, there is no danger of oil-vapour contamination of hydrogen and the equipment downstream. Due to the unique combination of high-pressure cylinders with NanoLoc® design, the HAUG.Mercure NanoLoc and HAUG.Sirius NanoLoc series can reach final pressures up to 450 barg. The compressors are particularly compact and can be operated very efficiently thanks to a variable intake pressure.



- ✓ Oil-free and dry-running design
- ✓ Hermetically gas-tight
- ✓ NanoLoc® high-pressure stages
- ✓ Inlet pressures of up to 30 barg
- ✓ Suitable for final pressures up to 450 barg and max. volume flow rate of up to 100 m³/h
- ✓ Ex-proof versions acc. to ISO 80079-34:2020 and the European ATEX directive 2014/34/EU



HAUG.Mercure NanoLoc

- Hermetically gas-tight with encapsulated electric motor

Type	Gas Inlet Pressure barg	Gas Outlet Pressure barg	Flow Rate m³/h	Rated Power kW
HAUG.Mercure NanoLoc 22E 25-13 LM-L	24	350	7–13	4–5.5



HAUG.Sirius NanoLoc

- Hermetically gas-tight with magnetic coupling

Type	Gas Inlet Pressure barg	Gas Outlet Pressure barg	Flow Rate m³/h	Rated Power kW
HAUG.Sirius NanoLoc 22G 25-13 LM-L	24	350	14–24	9–15
HAUG.Sirius NanoLoc 42G 25-13 LM-L	24	350	28–48	18–30
HAUG.Sirius NanoLoc 42G 35-16 LM-L	29	270	100	25

Anexo 5

Ficha técnica de barras de cobre para caja de conexiones marca Bruker

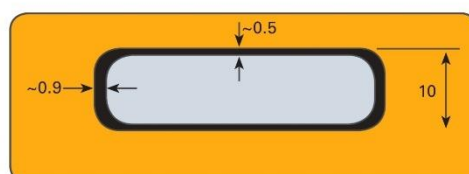


● Propiedades de los materiales de barras

Property	Units	HC Copper		Cuponal	Aluminium		
		Annealed	1/2 Hard	15%	EIE (EC)		E91E(6101)
					M	H2	
Prueba de stress 0.1%	MN/m²	62	108-186	*	-	-	-
Prueba de stress 0.2%	MN/m²	78		†	-	-	-
Resistencia a la tracción mínima última	MN/m²	217	235-300	130-170	60	85	200
Respuesta elástica	MN/m²	95x10 ⁻³	120x10 ⁻³	85x10 ⁻³	69x10 ⁻³	69x10 ⁻³	65x10 ⁻³
Densidad a 20°C	Kg/m³	8.89x10 ⁻³	8.89x10 ⁻³	8.63x10 ⁻³	2.70x10 ⁻³	2.70x10 ⁻³	2.70x10 ⁻³
Resistividad eléctrica máx a 20°C	Ωm	1.724x10 ⁻⁸	1.777x10 ⁻⁸	2.65x10 ⁻⁸	2.826x10 ⁻⁸	2.826x10 ⁻⁸	3.133x10 ⁻⁸
Conductividad eléctrica mín a 20°C	1/Ωm %IACS	58x10 ⁻⁶ 100	56x10 ⁻⁶ 97	37.7x10 ⁻⁶ 65	35.4x10 ⁻⁶ 61	35.4x10 ⁻⁶ 61	31.9x10 ⁻⁶ 55
Coefficiente de temperatura de resistencia a 20°C	1/°C	3.93x10 ⁻³	3.93x10 ⁻³	4.01x10 ⁻³	4.03x10 ⁻³	4.03x10 ⁻³	3.64x10 ⁻³
Coefficiente térmico de expansión lineal 20-100°C	1/°C	17x10 ⁻⁶	17x10 ⁻⁶	21.9x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶
Punto de fusión	°C	1083	1083	658	658	658	600-650
Calor específico	J/Kg/°C	393.5	393.5	711.7	921.1	921.1	879.2
Conductividad térmica.	W/m²/°C	3.85x10 ⁻⁶	3.85x10 ⁻⁶	2.38x10 ⁻⁶	2.22x10 ⁻⁶	2.22x10 ⁻⁶	1.80x10 ⁻⁶
*0,1% Prueba de stress = 70% Resistencia a la tracción última							
+0,2% Prueba de stress = 80% Resistencia a la tracción última							

Cuponal – Barra de aluminio revestida de cobre

Cuponal consiste en una barra de núcleo de aluminio, revestido de una capa de cobre de alta conductividad unido mediante presión. El recubrimiento de cobre es nominalmente del 15% respecto del volumen de la barra, con excepción de algunos tamaños de alta proporción que son producidos nominalmente con 20% de cobre. El propósito del recubrimiento de cobre es para sellar el aluminio y brindar una superficie de unión de cobre. La imagen siguiente muestra una distribución típica del recubrimiento de cobre sobre una barra de perfil rectangular de Cuponal.



● Las secciones de barras colectoras Cuponal 15% Cu/Vol

Size	Corner radius	Área	Weight	DC Resistance at 20°C	DC Resistance at 85°C	Current Rating (Amps): 50°C Rise Over 35°C Ambient							
						n=1		n=2		n=3		n=4	
mm	mm	mm ²	Kg/m	μOhm/m	μOhm/m	dc	ac	dc	ac	dc	ac	dc	ac
10x3	0.5	29.79	0.108	890	1122	131	131	249	249	367	367	485	485
20x3	0.5	59.79	0.217	443	559	231	231	427	427	622	622	816	812
25x3	0.5	74.79	0.271	354	447	280	280	512	512	743	740	973	968
10x4	0.5	39.79	0.144	666	840	157	157	303	303	449	449	595	593
16x4	1.5	62.07	0.225	427	538	224	224	423	423	621	619	819	815
20x4	1	79.14	0.287	335	422	272	272	507	507	742	738	976	970
25x4	1	99.14	0.36	267	337	328	328	606	606	882	877	1159	1149
30x4	1	119.14	0.432	222	280	383	383	702	700	1019	1012	1336	1323
40x4*	1	159.14	0.627	164	207	494	494	897	892	1296	1283	1695	1666
10x5	0.5	49.79	0.181	532	671	182	182	353	353	524	524	696	693
12x5	0.5	59.79	0.217	443	559	209	209	403	403	598	596	792	788
15x5	sq	75	0.272	353	445	248	248	474	474	700	697	926	920
20x5	1.5	98.07	0.356	270	341	309	309	582	580	854	849	1127	1118
20x5	sq	100	0.363	265	334	312	312	588	588	863	858	1138	1129
25x5	1.5	123.07	0.447	215	271	371	371	692	690	1012	1005	1332	1317
30x5	1.5	148.07	0.537	179	226	433	433	800	797	1166	1155	1532	1509
30x5	sq	150	0.545	177	223	436	436	806	802	1174	1163	1541	1518
40x5	1.5	198.07	0.719	134	169	553	552	1011	1003	1466	1444	1919	1871
40x5	sq	200	0.726	133	167	556	555	1016	1007	1473	1450	1929	1879
50x5*	1.5	248.07	0.977	105	133	677	674	1225	1209	1770	1729	2313	2223
60x5*	1.5	298.07	1.174	88	110	794	790	1428	1402	2057	1990	2683	2538
80x5*	1.5	398.07	1.568	66	83	1024	1014	1825	1773	2616	2473	3405	3108
20x6	2	116.57	0.423	227	287	343	343	653	650	961	955	1270	1257
25x6	2	146.57	0.532	181	228	412	412	774	770	1136	1125	1497	1475
28x6	2	164.57	0.597	161	203	453	452	846	841	1238	1224	1629	1600
30x6	2	176.57	0.641	150	189	479	479	893	887	1305	1289	1717	1682
40x6	2	236.57	0.859	112	141	611	610	1124	1112	1634	1601	2143	2068
50x6	2	296.57	1.077	89	113	741	737	1349	1326	1954	1893	2557	2422
60x6	2.5	354.63	1.287	75	94	866	860	1566	1529	2260	2162	2952	2742
75x6	2	446.57	1.759	58	74	1064	1052	1909	1843	2745	2563	3579	3209
80x6*	2	476.57	1.878	55	69	1127	1112	2017	1940	2897	2684	3774	3348
120x6*	2	716.57	2.323	36	46	1617	1577	2857	2681	4080	3540	5297	4335
12x6.3	2	72.17	0.262	367	463	238	238	462	462	686	683	910	905
16x6.3*	2	97.37	0.353	272	343	297	297	572	571	847	843	1122	1113
20x6.3	2	122.57	0.445	216	273	354	354	675	672	995	988	1315	1301
25x6.3	2	154.07	0.559	172	217	425	424	800	795	1174	1162	1548	1523
28x6.3	2	172.97	0.628	153	193	466	466	873	867	1279	1263	1684	1651
32x6.3	2	198.17	0.719	134	169	521	520	969	961	1416	1395	1862	1816
38x6.3	2	235.97	0.857	112	142	602	600	1112	1099	1619	1586	2125	2051
40x6.3	2	248.57	0.902	107	134	629	627	1158	1144	1685	1648	2211	2127
50x6.3	2	311.57	1.131	85	107	761	757	1389	1363	2013	1944	2635	2484
63x6.3	2	393.47	1.428	67	85	930	922	1682	1635	2428	2301	3171	2906
65x6.3*	2	406.07	1.6	64	81	964	954	1740	1688	2510	2368	3277	2983
80x6.3*	2	500.57	1.972	52	66	1157	1140	2073	1989	2979	2742	3883	3415
82x6.3*	2	513.17	2.022	51	64	1182	1165	2117	2028	3041	2789	3963	3469
100x6.3*	2	626.57	2.469	42	53	1410	1381	2508	2374	3592	3193	4672	3933
120x6.3*	2	752.57	2.965	35	44	1659	1616	2934	2742	4292	3604	5443	4409
16x8	0.25	127.95	0.464	207	261	353	353	686	683	1018	1011	1351	1335
20x8	2	156.57	0.568	169	213	413	413	797	792	1181	1169	1564	1539
25x8	2	196.57	0.714	135	170	492	491	939	930	1384	1364	1829	1784

*20% Cu/Vol

Anexo 6

Ficha técnica de interruptor termomagnético para corriente continua en marca DC Solar

Energy



YSM1

Photovoltaic DCmolded
case circuit breaker

Wiring method

Grounding type	Single pole grounding system	Ungrounded systems
Circuit diagram		
Fault Impact	Fault A Maximum short-circuit current I_{sc} Fault B Maximum short-circuit current I_{sc} Fault C No effect	Fault A No effect Fault B Maximum short-circuit current I_{sc} Fault C No effect
$\leq$ DC500V	 Note: 1 both the upper and lower entry lines are available, here the lower entry line is an example	Note: 1 both the upper and lower entry lines are available, here the lower entry line is an example Ensure that the installation method does not occur secondary
DC500~750V	 Note: 1 both the upper and lower entry lines are available, here the lower entry line is an example	Note: 1 both the upper and lower entry lines are available, here the lower entry line is an example Ensure that the installation method does not occur secondary ground fault
DC750~1000V	 Note: 1 both the upper and lower entry lines are available, here the lower entry line is an example	 Note: 1 both the upper and lower entry lines are available, here the lower entry line is an example Ensure that the installation method does not occur secondary ground fault

Series connection technology between poles: Higher voltages can be carried, and series connection accessories can reduce the temperature rise caused by series connection between poles.

Parallel connection technology between poles: balance the current flowing through each pole, can take 2,3,6 times the rated current.

Normal working conditions

◆ Altitude 2000m and below, above 2000m need to reduce the capacity to use, other special requirements please contact with the manufacturer.

◆ Resistant to humid air (three-proof type)①.

◆ Can withstand the effects of salt spray and oil mist (three-proof type).

◆ Can withstand the influence of mold and mildew (three-proof type).

◆ In the medium without the risk of explosion and the medium is not sufficient to corrode the metal and destroy the insulation.

◆ Gas with conductive dust in the place.

Note: ① Three-proof products, please specify TH

Wiring method

Annex Nam	decoupler alarm contact	Alarm contacts	Diverter decoupler	Auxiliary contact	Undervoltage detriggers	Auxiliary contact of diverter decoupler	Undervoltage derailleu diverter derailleu	Two sets of auxiliary contacts	Undervoltage detriggers auxiliary contacts
code	00	08	10	20	30	40	50	60	70

Annex Name	Shunt excitation decoupler alarm contact	Auxiliary contact alarm contact	Undervoltage detriggers alarm contacts	Shunt excitation decoupler alarm contact	Two sets of auxiliary contacts alarm contacts	Auxiliary contact undervoltage decoupler alarm contact
code	18	28	38	48	68	78

Electrical technical parameters

type		YSM1-125Z	YSM1-250Z	YSM1-400Z	YSM1-630Z
Rated continuous current I_{nm}		125	250	400	630
Rated current $I_n(A)$		20, 25, 32 40, 50, 63, 80, 100, 125	125, 140 160, 180 200, 225, 250	250, 315 350, 400	400, 500, 630
Rated working voltage $U_e(V)DC$		250V, 500V, 750V, 1000V	500V, 750V, 1000V	500V, 750V, 1000V	500V, 750V, 1000V
Rated insulation voltage $U_i(V)$		1000V	1000V	1000V	1000V
Rated impulse withstand voltage $U_{imp}(kV)$		8kV	8kV	8kV	8kV
Test pressure for one minute (V)		3550	3550	3550	3550
Ultimate short circuit breaking capacity (kA) I_{cu} ($I_{cs}=75\%I_{cu}$)	250V	20	20	35	35
	500V	20	20	35	35
	750V	20	20	35	35
	1000V	20	20	35	35
Mechanical life	Total times	7000	7000	4000	4000
Electrical life	Total times	2000	2000	1000	1000
Total break time (ms)		20	20	20	20
Installation Location	Any location				
Whether it has isolation characteristics	yes				
Standard	IEC60947-2x IEC60947-KGB14048.R GB14048.2				
Allowable ambient temperature ($^{\circ}C$)	$-25^{\circ}C \sim +50^{\circ}C$				
Protection level	IP20				
Available with accessories	Auxiliary, alarm, diverter, manual operation, electric operation, mechanical interlock				
Flying arc distance (mm)	≥ 50				
Instantaneous action value	12 I_n				
Installation method	Fixed, insertion type				

Use and Maintenance

Various characteristics and accessories of the circuit breaker are set by the manufacturer and cannot be adjusted at will in use. Under the user's compliance with the storage and use conditions, from the date of shipment from the manufacturer, not more than 12 months, the circuit breaker seal is intact, the manufacturer is responsible for free replacement and repair if the product is damaged or cannot be used normally due to manufacturing quality problems.

Anexo 7

Ficha técnica para interruptor termomagnético de corriente alterna en marca ABB



PRODUCT-DETAILS

XT3N 250 TMD 250-2500 3p F F
XT3N 250 TMD 250-2500 3p F F



General Information	
Extended Product Type	XT3N 250 TMD 250-2500 3p F F
Product ID	1SDA068059R1
EAN	8015644019303
Catalog Description	XT3N 250 TMD 250-2500 3p F F
Long Description	C.BREAKER TMAX XT3N 250 FIXED THREE-POLE WITH FRONT TERMINALS AND THERMOMAGNETIC RELEASE TMD R 250-2500 A

Ordering	
E-Number (Sweden)	3182434
EAN	8015644019303
Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85362090

Dimensions	
Product Net Width	105 mm
Product Net Height	150 mm
Product Net Depth / Length	70 mm
Product Net Weight	1.64 kg

Container Information

Package Level 1 Units	1 piece
Package Level 1 Width	155 mm
Package Level 1 Height	190 mm
Package Level 1 Depth / Length	155 mm
Package Level 1 Gross Weight	1.73 kg
Package Level 1 EAN	8015644019303

Additional Information

Circuit Breaker Type to be Associated	Power Distribution
Current Type	AC/DC
Electrical Durability	120 cycles per hour 8000 cycle
Mechanical Durability	Nr. Operations 240 cycles per hour Nr. Operations 25000 cycle
Number of Poles	3
Opening Time	CB with SOR 15 ms CB with UVR 15 ms
Order Multiple	1 piece
Power Loss	at Rated Operating Conditions per Pole 17.8 W
Product Main Type	SACE Tmax XT
Product Name	Leistungsschalter
Product Type	CB
Rated Current (I_n)	250 A
Rated Frequency (f)	50 / 60 Hz
Rated Voltage (U_r)	690 V
Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp})	8 kV
Rated Instantaneous Short-Circuit Current Setting (I_i)	2500 A
Rated Insulation Voltage (U_i)	800 V
Rated Operational Voltage	690 V AC 500 V DC
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (I_{cs})	(220 V AC) 37.5 kA (230 V AC) 37.5 kA (240 V AC) 37.5 kA (380 V AC) 27 kA (415 V AC) 27 kA (440 V AC) 18.75 kA (500 V AC) 15 kA (525 V AC) 9.75 kA (690 V AC) 3.75 kA (250 V DC) 2 Poles in Series 36 kA (500 V DC) 3 Poles in Series 50 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (I_{cu})	(220 V AC) 50 kA (230 V AC) 50 kA (240 V AC) 50 kA (380 V AC) 36 kA (415 V AC) 36 kA (440 V AC) 25 kA (500 V AC) 20 kA (525 V AC) 13 kA (690 V AC) 5 kA (250 V DC) 2 Poles in Series 36 kA (500 V DC) 3 Poles in Series 50 kA
Rated Uninterrupted Current (I_u)	250 A

Release Type	TM
Setting Range	175...250 A
Standards	IEC
Sub-type	XT3
Terminal Connection Type	Fixed Circuit-Breakers
Version	F

Certificates and Declarations (Document Number)

Data Sheet, Technical Information	1SDC210100D0204 1SDC210099D0204
Declaration of Conformity - CE	9AKK106713A5530
Environmental Information	1SDL000190R0001
GL Certificate	1SDL000163R0094
Instructions and Manuals	1SDH000720R0001
LR Certificate	1SDL000163R0100

Classifications

ETIM 4	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 5	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 6	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 7	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation protection
Object Classification Code	Q
UNSPSC	39120000
WEEE Category	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)

Categories

Low Voltage Products and Systems → Circuit Breakers → Moulded Case Circuit Breakers → Tmax XT



Anexo 8

Aislador para montaje de barras de cobre en marca Melbat

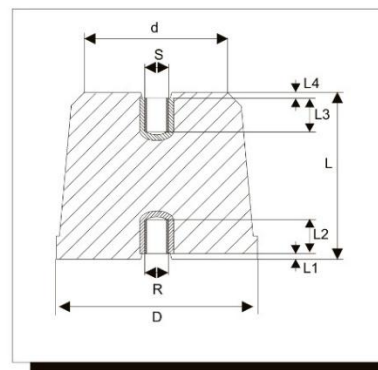
HT-API-001-A



AISLADOR RESINA EPOXICA API 1/20

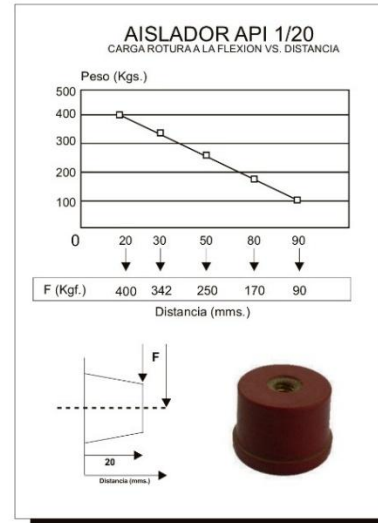
DESCRIPCION	: Aislador Eléctrico de Resina Epóxica
NOMBRE COMERCIAL	: API 1/20
APLICACION	: Soporte de Barras.
USO	: Interior

NORMAS	UNE 21-110-83
TECNICAS	UNE 21-110-82
	UNE 21-110-90



ESPECIFICACIONES TECNICAS

Tensión nominal	1 Kv.
Tensión Máxima	1.5 Kv.
Tensión Aplicada 1m.	
- En seco	13.0 Kv.
- En húmedo	7.0 Kv.
Resistencia de Aislamiento (2KV - DC)	I 0.195 A R 10.248 MΩ
Línea de Fuga	21 mms.
Resistencia a la Compresión	5 Tm.
Resistencia a la Flexión (ver gráfico)	



Dimensiones	D	d	R	S	L	L1	L2	L3	L4	Peso (grs)
API 1/20	30	27	¼	¼	20	0.5	8	8	0.5	28

Anexo 9

Ficha técnica de cable para corriente alterna en marca General Cable

SPEC 5175
March, 2021

XHHW-2 CT High Speed

XLPE, Low-Voltage Power, 600V or 1000V

UL Type XHHW-2, CT Rated, Single Conductor, Copper



Product Construction:

Conductor:

- 14 AWG thru 750 kcmil annealed bare copper per ASTM B3
- Class B stranding per ASTM B8

Insulation:

- Flame-retardant Cross-linked Polyethylene (XLPE)

Print:

- GENERAL CABLE® (PLANT OF MFG) AWG/ KCMIL HIGH SPEED* TYPE XHHW-2 (UL) 600V OR 1000V SUN RES FOR CT USE** MONTH/YEAR OF MFG SEQUENTIAL FOOTAGE MARK

* Sizes 14 AWG - 10 AWG do not include "HIGH SPEED"

** Sizes smaller than 1/0 AWG do not include "SUN RES FOR CT USE"

Options:

- Tinned copper conductor
- Full colored insulation

Applications:

- General purpose building wire for use primarily in conduit or other recognized raceways as specified in the National Electrical Code (NEC®)
- Industrial environments where superior insulation toughness and chemical resistance are required



Applications (cont'd.):

- Maximum operating temperature not to exceed 90°C in dry or wet locations
- In free air, raceways or cable trays in accordance with NEC

Features:

- High Speed cable features a specially designed XLPE insulation that allows for fast and easy cable pulls
- "FOR CT USE" on 1/0 AWG and larger
- Sunlight-resistant for 8 AWG and larger, black only
- Rated at 90°C wet or dry
- Smaller cable O.D.
- Excellent electrical, thermal and physical properties
- Excellent resistance to moisture
- Excellent resistance to crush, compression cuts and heat deformation
- Meets cold bend and cold impact tests at -25°C

Compliances:

Industry Compliances:

- National Electric Code (NEC)
- UL 44 Standard for Rubber Insulated Wire and Cable
- ICEA S-95-658/NEMA WC70
- UL Listed as Type XHHW-2, UL File # E90494
- OSHA Acceptable

Flame Test Compliances:

- UL 1685, 1/0 AWG and larger

Other Compliances:

- EPA 40 CFR, Part 261 for leachable lead content per TCLP
- RoHS Compliant

Packaging:

- Material cut to length and shipped on non-returnable wood reels

CATALOG NUMBER	COND. SIZE (AWG or kcmil)	NUMBER OF WIRES	NOMINAL COND. DIAMETER		MINIMUM AVG. INSULATION THICKNESS		NOMINAL CABLE DIAMETER		COPPER WEIGHT		NET WEIGHT		AMPACITY (1)	
			INCHES	mm	INCHES	mm	INCHES	mm	LBS/ 1000 FT	kg/km	LBS/ 1000 FT	kg/km	90°C	
14 AWG - 750 kcmil CONDUCTORS														
391070	14	7	0.07	1.80	0.030	0.76	0.13	3.38	12	18	17	25	25	
391080	12	7	0.09	2.26	0.030	0.76	0.15	3.84	20	30	26	39	30	
391090	10	7	0.11	2.87	0.030	0.76	0.18	4.57	32	48	38	57	40	
5175.008	8	7	0.14	3.56	0.045	1.14	0.24	6.10	51	76	65	97	55	
5175.006	6	7	0.18	4.57	0.045	1.14	0.28	7.11	81	121	99	147	75	
5175.004	4	7	0.23	5.84	0.045	1.14	0.33	8.38	129	192	152	226	95	
5175.002	2	7	0.29	7.37	0.045	1.14	0.39	9.91	205	305	233	347	130	
5175.001	1	19	0.32	8.13	0.055	1.40	0.44	11.18	256	381	293	437	145	
5175.110	1/0	19	0.36	9.14	0.055	1.40	0.48	12.19	326	485	364	572	170	
5175.210	2/0	19	0.41	10.41	0.055	1.40	0.53	13.46	411	612	453	674	195	
5175.310	3/0	19	0.46	11.68	0.055	1.40	0.58	14.73	518	772	565	842	225	
5175.410	4/0	19	0.51	12.95	0.055	1.40	0.63	16.00	653	972	706	1051	260	
5175.250	250	37	0.56	14.22	0.065	1.65	0.70	17.78	722	1074	837	1246	290	
5175.300	300	37	0.61	15.49	0.065	1.65	0.75	19.05	926	1378	1044	1455	319	
5175.350	350	37	0.66	16.76	0.065	1.65	0.80	20.32	1081	1609	1157	1722	350	
5175.400	400	37	0.71	18.03	0.065	1.65	0.85	21.59	1235	1838	1342	1997	380	
5175.500	500	37	0.79	20.07	0.065	1.65	0.93	23.62	1544	2298	1634	2432	430	
5175.600	600	61	0.87	22.10	0.080	2.03	1.04	26.42	1853	2758	1972	2935	475	
5175.750	750	61	0.98	24.89	0.080	2.03	1.15	29.21	2316	3447	2448	3643	535	

Dimensions and weights are nominal; subject to industry tolerances.

(1) Allowable ampacities shown are for general use as specified by the National Electric Code, 2011 Edition, Section 310.15(B)(16). Adjustments and corrections may apply:

90°C - Wet or dry locations. For ampacity derating purposes.

Dwelling - For dwelling units, conductors shall be permitted as listed ampacities at 120/240-volt, 3-wire, single-phase services and feeders.

General Cable
Phone: 888-593-3355
www.generalcable.com



RoHS Compliant
Directive 2011/65/EU



(10/2019)

Anexo 10

Ficha técnica de cable para sistemas fotovoltaicos en marca Eland Cable



Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable



Eland Product Group: E6S

APPLICATION

Updated harmonised (H1Z2Z2-K) European standard solar cable intended for the interconnection within photovoltaic systems such as solar panel arrays. Suitable for fixed installations, internal and external, within conduit or systems. Impact tested - Suitable for direct burial. For installations where fire, smoke emissions and toxic fumes create a potential risk to life and equipment. Water resistant to AD8.

CHARACTERISTICS

Voltage Rating U_o/U
AC: 1000/1000V
DC: 1500/1500V

Maximum Voltage (U_{max})
1800V

Test Voltage
6.5kV AC

Temperature Rating
Fixed: -40°C to +90°C

Minimum Bending Radius
5 x overall diameter

Maximum Conductor Temperature
+120°C (for 20000h)

CONSTRUCTION

Conductor
Class 5 flexible tinned copper conductor

Insulation
Halogen-free cross-linked compound

Sheath
Halogen-free cross-linked, flame retardant compound

Sheath Colour
● Black
Other colours available on request

STANDARDS

EN 50618, TÜV 2 PFG 1169/08.2007, EN 50288-3-7, EN 60068-2-78, EN 50395

Flame retardant to IEC/EN 60332-1-2
Low Smoke Zero Halogen to IEC/EN 60754-1/2, IEC/EN 61034-1/2, EN 50267-2-2
Ozone and UV Resistant to EN 60811-403, EN 50396, EN ISO 4892-1/3,
Water Resistant to AD8

THE CABLE LAB®

AN ISO/IEC 17025 AND IECEE CBTL ACCREDITED FACILITY

Our world-class testing facility assures the quality and compliance of this cable through a continuous and rigorous testing regime.



SUSTAINABILITY COMMITMENT

We are on a journey to Net Zero.

We've committed to near-term emissions reductions and a net-zero target with the Science Based Targets initiative and we're a signatory to the United Nations Global Compact Sustainable Development Goals.

Learn more about embodied carbon and our carbon emissions reduction actions, our comprehensive recycling services, and wider ESG activities for sustainable operations at: www.elandcables.com/company/about-us/esg-sustainability



REGULATORY COMPLIANCE

This cable is compliant with European Regulation EN 50575, the Construction Products Regulation.



This cable meets the requirements of the Low Voltage Directive 2014/35/EU, the RoHS Directive 2015/85/EU and Reach Directive EC 1907/2006. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab®.



UK T 020 7241 8787 | F 020 7241 8700 | sales@elandcables.com | www.elandcables.com
International T +44 20 7241 8740 | F +44 20 7241 8700 | international@elandcables.com

technicalspecification | 1 of 2

DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km	TENSILE STRENGTH IN OPERATION N
E6S10015BK000	1	1.5	4.6	36	22
E6S10025BK000	1	2.5	5.0	46	37
E6S10040BK000	1	4	5.6	62	60
E6S10060BK000	1	6	6.1	82	90
E6S10100BK000	1	10	7.1	125	150
E6S10160BK000	1	16	8.5	190	240
E6S10250BK000	1	25	10.4	285	375
E6S10350BK000	1	35	11.5	385	525
E6S10500BK000	1	50	13.7	540	750
E6S10700BK000	1	70	15.8	740	1050
E6S10950BK000	1	95	17.3	965	1350
E6S11200BK000	1	120	19.1	1210	1800
E6S11500BK000	1	150	21.4	1495	2250
E6S11850BK000	1	185	24.9	1885	2775
E6S12400BK000	1	240	27.3	2395	3600

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	MAXIMUM DC RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 20°C ohms/km	MAXIMUM DC RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 90°C ohms/km	CURRENT CARRYING CAPACITY Amps		
			Single Cable In Air	Single Cable On Surface	Two Cables Adjacent On Surface
1.5	13.70	17.468	30	29	24
2.5	8.21	10.468	41	39	33
4	5.09	6.490	55	52	44
6	3.39	4.322	70	67	57
10	1.95	2.486	98	93	79
16	1.24	1.581	132	125	107
25	0.795	1.013	176	167	142
35	0.565	0.720	218	207	176
50	0.393	0.501	276	262	221
70	0.277	0.353	347	330	278
95	0.21	0.267	416	395	333
120	0.164	0.209	488	464	390
150	0.132	0.168	566	538	453
185	0.108	0.137	644	612	515
240	0.0817	0.104	775	736	620

DE-RATING FACTORS

AIR TEMPERATURE	UP TO 60°C	70°C	80°C	90°C	100°C	110°C
DE-RATING FACTOR	1.00	0.91	0.82	0.71	0.58	0.41

The information contained within this datasheet is for guidance only and is subject to change without notice or liability. All the information is provided in good faith and is believed to be correct at the time of publication. When selecting cable accessories, please note that actual cable dimensions may vary due to manufacturing tolerances.



Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Taller de mantenimiento

Variant: produccion

Sheds, single array

System power: 264 kWp

Taller de mantenimiento - Perú

Author

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
28/10/24 18:44
with V7.4.8

Project: Taller de mantenimiento

Variant: produccion

Project summary**Geographical Site**

Taller de mantenimiento

Perú

Situation

Latitude -17.04 °S
Longitude -70.75 °W
Altitude 3500 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Taller de mantenimiento
power data acces view - Sintético

System summary**Grid-Connected System****PV Field Orientation**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 10 / 7.2 °

Sheds, single array**Near Shadings**

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

System information**PV Array**

Nb. of modules 480 units
Pnom total 264 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Pnom total 250 kWac
Pnom ratio 1.056

Results summary

Produced Energy 549812 kWh/year Specific production 2083 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 84.03 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
28/10/24 18:44
with V7.4.8

Project: Taller de mantenimiento

Variant: produccion

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 7.2 °

Horizon

Free Horizon

Sheds, single array**Sheds configuration**

Nb. of sheds 14 units

Sizes

Sheds spacing 2.60 m

Collector width 13.6 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 523.2 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

Shading limit angle

Limit profile angle 167.7 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 550 Wp

Number of PV modules 480 units

Nominal (STC) 264 kWp

Modules 24 string x 20 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 241 kWp

U mpp 755 V

I mpp 319 A

Total PV power

Nominal (STC) 264 kWp

Total 480 modules

Module area 1241 m²

Cell area 1145 m²

Inverter

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 125 kWac

Number of inverters 2 units

Total power 250 kWac

Operating voltage 684-1500 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.06

Total inverter power

Total power 250 kWac

Number of inverters 2 units

Pnom ratio 1.06

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global array res. 39 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %



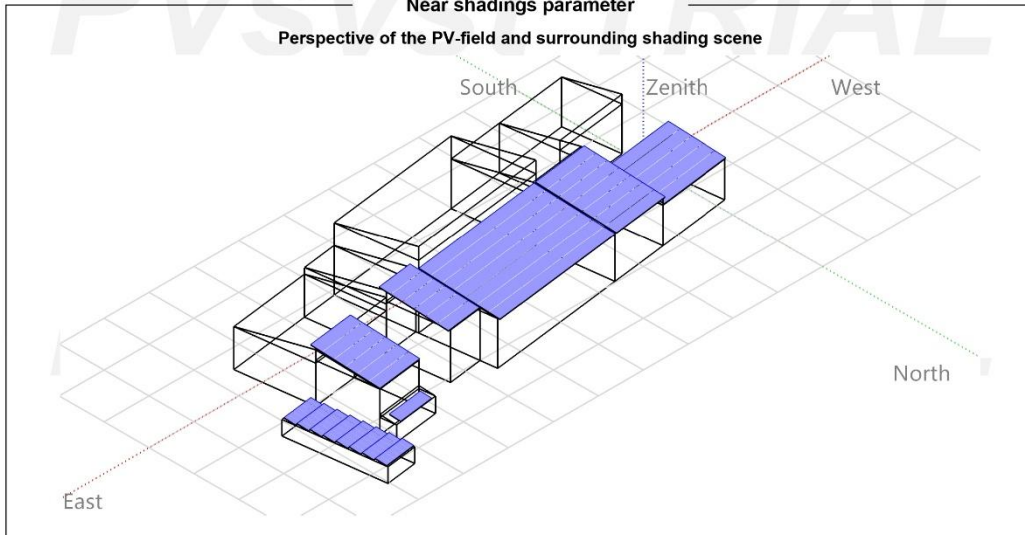
PVsyst V7.4.8
VC0, Simulation date:
28/10/24 18:44
with V7.4.8

Project: Taller de mantenimiento

Variant: produccion

Near shadings parameter

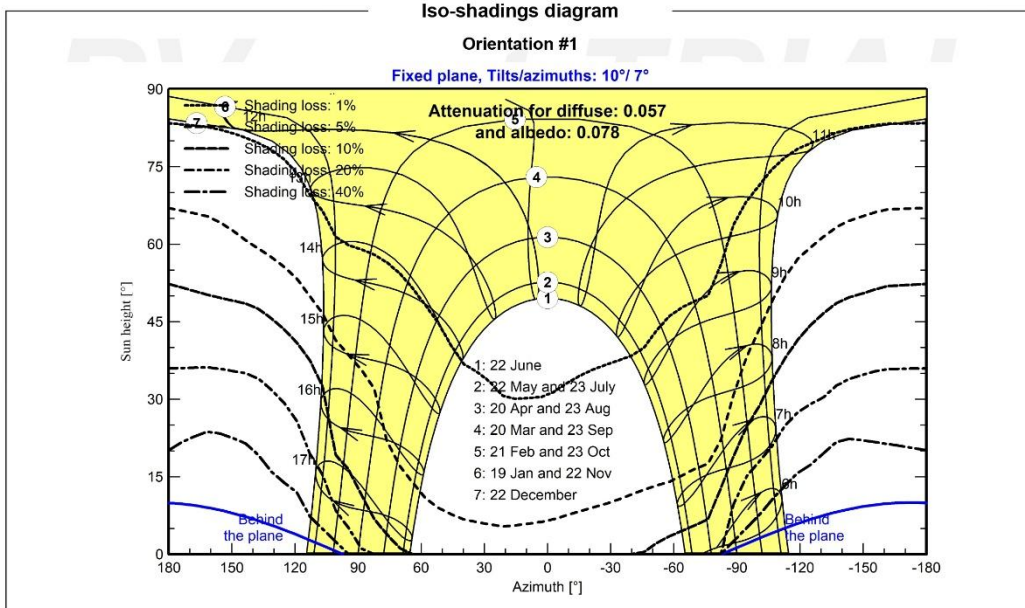
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 7°





Project: Taller de mantenimiento

Variant: produccion

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
28/10/24 18:44
with V7.4.8

Main results

System Production

Produced Energy

549812 kWh/year

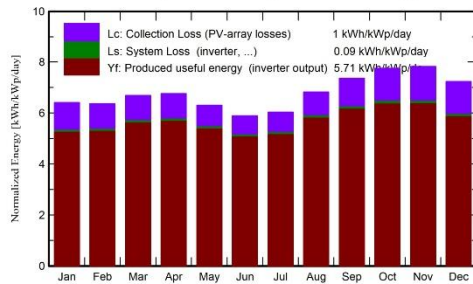
Specific production

2083 kWh/kWp/year

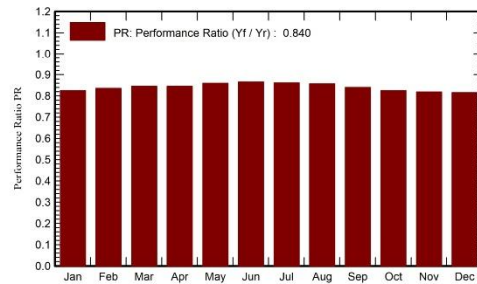
Perf. Ratio PR

84.03 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	206.8	72.41	12.36	198.8	185.1	43967	43295	0.825
February	180.3	62.37	12.21	178.3	168.4	39949	39340	0.836
March	201.8	68.75	11.91	207.4	198.0	47011	46293	0.845
April	188.1	48.23	12.00	202.9	194.5	45980	45272	0.845
May	174.2	51.63	10.99	195.5	187.8	45037	44365	0.860
June	153.9	40.51	10.48	176.8	169.6	41019	40420	0.866
July	165.5	49.03	10.90	187.1	179.5	43185	42546	0.861
August	192.8	50.36	11.16	211.5	203.7	48592	47856	0.857
September	210.6	60.15	12.45	220.9	211.8	49797	49033	0.841
October	239.0	65.57	13.68	240.4	229.8	53230	52407	0.826
November	241.5	70.53	13.68	234.7	222.2	51531	50735	0.819
December	234.7	74.17	14.22	224.2	208.9	48991	48250	0.815
Year	2389.3	713.73	12.17	2478.5	2359.2	558288	549812	0.840

Legends

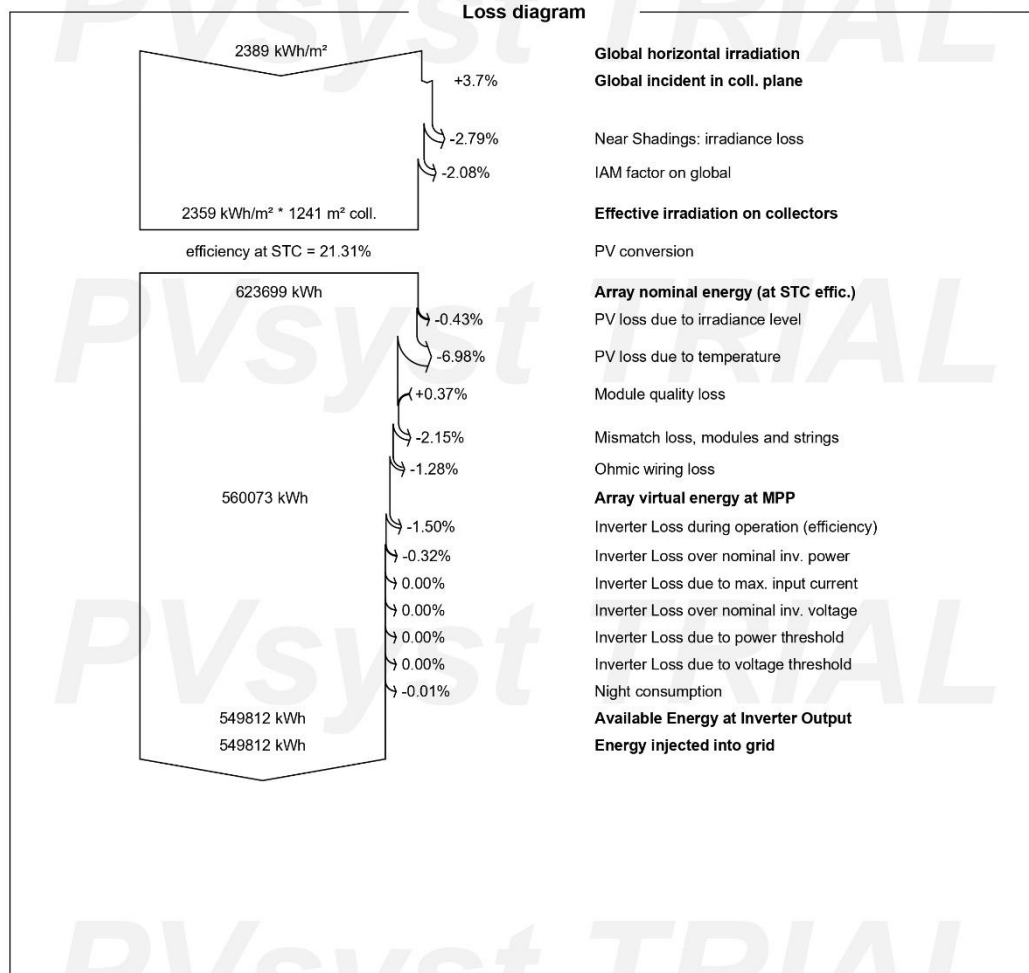
GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
28/10/24 18:44
with V7.4.8





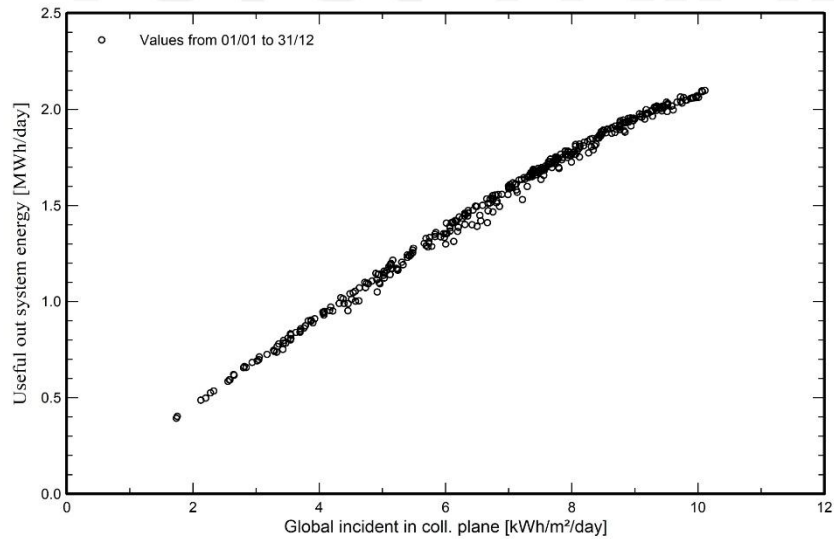
PVsyst V7.4.8
VC0, Simulation date:
28/10/24 18:44
with V7.4.8

Project: Taller de mantenimiento

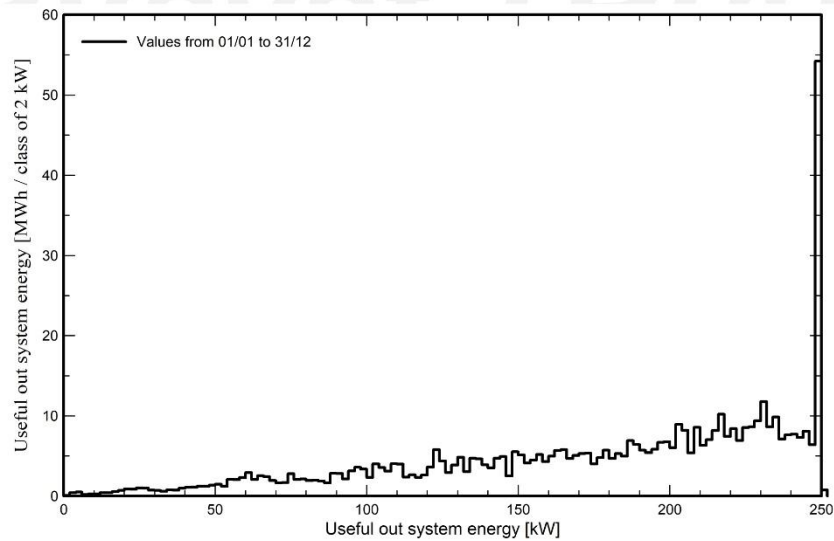
Variant: produccion

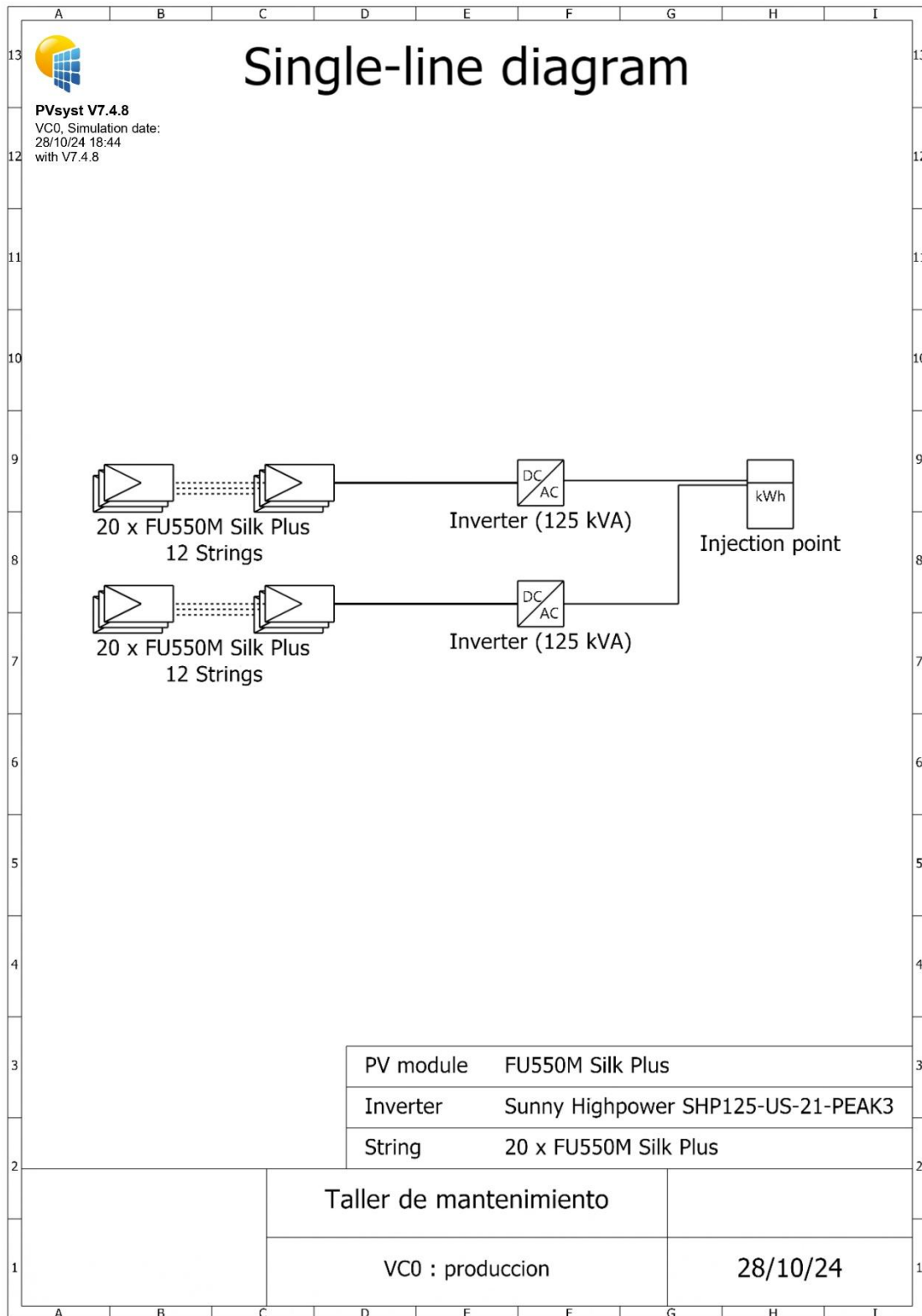
Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



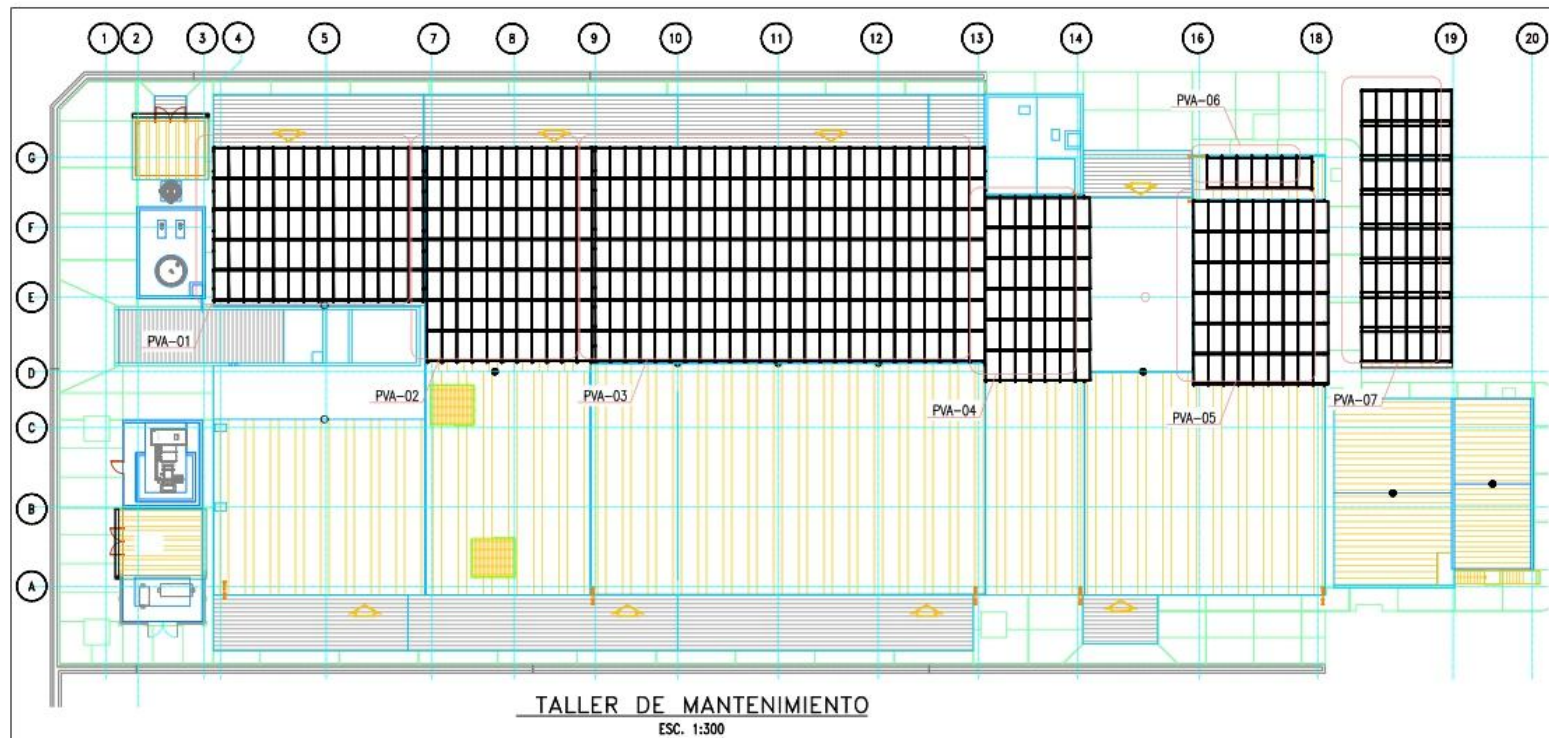
Distribución de potencia de salida del sistema





PLANOS





GRUPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

GRUPO	FILAS	COLUMNAS
PVA-01	5 und	14 und
PVA-02	7 und	11 und
PVA-03	7 und	26 und
PVA-04	6 und	7 und
PVA-05	6 und	9 und
PVA-06	1 und	7 und
PVA-07	8 und	6 und

NOTAS:

- LA INSTALACIÓN DE PANELES SE HARA SOBRE LA COBERTURA EXISTENTE, ANCLANDOSE EN LAS CORREAS DE TECHO DEL TALLER
- PARA LOS GRUPOS DEL PVA-01 AL PVA-06 SE TENDRA UNA SEPARACIÓN DE 70 mm ENTRE CADA FILA DE PANELES. PARA EL CASO DEL GRUPO PVA-07 LA SEPARACIÓN SERA DE 1,60 M MEDIDO DE PARTE INFERIOR A PARTE INFERIOR.

DIBUJADO:	FECHA	NOMBRE	FIRMA
REVISADO:	25/04/2025	F. QUISPE	

"PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL
Y GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE PARA TALLER DE
MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA"
DISTRIBUCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE COBERTURA



Universidad Católica
de Santa María

DISCIPLINA: ARREGLO GENERAL
ESCALA: INDICADA
PLANO N°:
5951026-AG-001 0



TALLER DE MANTENIMIENTO

ESC. 1:350

NOTAS:

1. CADA GRUPO MOSTRADO EN EL PLANO SE CONFORMA POR UN ENSERIADO DE 20 PANELES CADA UNO. CADA GRUPO TENDRA SU PROPIO CABLEADO Y CANALIZACIÓN.
2. PARA MAS DETALLES DE CANALIZACIÓN Y CABLEADO CONSULTAR PLANO N° E-001.

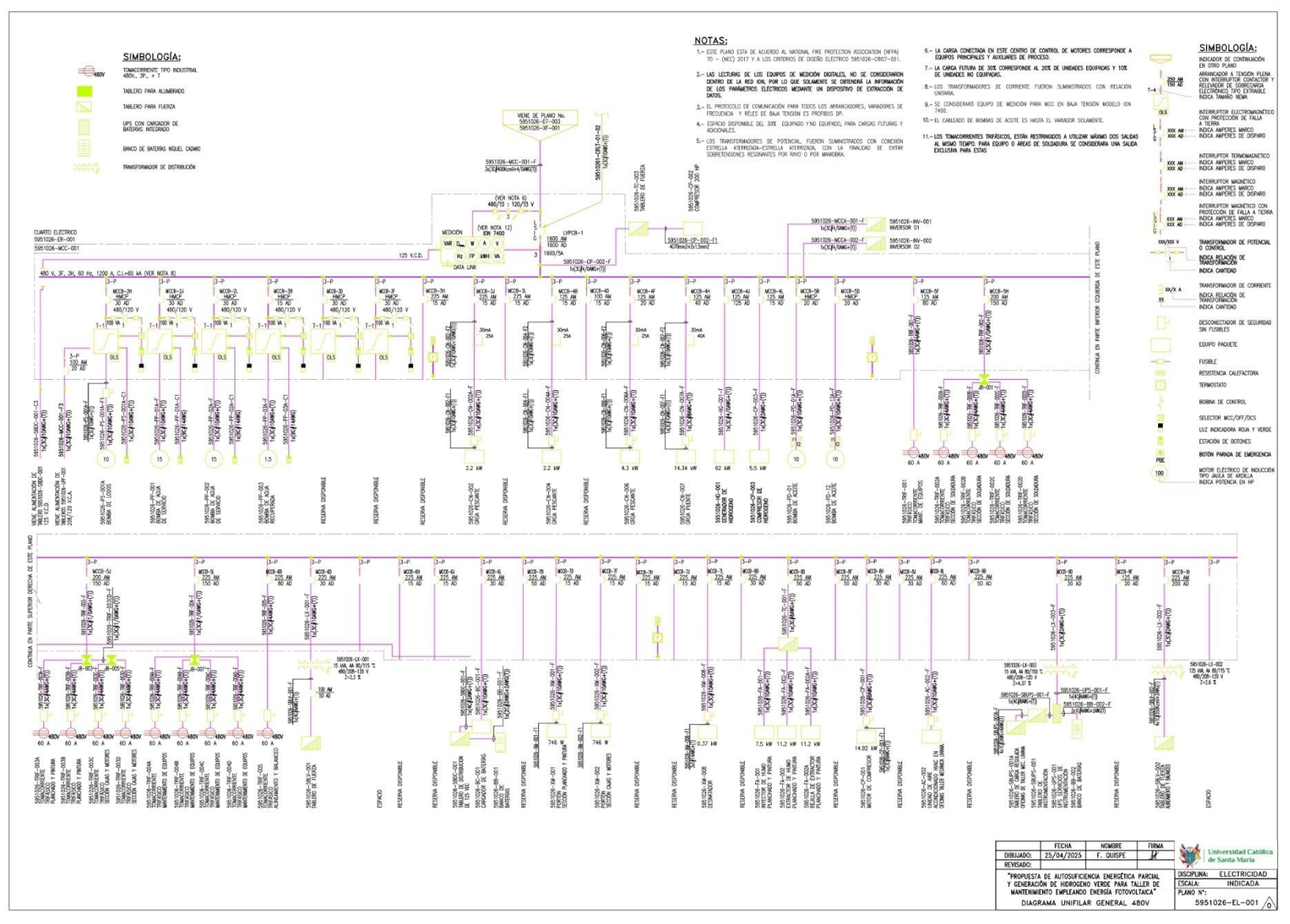
	FECHA	NOMBRE	FIRMA
DIBUJADO:	25/04/2025	F. QUISPE	
REVISADO:			
"PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA" AGROPAMIENTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS POR GRUPOS DE CONEXION			

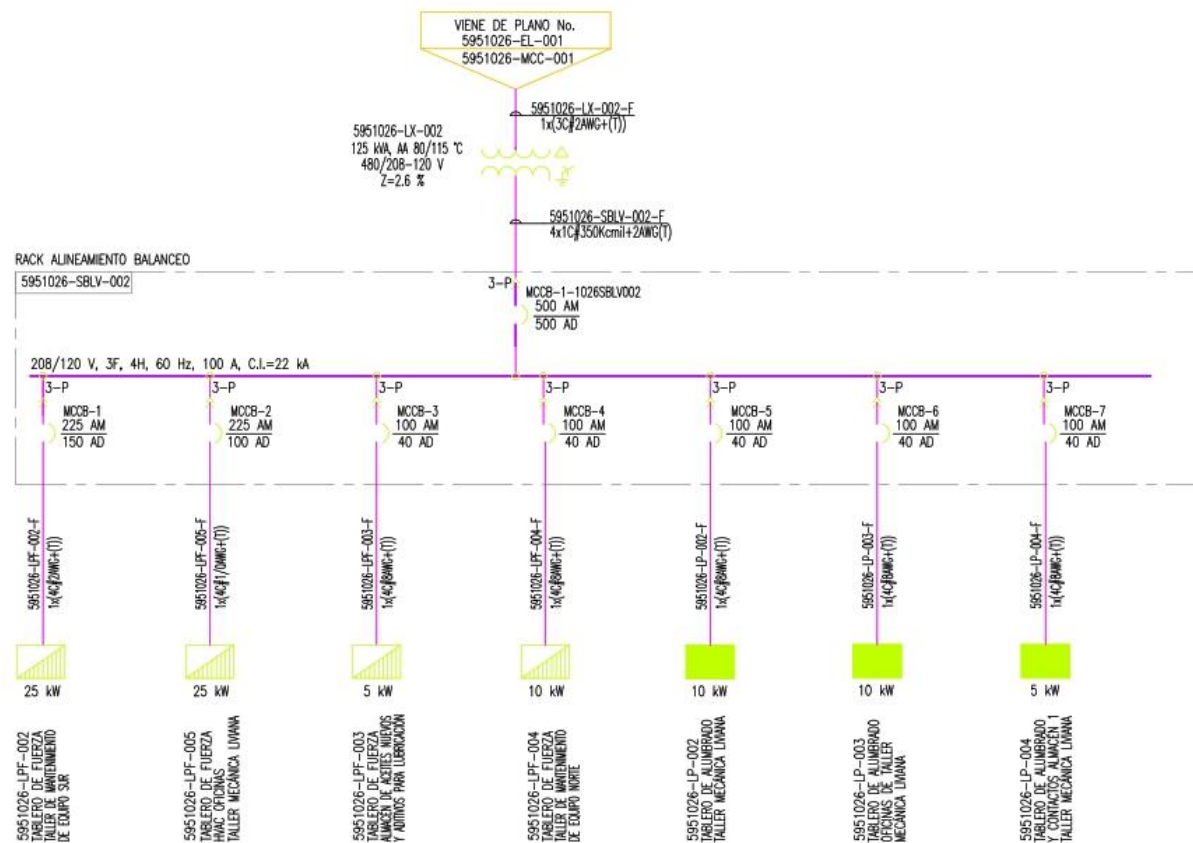


Universidad Católica
de Santa María

DISCIPLINA:	ARREGO GENERAL
ESCALA:	INDICADA
PLANO N°:	5951026-AG-002

0





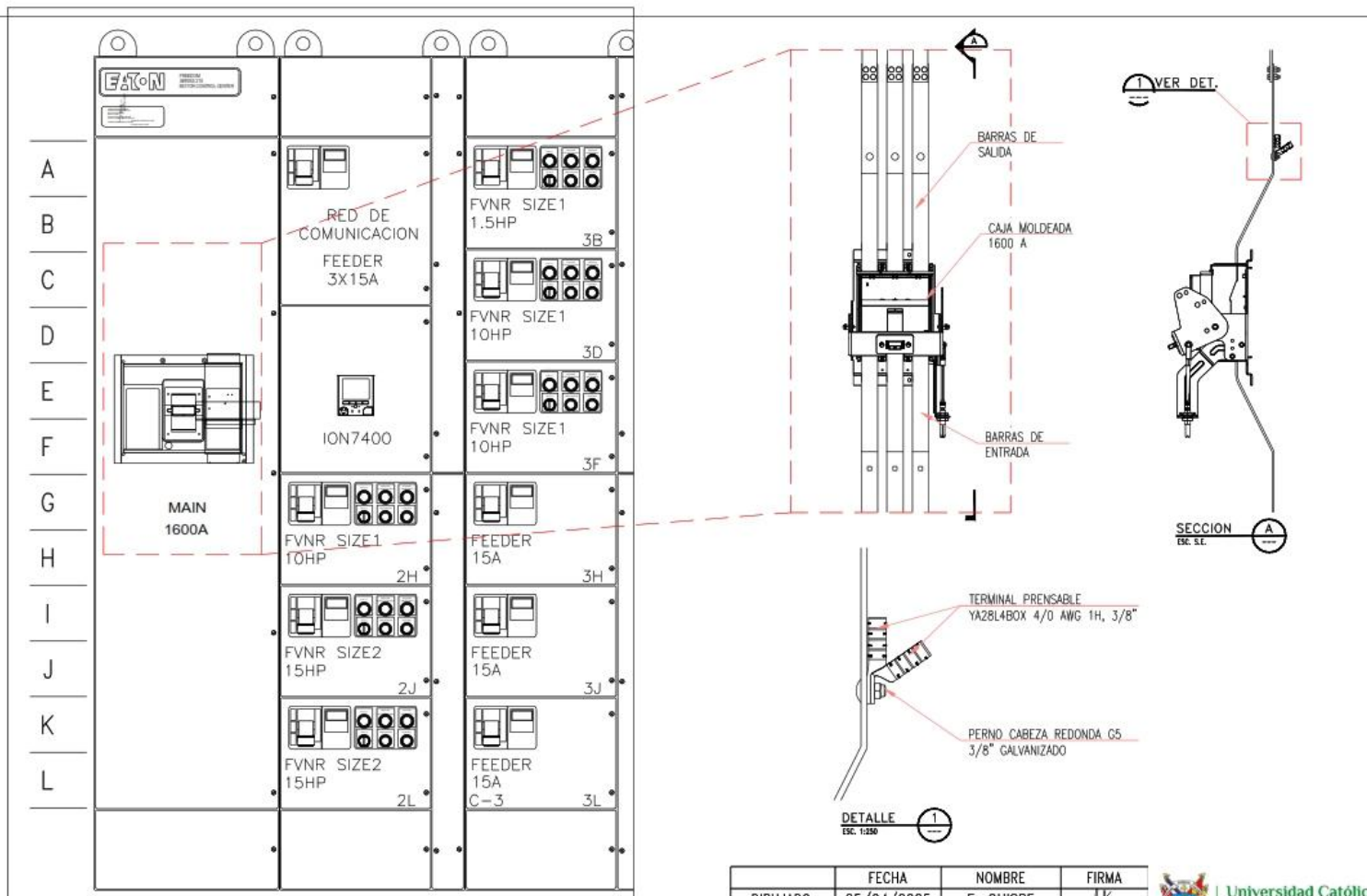
	FECHA	NOMBRE	FIRMA
DIBUJADO:	25/04/2025	F. QUISPE	
REVISADO:			
"PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA" DIAGRAMA UNIFILAR TABLERO DE DISTRIBUCION SBLV-002			



Universidad Católica
de Santa María

DISCIPLINA:	ELECTRICIDAD
ESCALA:	INDICADA
PLANO N°:	5951026-EL-002

0

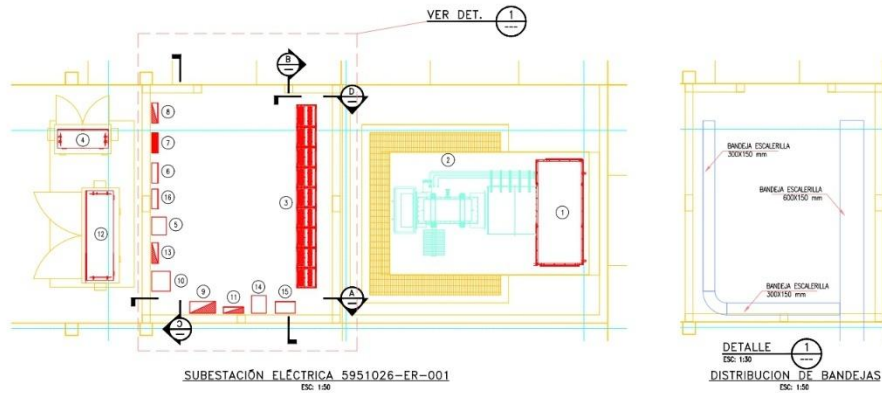


NOTAS:

- SE EMPLEAN TERMINALES DE COMPRESION YA28L4BOX HORIZONTALES Y A 45°.
- LA INSTALACION DE LOS TERMINALES SERA EMPLEANDO UN AGUJERO EXISTENTE EN LAS BARRAS DE SALIDA DEL MAIN BREAKER, EL CUAL ESTABA DESTINADO PARA UN TOROIDE DESCARTADO A LO LARGO DE LA EJECUCION DEL PROYECTO.

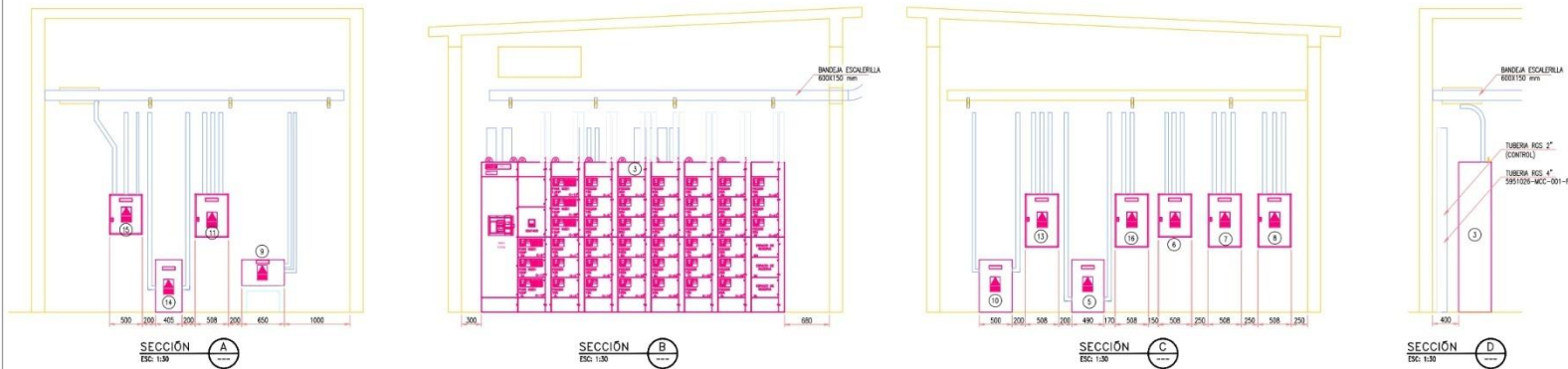
	FECHA	NOMBRE	FIRMA
DIBUJADO:	25/04/2025	F. QUISPE	
REVISADO:			
"PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA"			
DIAGRAMA DE CONEXIONADO SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO			

 Universidad Católica de Santa María	
DISCIPLINA:	ELECTRICIDAD
ESCALA:	INDICADA
PLANO N°:	5951026-EL-003



LISTA DE EQUIPOS.		
PART.	TAG	DESCRIPCIÓN
1	5951026-15-001	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 13.8 KV. 3F, 3W, 60 HZ. SERVIDOR EXTERIOR NEMA 4, CON BARRA DE 600 A, ENTRADA DE CABLES INTERIOR.
2	5951026-16-001	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA, AISLADO EN ACEITE PARA SERVIDOR EXTERIOR NEMA 3R, CAPACIDAD DE 750 KVA, TENSIÓN LADO PRIMARIO DE 13.8 KV, TENSIÓN LADO SECUNDARIO 240 V, 60 HZ, IMPEDANCIAS DEL 5.75%, TIPO DE ENFRIAMIENTO ONAN, CAMBIADOR DE DESVIACIONES OPERACIÓN MANUAL SIN CARGA DE 5 POSICIONES (2 ARRIBA Y 2 ABAJO DEL 2.3.5%), CON ELEVACIÓN DE TEMPERATURA 57/101°C, TIPO DE CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA, CON NUESTRO SOLOAMENTE CONECTADO A TIERRA.
3	5951026-16C-001	CENTRO DE CONTROL DE MOTORES, PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 480 V, 3F, 3W, 60 HZ. SERVIDOR INTERIOR NEMA 1, FORMADO POR 1 BARRA HORIZONTAL, CAPACIDAD 1900 A, CON 1 SECCIÓN DE INTERRUPTOR ELECTROMAGNÉTICO.
4	5951026-18B-001	BANCO DE BATERÍAS 125 VDC, NÚCLEO-CANAL DE PLACA DE ACERO, SELLADA 240 MIN. SERVIDOR EXTERIOR, TIPO NEMA 3R.
5	5951026-1X-001	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO, TIPO SECO PARA SERVIDOR INTERIOR TIPO NEMA 1, CAPACIDAD DE 15 KVA, 480-208/120 V, 60 HZ, ENFRIAMIENTO AL, ELEVACIÓN DE TEMPERATURA 95/115°C, CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA, IMPEDANCIAS 2.3%.
6	5951026-18B-001	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE FUERZA TIPO POW-R-LINE PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 208/120 V, 3F, 4W, 60 HZ, 22 KA CC, PARA SERVIDOR INTERIOR NEMA 12, TIPO DE SOBREPONER CON INTERRUPTOR PRINCIPAL.
7	5951026-1P-001	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE ALUMBRADO TIPO POW-R-LINE PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 208/120 V, 3F, 4W, 60 HZ, 22 KA CC, PARA SERVIDOR INTERIOR NEMA 12, TIPO DE SOBREPONER CON INTERRUPTOR PRINCIPAL.

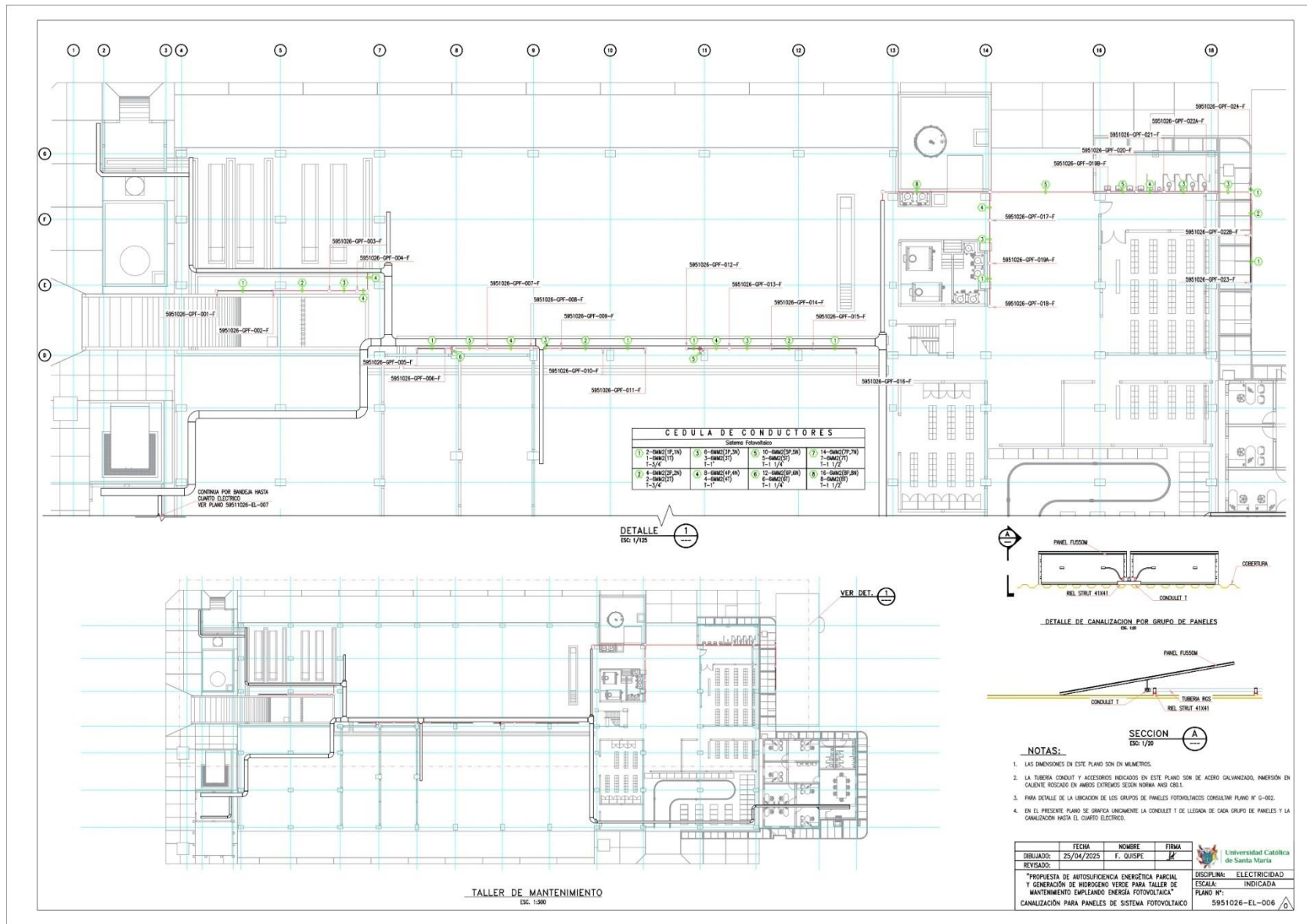
LISTA DE EQUIPOS.		
PART.	TAG	DESCRIPCIÓN
8	5951026-1P-001	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE FUERZA TIPO POW-R-LINE PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 208/120 V, 3F, 4W, 60 HZ, 22 KA CC, PARA SERVIDOR INTERIOR NEMA 12, TIPO DE SOBREPONER CON INTERRUPTOR PRINCIPAL.
9	5951026-1P-001	UPS DE 150VA, MONOFASE, 3F, 3W, 60 HZ, TENSIÓN DE SALIDA 208 VCA 3F, 1F, 1W, 1T, TIEMPO DE RESPALDO 90 MIN. SERVIDOR INTERIOR TIPO NEMA 1.
10	5951026-18C-001	CARGADOR DE BATERÍAS EN 480 VCA, 3F, 60 HZ, CAPACIDAD 3 KVA, TENSIÓN DE SALIDA 125 VDC, AUTOSOPORTADO, TIPO NEMA 1.
11	5951026-18BPS-001	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE INSTRUMENTACIÓN TIPO POW-R-LINE PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 208/120 V, 3F, 4W, 60 HZ, 22 KA CC, PARA SERVIDOR INTERIOR NEMA 12, TIPO DE SOBREPONER CON INTERRUPTOR PRINCIPAL.
12	5951026-18B-002	BANCO DE BATERÍAS NÚCLEO-CANAL, PLACA DE ACERO, SELLADA, 208 VCA, 3F, TIEMPO DE RESPALDO 90 MIN, TIPO NEMA 3R, SERVIDOR EXTERIOR.
13	5951026-18B-001	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE FUERZA TIPO "POW-R-LINE" PARA OPERAR A UNA TENSIÓN DE 120 VCA, 2F, 2P, 60Hz, 10 KA CC, PARA SERVIDOR INTERIOR NEMA 12, TIPO SOBREPONER CON INTERRUPTOR PRINCIPAL.
14	5951026-1X-003	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO, TIPO SECO PARA SERVIDOR INTERIOR TIPO NEMA 1, CAPACIDAD DE 15 KVA, 480-208/120 V, 60 HZ, ENFRIAMIENTO AL, ELEVACIÓN DE TEMPERATURA 95/115°C, CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA, IMPEDANCIAS 2.3%.
15	5951026-18F-001	GABINETE PARA MONTAJE EN PAREDES TIPO NEMA 4, SWITCH DE ACCESO DE 16 PUERTOS 8 X PLAS 10/100/1000 24VDC, 120 MAC.

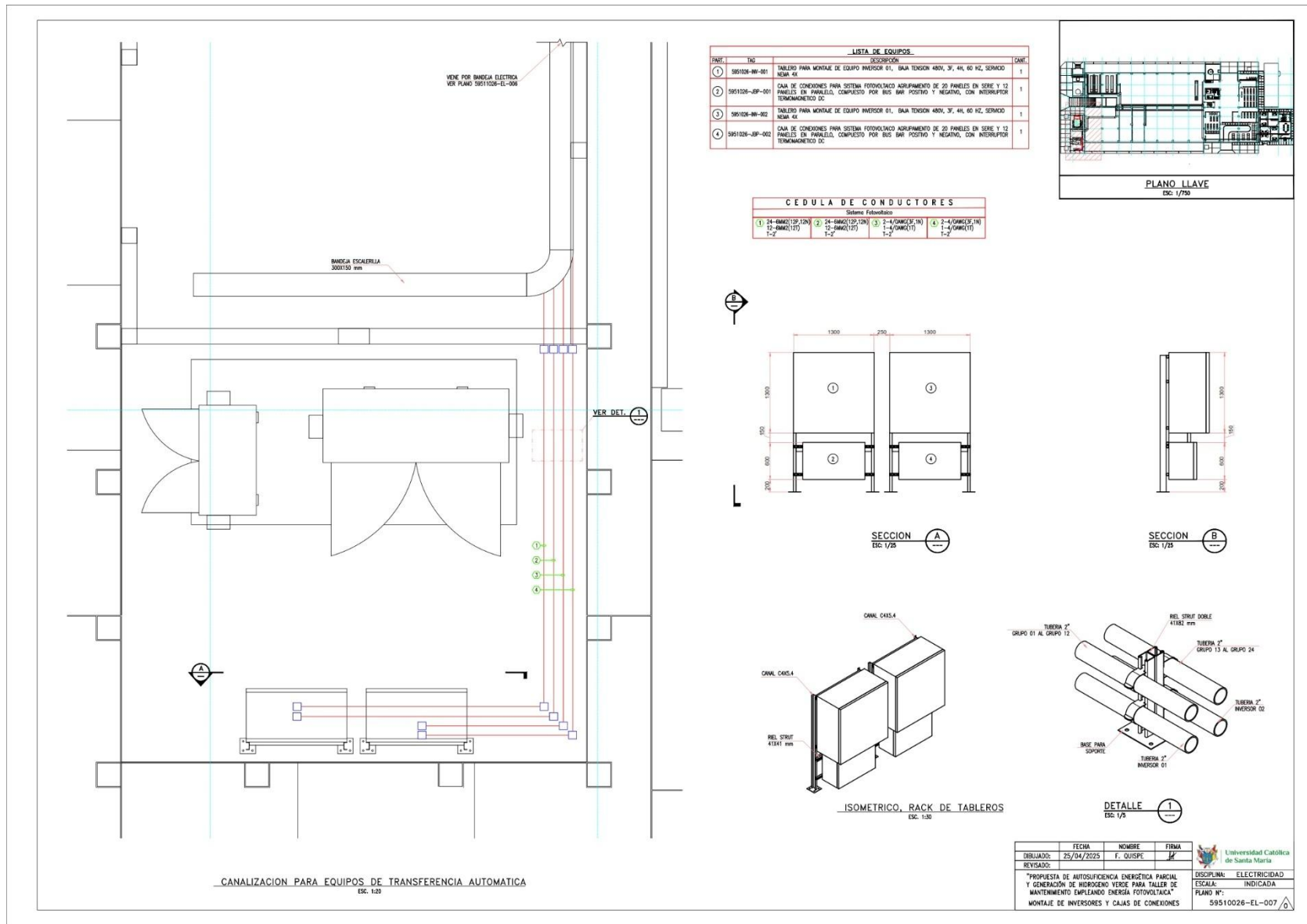


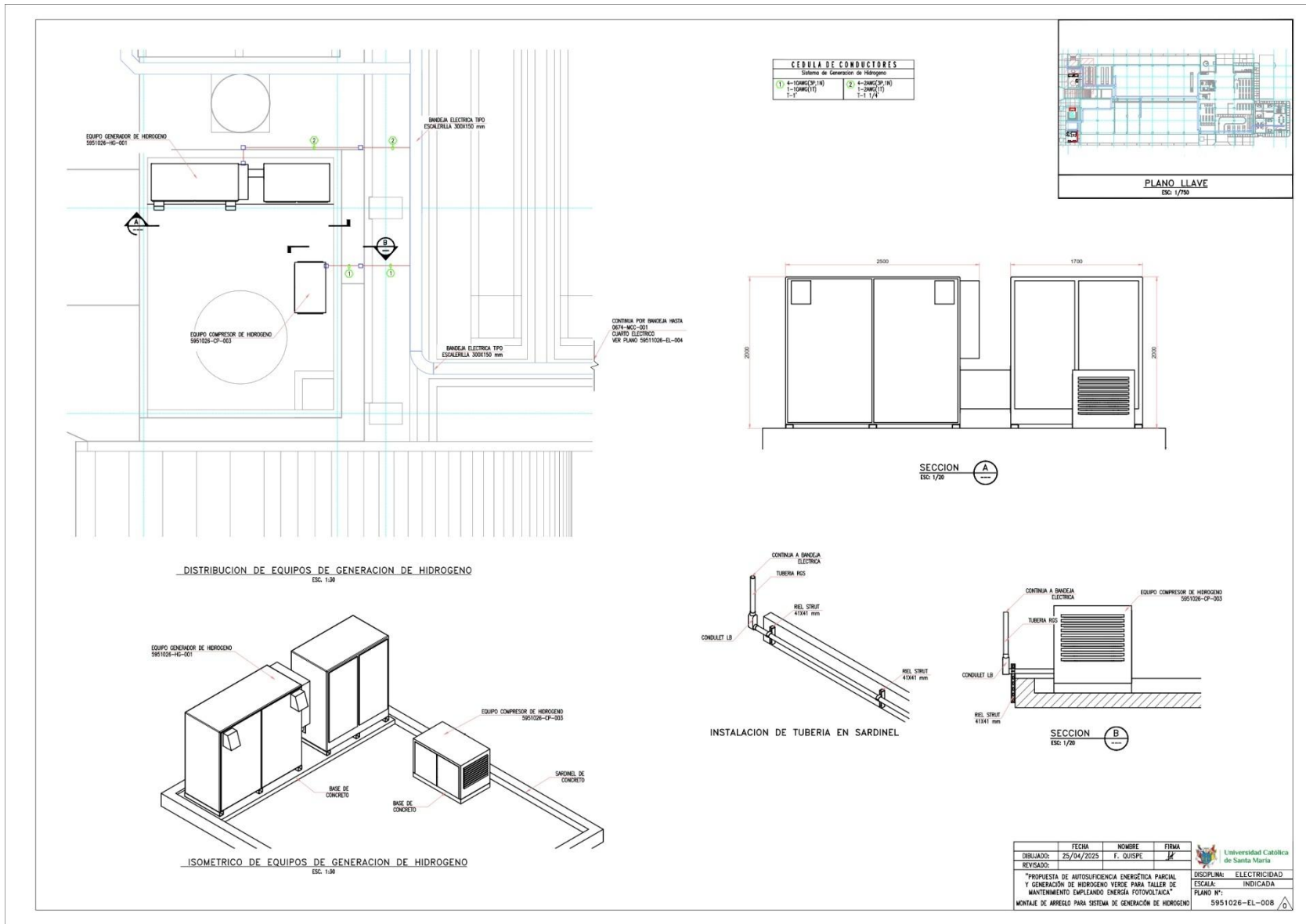
NOTAS:

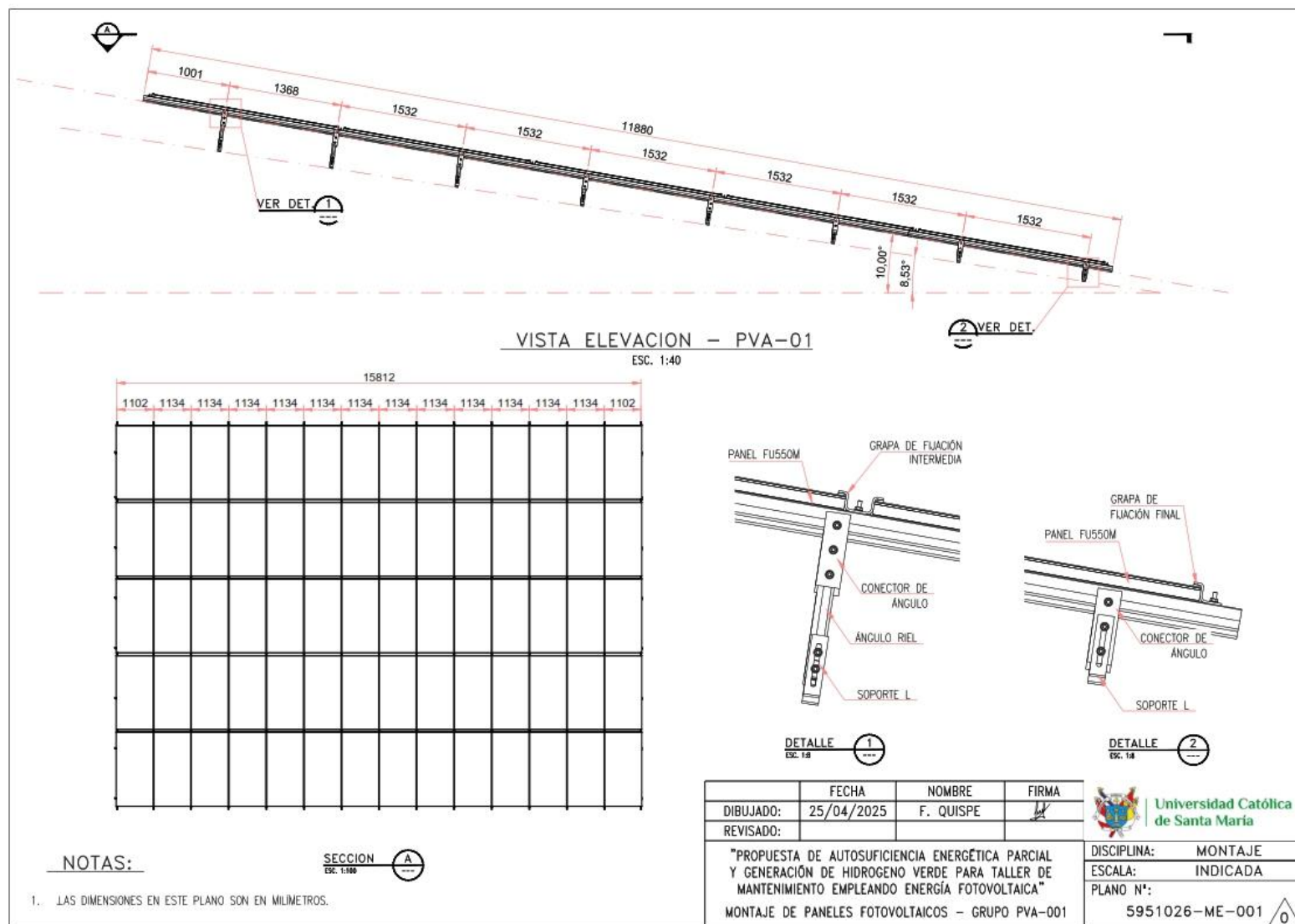
FECHA	NOMBRE	FIRMA
25/04/2025	F. QUISEP	
REVISADO:		
"PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA"		
DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS EN CUARTO ELÉCTRICO		
DISCIPLINA: ELECTRICIDAD		
ESCALA: INDICADA		
PLANO N°: 5951026-EL-004		

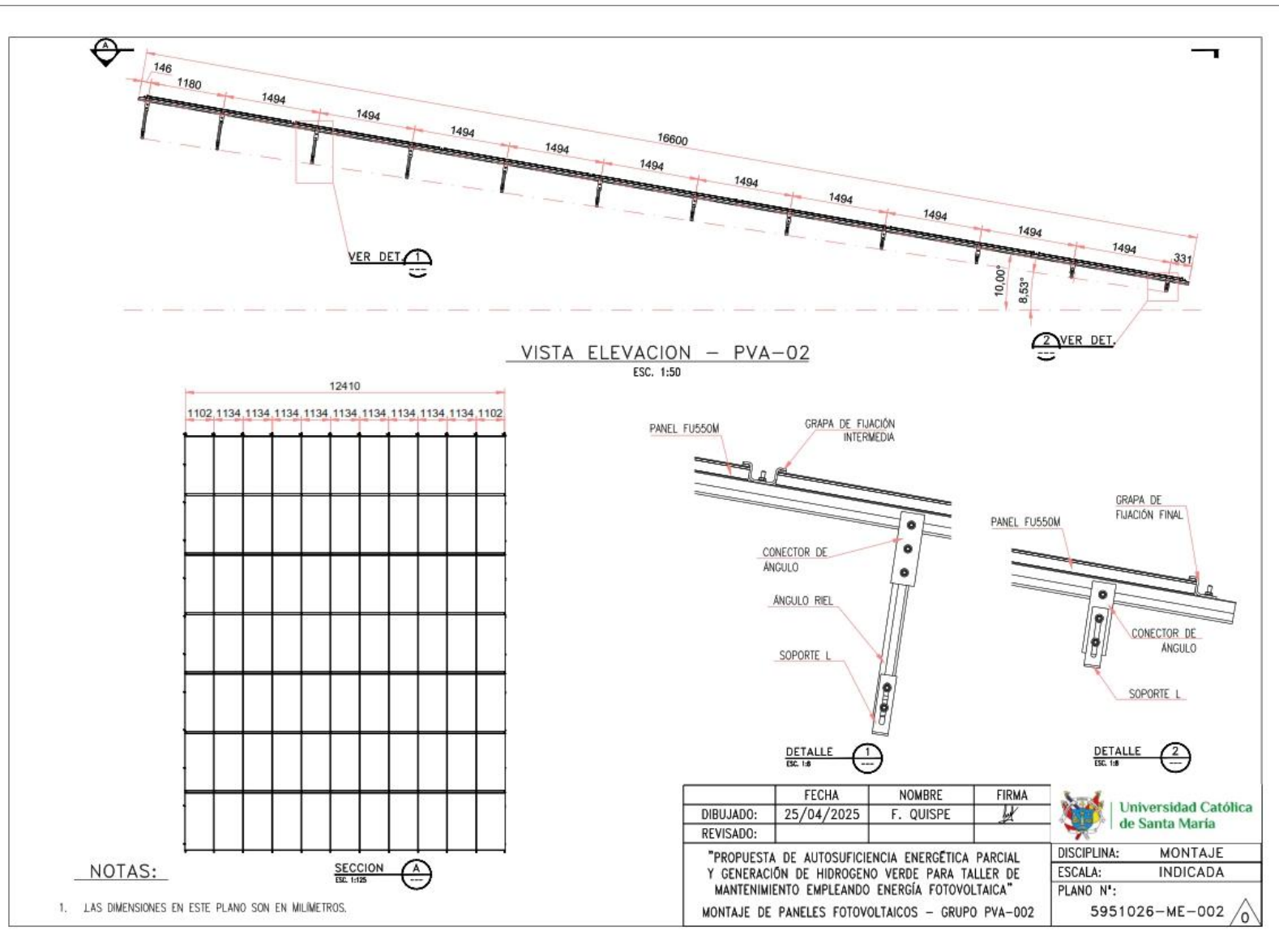
Universidad Católica
de Santa María

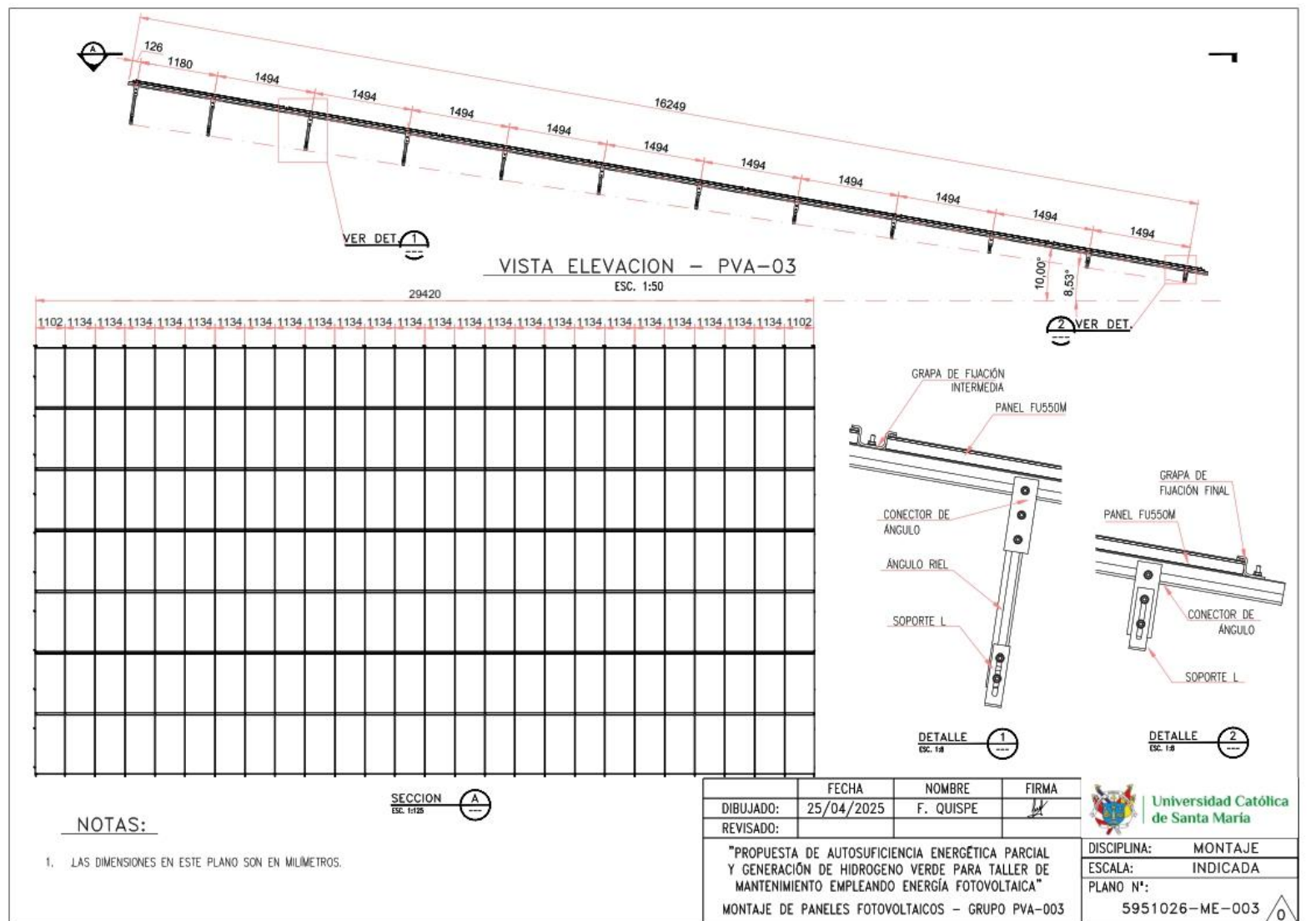


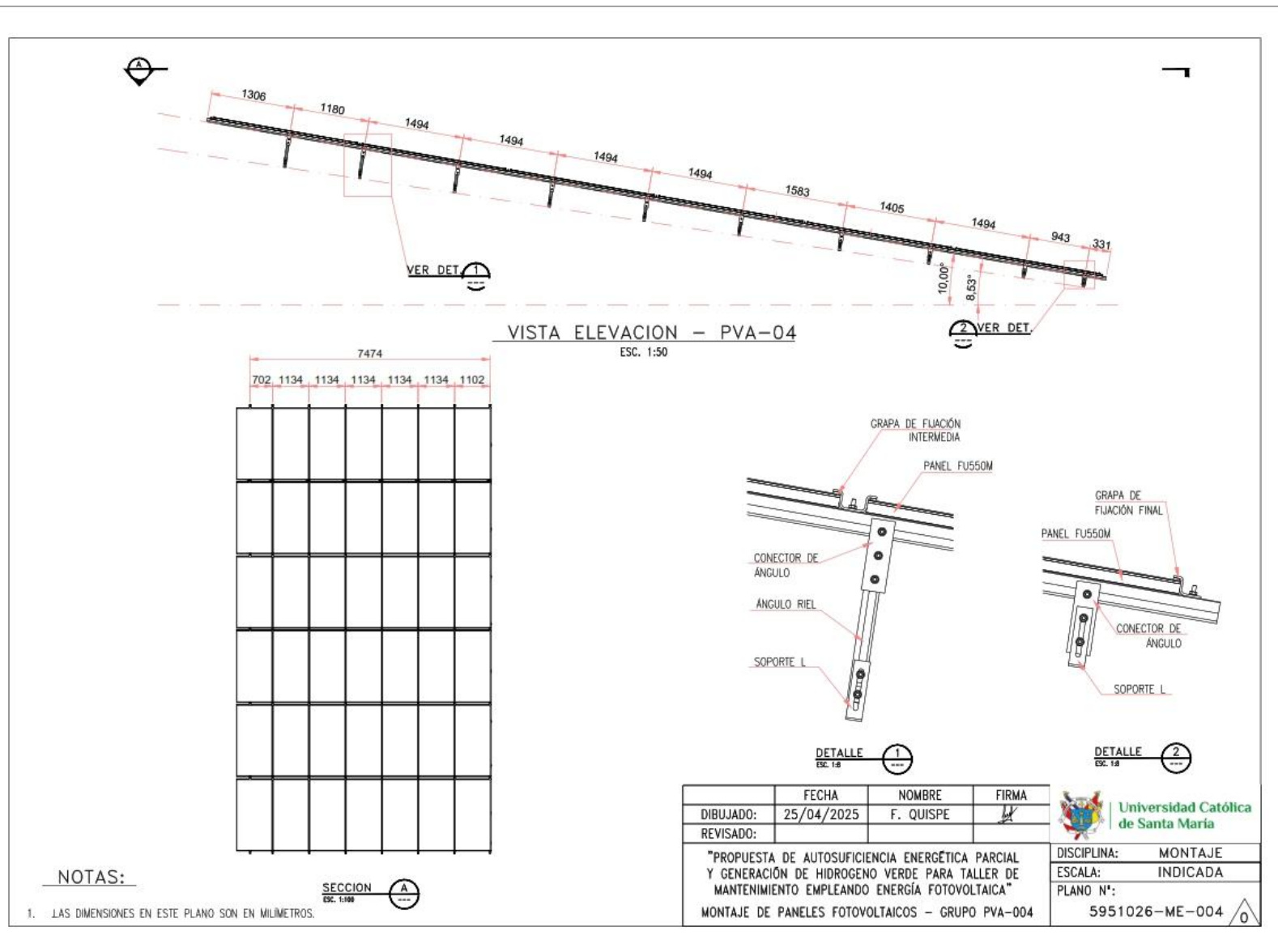


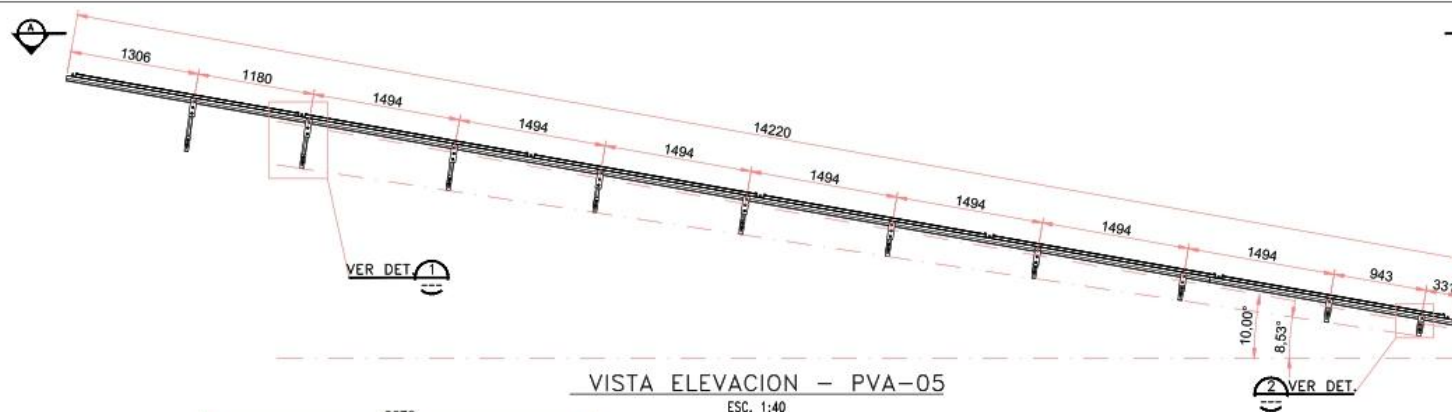






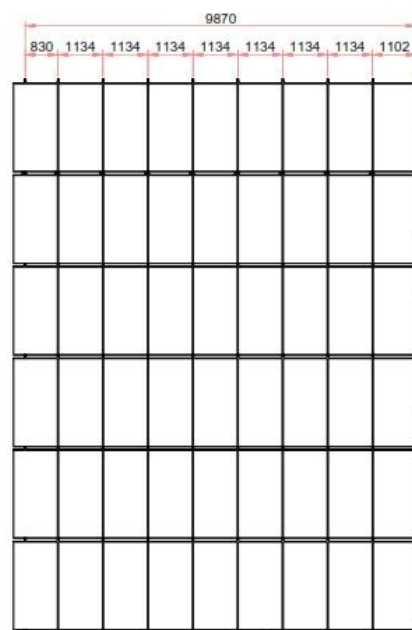






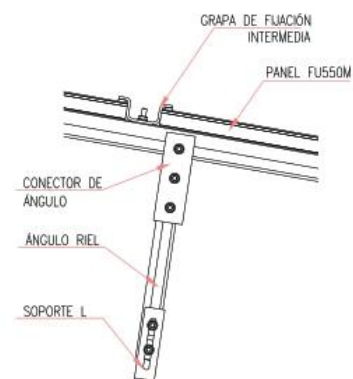
VISTA ELEVACION – PVA-05

ESC. 1:40



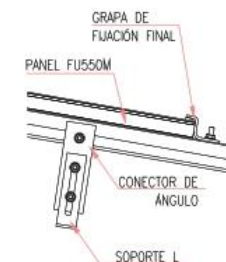
SECCION A

ESC. 1:100



DETALLE 1

ESC. 1:8



DETALLE 2

ESC. 1:8

NOTAS:

1. LAS DIMENSIONES EN ESTE PLANO SON EN MILIMETROS.

	FECHA	NOMBRE	FIRMA
DIBUJADO:	25/04/2025	F. QUISPE	
REVISADO:			
"PROPUESTA DE AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA PARCIAL Y GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE PARA TALLER DE MANTENIMIENTO EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA"			
MONTAJE DE PANELES FOTOVOLTAICOS – GRUPO PVA-005			

	DISCIPLINA:	MONTAJE
	ESCALA:	INDICADA
	PLANO N°:	5951026-ME-005

0

