



MEMORIA DESCRIPTIVA

Planta Solar FV 'GUAYUBIN SOLAR II', 100 MWp.

Guayubin, Monte Cristi, República Dominicana

Ingeniería: Astrom Technical Advisors, S.L. (ATA)

Versión: v00

Fecha: Septiembre 2022

Índice

1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO	4
1.1. OBJETO	4
1.2. ANTECEDENTES	4
1.3. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	4
2. LEGISLACIÓN APLICABLE	6
3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	8
3.1. LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES	8
3.2. CONDICIONES CLIMÁTICAS	9
4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN FV	10
4.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA FV CONECTADO A LA RED	10
5. CRITERIOS DE DISEÑO	11
5.1. CONSIDERACIONES DE PARTIDA	11
5.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA	12
6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLANTA SOLAR FV (CON ALMACENAMIENTO BESS)	15
6.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	15
6.2. CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA	15
6.3. LAYOUT PLANTA + BESS	17
6.4. GENERADOR FOTOVOLTAICO	19
6.5. ESTRUCTURA SOPORTE – ESTRUCTURA FIJA	21
6.6. INVERSOR FOTOVOLTAICO	23
6.7. ESTACIONES DE POTENCIA (EP) O SKIDS DE MT	25
6.8. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	26
6.9. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN (BT)	31
6.10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (MT)	32
6.11. PROTECCIONES	33
6.12. PUESTA A TIERRA	33
6.13. SISTEMA DE SEGURIDAD	35
6.14. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL	36
7. ANEXOS	38
ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS EQUIPOS PRINCIPALES	38



ANEXO II: ESTUDIO PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	62
---	----

1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1. Objeto

El objeto del presente documento, que se redacta conforme a las leyes vigentes, es la descripción del Proyecto formado por la **Planta Solar Fotovoltaica “GUAYUBIN SOLAR II”, de 79.98 MVAs nominales** (en adelante la “Planta Solar” o la “Planta”) y por un sistema de Baterías (BESS) de 10 MW de potencia y una capacidad energética de 3 horas sobre dicha potencia.

La Planta Solar FV se proyecta en una parcela perteneciente al municipio de GUAYUBIN, provincia de MONTE CRISTI (REPUBLICA DOMINICANA).

La Planta Solar FV se diseña considerando un soporte de módulos fotovoltaicos consistente en un sistema de estructura fija, optimizando así el ángulo para que la radiación solar incida de manera óptima.

La consecución de estos objetivos implicará la utilización de equipos y materiales de alta calidad que, además, permitan garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red y los restantes sistemas que están conectados a ella.

1.2. Antecedentes

La cada vez más extendida preocupación por la degradación medioambiental, así como la conveniencia de reducir la dependencia energética de fuentes de energía no renovables, han sido dos de los factores clave en la investigación y el desarrollo de fuentes de energía alternativas que puedan aportar mejores soluciones técnicas y económicas a ambas cuestiones.

Actualmente, el sector de las energías renovables se está desarrollando a un ritmo muy superior al que los expertos más optimistas habían estimado, jugando la energía solar fotovoltaica un papel fundamental gracias a su alto grado de desarrollo y su disminución progresiva de costes.

1.3. Descripción de la Actividad

La actividad que se llevará a cabo en la zona es la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica, la cual se basa en la transformación directa de la luz solar incidente sobre los paneles solares en energía eléctrica.

No se producirán residuos durante el proceso productivo ni existe peligro de vertidos contaminantes ni emisiones.

La construcción de esta Planta y de su línea de evacuación se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros propios de una política energética medioambiental sostenible. Estos objetivos se apoyan en los siguientes principios fundamentales:

- Reducir la dependencia energética.
- Aprovechar los recursos en energías renovables.
- Diversificar las fuentes de suministro incorporando los menos contaminantes.
- Reducir las tasas de emisión de gases de efecto invernadero.

2. LEGISLACIÓN APLICABLE

Para la elaboración del presente Proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- Código Eléctrico Nacional de la República Dominicana
- Reglamento Instalaciones Eléctricas Económicas
- Ley General de Electricidad No.125-01 y su Reglamento de Aplicación
- Normas de Diseño y Construcción para Redes Eléctricas de Distribución
- Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo
- Manual de Diseño contra Viento
- Reglamento para el Análisis y Diseño Sísmico de Estructuras
- IEC 60228 Conductors of insulated cables.
- IEC 60287 Electrical cables – Calculation of the current rating.
- IEC 60245 Rubber insulated cable of rated voltage up to and including 450/750V.
- IEC 60331 Tests for electric cables under fire conditions-Circuit integrity.
- IEC 60332 Test on electric and optical fiber cables under fire conditions.
- IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1.2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).
- IEC 60754 Test on gases evolved during combustion of materials from cables & Test on gases evolved during combustion of electric cables.
- IEC 60811 Common test methods for insulating and sheathing materials of electric cables and optical cables.
- IEC 61936-1, Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules
- IEC 60071, Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules
- IEC 60068, Environmental testing. Part 1: General and guidance
- IEC 60885 Electrical test methods for electric cables.
- IEC 61034 Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions.
- IEC 60216 Electrical insulating materials - Thermal endurance properties.
- IEC 60028 International standard of resistance for copper.
- IEC 60121 Recommendation for commercial annealed aluminium electrical conductor wire.
- IEC 60364 Low voltage electrical installation. Part 1 Fundamental principles, assessment of general characteristic, definitions.
- IEC 60364-7-712:2002, Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- IEC 60754-1-2 Test on gases evolved during combustion of materials from cables
- IEC 61138 Cables for portable earthing and short-circuiting equipment

- EN 50288 multi-element metallic cables used in analogue and digital communication and control
- IEC 61156-6 multicore and symmetrical pair/quad cables for digital communications.
- EN 50521:2008 Connectors for PV systems
- IEC 60228, 60364-1, 60332-1-2, 60754-1 and -2, 61034, TÜV approval 2Pfg 1169: cable design and wiring for the electrical infrastructure and connection infrastructure.
- IEC 60364-6, Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification
- IEC 62446, Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection
- IEC 60076, Power Transformers-Part 1: General
- IEC 62271, High voltage switchgear and controlgear
- IEC 60376, Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment
- IEC 61439, Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 1: General rules
- IEC 60439, Low-voltage switchgear and controlgear assemblies
- IEC 60947, Low-voltage switchgear and controlgear - Part 1: General rules
- IEEE 80
- IEEE 665
- IEC 62305 (all parts), Protection against lightning
- IEC 60099 Surge arresters
- IEC 61000
- International Building Code (IBC) latest edition
- IEC 60721-3-3 Section 3: Classification of environmental conditions (stationary use at weather protected locations)
- IEC 60721-3-4 Section 4: Classification of environmental conditions (stationary use in nonweather protected locations)

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

3.1. Localización y Características Generales

La Planta Solar se proyecta en una parcela perteneciente al municipio de GUAYUBIN, provincia de MONTE CRISTI (REPUBLICA DOMINICANA).

Las coordenadas UTM (Huso 19) de referencia de la ubicación de la Planta son las siguientes:

	Coordenadas UTM Huso 19
X	254943.93 m E
Y	2181776.82 m N

Tabla 1: Coordenadas del Emplazamiento

La siguiente imagen ilustra su situación:



Figura 1: Localización del Proyecto

3.2. Condiciones Climáticas

En la siguiente tabla, se muestran las condiciones ambientales y meteorológicas del lugar donde está ubicada la Planta Fotovoltaica de acuerdo con los datos obtenidos tras la consulta de la base de datos SOLARGIS.

Meses	Temperatura Media (°C)	Radiación Global horizontal (kWh/m ²)	Radiación difusa (kWh/m ²)	Velocidad del viento (m/s)	Precipitación (mm)	Albedo
Enero	24.7	141.4	46.7	3.5	42	0.14
Febrero	25.1	150.3	46.4	3.8	39	0.14
Marzo	25.6	186.9	60.5	3.4	44	0.14
Abril	26.6	195.5	65.1	3.4	88	0.14
Mayo	27.6	198.7	73.6	3.1	174	0.15
Junio	28.8	198.9	75.2	3.4	126	0.16
Julio	29.3	206.9	77.7	4.3	75	0.16
Agosto	29.3	198.7	70.2	3.9	98	0.15
Septiembre	28.7	179.8	59	2.8	139	0.15
Octubre	27.7	163	55.9	2.6	139	0.14
Noviembre	26.3	131.2	48.7	3	98	0.14
Diciembre	25.4	131.3	45.5	3.4	51	0.14
Año	27.1	2082.5	724.2	3.4	1113	0.15

Tabla 2: Condiciones Climáticas del Emplazamiento

El estudio de producción energética PVSyst de la Planta Solar (Anexo II del presente Proyecto) se ha realizado considerando los datos climáticos anteriores.

4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN FV

4.1. Componentes de un Sistema FV Conectado a la Red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son soluciones alternativas reales a la diversificación de producción de electricidad, y se caracterizan por ser sistemas no contaminantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases nocivos (CO₂, SO_x, NO_x) a la atmósfera, utilizar recursos locales de energía y evitar la dependencia del mercado exterior del petróleo.

Una instalación fotovoltaica de conexión a red presenta tres subsistemas perfectamente diferenciados:

- Generador fotovoltaico: El generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar recibida.
- Sistema de acondicionamiento de potencia: Para poder inyectar la corriente continua generada por los módulos a la red eléctrica, es necesario transformarla en corriente alterna de similares condiciones a la de la red. Esta función es realizada por unos equipos denominados inversores que, basándose en tecnología de potencia, transforman la corriente continua procedente de los módulos en corriente alterna de la misma tensión y frecuencia que la de la red pudiendo, de esta forma, operar la instalación fotovoltaica en paralelo con ella.
- Interfaz de conexión a red. Para poder conectar la instalación fotovoltaica a la red en condiciones adecuadas de seguridad tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran, ésta ha de dotarse de las protecciones y elementos de facturación y medida necesarios.

Como principales ventajas de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se pueden mencionar las siguientes:

- Presentan una gran simplicidad.
- La energía se genera en el propio lugar en que se consume.
- Montaje sencillo y reducido mantenimiento.
- Alta calidad energética con elevada fiabilidad.
- Características modulares que hacen sencillas posteriores ampliaciones.
- No producen ruidos ni emisiones de ningún tipo por lo que no alteran el medio ambiente.

A continuación, se muestra un esquema del principio de funcionamiento de una Instalación Solar Fotovoltaica.

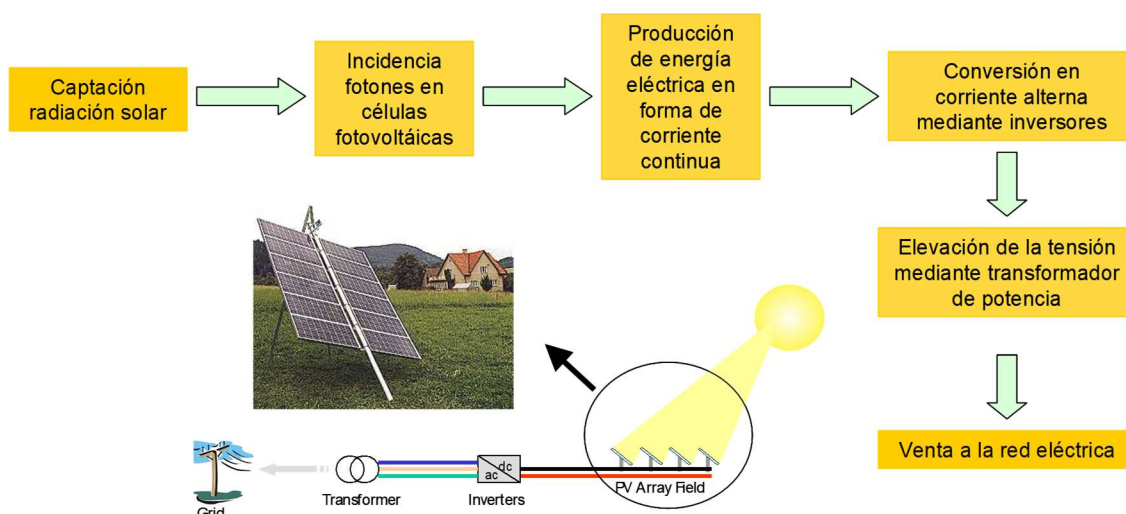


Figura 2: Principio de Funcionamiento Instalación FV

5. CRITERIOS DE DISEÑO

5.1. Consideraciones de Partida

Para el diseño de la Planta Fotovoltaica, se ha considerado una vida útil de 30 años y se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones de partida:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Módulo FV	Fabricante y modelo	-	CANADIAN CS7N-660MS (660Wp)
	Tecnología	-	Monofacial
	Potencia Cara Frontal	Wp	660
Estructura Soporte	Tipo	-	Estructura Fija
	Fabricante y modelo	-	RENEERGY 3Vx33
	Configuración e inclinaciones	-	3V 10°
	Máximo Pendientes consideradas N-S / S-N / E-O	%	20 / 20 / 20
	Nº de strings / estructura	Ud.	3
	Nº de módulos / estructura	Ud.	99
Inversor	Tipo	-	String
	Fabricante y modelo	-	HUAWEI SUN2000-215KTL-H3
	Potencia AC a 30°C	kVA	215.00
	Potencia AC a 40°C	kVA	204.00
Parámetros de Diseño	Tª de diseño	°C	30
	Nº de módulos / string	Ud.	33
	Pitch	m	12
	Potencia AC	MVA	79.980

Elemento	Parámetro	Unidad	
	Potencia Pico	MWp	100.035
	Radio de giro caminos	m	12,00
	Ancho de caminos internos	m	4
	Distancia entre estructuras y vallado	m	10 m
	Separación E-O entre estructuras	m	0,50
	Distancia entre Estructuras + camino	m	10,00

Tabla 3: Consideraciones de Partida de la Planta FV

Para el diseño del sistema de almacenamiento propuesto, presenta una potencia en el punto de acceso de un 10% de la capacidad de acceso, y una capacidad energética de 3 horas sobre dicha potencia. El sistema se cargará del excedente de la planta fotovoltaica cuando esta supere una determinada potencia AC en inversores (tentativamente 50 MW), y se descargará cuando no exista producción fotovoltaica. Este funcionamiento responde al objetivo de minimizar el clipping de la planta y sirve también para aportar estabilidad a la frecuencia de la red.

A continuación, se indican los datos generales del presente proyecto:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Requisitos de Diseño	Potencia Útil de diseño en el Punto de Acceso	MW	10
	Autonomía	h	3
	Energía Mínima Útil en el Punto de Acceso Durante 10 años	MWh	30

Tabla 4: Consideraciones de Partida del sistema BESS

5.2. Dimensionamiento de la Planta

Teniendo en cuenta las consideraciones de partida, se ha realizado el dimensionado de la Planta Fotovoltaica con los siguientes criterios:

- Maximizar el área ocupada, respetando las servidumbres y distancias mínimas exigidas.
- Maximizar la generación anual de energía.
- Optimización de longitudes de cableado.
- Optimización de movimientos de tierra y canalizaciones subterráneas que afectan directamente al terreno.

5.2.1. Diseño Eléctrico

- La pérdida de potencia máxima BT-DC de los tramos de cable en condiciones nominales.
- La pérdida de potencia máxima BT-AC de los tramos de cable en condiciones nominales.
- La pérdida de potencia en BT, compuesta por las dos componentes anteriores, será, en todas las tiradas, inferior al 1,5%.
- Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del equipo de CC (1500 Vcc).
- La red de media tensión que conecta las estaciones de potencia con la Subestación Elevadora 34,5/138 kV, se realizará con cableado de aluminio, teniendo en cuenta los criterios de intensidad nominal y cortocircuito; y en ningún caso sobrepasando una pérdida de potencia del 0,5%.
- El nivel de tensión considerado para la red de media tensión interna de la Planta y de la línea subterránea de evacuación es de 34,5 kV.
- El cableado de aluminio seleccionado para la red de media tensión serán conductores unipolares que irán directamente enterrados en zanjas y bajo tubo cuando se ejecute un cruzamiento con caminos o carreteras existentes.
- La conexión de la red de media tensión será en líneas-antenas y no en anillo.
- Los consumos asociados a inversores, sistema de seguridad y otros serán alimentados desde los transformadores de las estaciones de potencia distribuidos a lo largo de la Planta.
- Instalación de elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión o interruptor general manual que permita aislar eléctricamente la Instalación Fotovoltaica del resto de la red eléctrica.
- Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico como mínimo de tipo básico Clase II en lo que afecta a equipos (módulos e inversores) y al resto de materiales (conductores, cajas, armarios de conexión...).
- Se dispondrá de los equipos de medida de energía necesarios con el fin de medir, tanto mediante visualización directa, como a través de la conexión vía módem que se habilite, la energía generada y consumida por la Planta Solar.

5.2.2. Diseño Civil

- Se ha considerado la limpieza de todo el recinto de la parcela.
- Se ha considerado el despeje y desbroce de todas las áreas donde se instalen los paneles.
- Los viales internos se han diseñado de 4 metros, si bien se ha dejado espacio suficiente en las estaciones de potencia para el paso de una grúa. Se ha tenido en cuenta que den acceso a todas las estaciones de potencia.
- La estructura de los seguidores se instalará por medio de hincado directo al terreno siempre que sea posible, a una profundidad de hincado mínima según se determine en el Pull-Out Test que

deberá realizarse previo a la construcción de acuerdo con el estudio geotécnico. En aquellos casos en los que el hincado directo no sea posible, se utilizará el método de pre-drilling para la instalación de las hincas de los seguidores, y si tampoco fuera posible, se utilizarán micropilotes o zapatas de hormigón aisladas.

- La Planta podrá disponer de un sistema de drenaje tal que permita drenar el agua en el interior de la Planta sin afectar al periodo de vida útil de la misma, así como a las labores de operación y mantenimiento. El sistema de drenaje consistirá en una red de drenaje perimetral y otra red de drenaje interior en forma de cuneta en el lado de los viales internos donde se recoja el agua de escorrentía.
- El cable de string BT-CC irá en aéreo correctamente embreadado a la estructura soporte o enterrado en zanjas de baja tensión (BT) mediante tubo (de paso entre estructuras) hasta la entrada de sus correspondientes Inversores. Los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.
- Los cables de BT-AC desde los inversores hasta las Estaciones de Potencia serán enterrados directamente en las zanjas de baja tensión (BT).
- El cableado de MT entre las estaciones de potencia y la Subestación Elevadora, será llevado en zanjas (directamente enterrado o bajo tubo dependiendo del tramo) de acuerdo con la normativa y estándares de aplicación.
- El cableado perimetral del sistema de seguridad será diseñado enterrado bajo tubo en zanja de acuerdo con la normativa y estándares de aplicación.
- El sistema de puesta a tierra de la Planta conectará los elementos metálicos a tierra de: estructuras fotovoltaicas, inversores, estaciones de potencia, sistema de seguridad, vallado perimetral, etc. Llevando el cable directamente enterrado en las zanjas de baja y media tensión.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLANTA SOLAR FV (CON ALMACENAMIENTO BESS)

6.1. Características Principales

Tomando como base las consideraciones de partida que se mencionaban en el apartado 5.1 de este documento, el diseño final de la Planta obedece a las siguientes características principales:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Configuración Planta FV	Potencia Pico de Módulos	MWp	100.035
	Potencia Aparente de Inversores (a 30°C)	MVA	79.980
	Capacidad de Acceso	MW	Mínimo 50.000
	Ratio CC/CA (P. Instalada / C. de Acceso)	-	1,25/2,00
	Nº de inversores	Ud.	372
	Nº de módulos	Ud.	151.569
	Nº de strings	Ud.	4.593
	Nº de estructuras 3Vx33	Ud.	1.531
	Nº de módulos por string	Ud.	33
	Pitch	m	12

Tabla 5: Configuración General de la Planta

Elemento	Parámetro	Unidad	
Configuración Sistema BESS	Potencia AC	kW	10.000
	Energía instalada AC	kWh	33,918
	Nº de PCS	Qty.	8
	Nº de Skids de Potencia	Qty.	2
	Nº de racks de baterías	Qty.	104

Tabla 6: Configuración General del sistema BESS

6.2. Configuración Eléctrica

La Planta Solar Fotovoltaica producirá energía eléctrica a partir de la radiación solar incidente sobre los paneles fotovoltaicos colocados sobre estructuras fijas. Posteriormente, gracias a los inversores fotovoltaicos, se transformará la corriente continua en corriente alterna y los transformadores (ubicados en las Estaciones de Potencia) elevarán la tensión de Baja Tensión (BT) a Media Tensión (MT).

Así, la energía generada será conducida por medio de una red de media tensión (MT) subterránea de 34,5 kV hasta la Subestación Elevadora 34.5/138 kV.

El diseño del sistema de almacenamiento estará basado en una configuración modular y escalable compuesta por 8 unidades modulares potencia-energía o bloques conectados a la planta FV en el bus de corriente continua de los inversores según se indica en el esquema unifilar.

Cada uno de estos bloques, llamados DC packs, alberga 13 racks outdoor de baterías. Cada grupo de 2 DC packs se conectan a un PCS de 4.5 MVA. Cada grupo de 2 PCS se integra en una Stor PCS station que incluye, cuadros de baja tensión y un transformado de 8.2 MVA. La capacidad de cada uno de estos Stor PCS es de 7.69 MVA

A continuación, se muestra un esquema conceptual de la configuración propuesta:

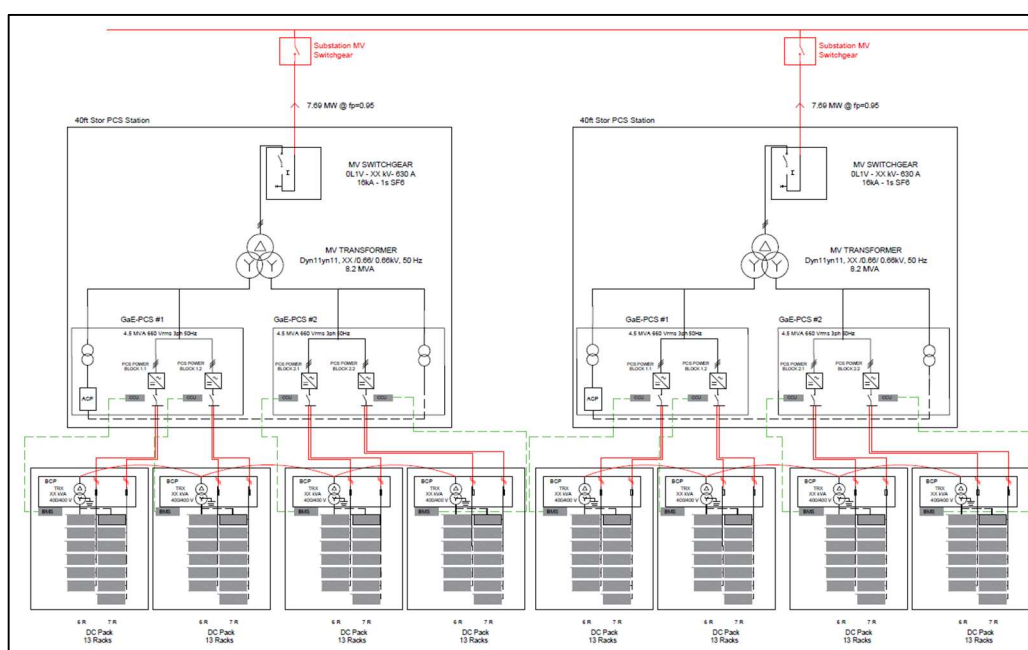


Figura 3: Esquema unifilar del sistema BESS

En la siguiente tabla se muestran las características generales del sistema de almacenamiento propuesto:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Unidades de energía (racks outdoor)	Fabricante y modelo	-	CATL O852280-E-T-U-1
	Tecnología	-	Ion-litio (LFP)
	Energía	Kwh	372,7
	Índice de protección	-	IP 65
	Nº de racks de baterías por unidad de energía	Qty.	13 x unidad (104)
	Nº de unidades de energía	Qty.	8
Unidades de Potencia (PCS)	Fabricante y modelo	-	Gamesa electric proteus 4500
	Potencia AC	Kw	4504

Tabla 7.- Características principales de la instalación

La configuración eléctrica de la Instalación Fotovoltaica se resume en las siguientes tablas:

Nº Estación de Potencia / Skid MT	Nº de Inversores	Tipo de Inversor	Potencia Aparente Inversor @30/40 °C (kVA)	Potencia de la Skid MT a 30/40 °C (kVA)
1	31	Huawei Sun2000-215KTL-H3	215 / /204	6.665 / 6.324
2	31			6.665 / 6.324
3	31			6.665 / 6.324
4	31			6.665 / 6.324
5	31			6.665 / 6.324
6	31			6.665 / 6.324
7	31			6.665 / 6.324
8	31			6.665 / 6.324
9	31			6.665 / 6.324
10	31			6.665 / 6.324
11	31			6.665 / 6.324
12	31			6.665 / 6.324

Tabla 8: Configuración Eléctrica (1/2)

Skid MT	Nº Estructuras (3Vx33)	Nº Strings	Potencia Pico (kWp)	Potencia Est. Potencia (kW @30°C)	Ratio CC/CA con limitación
Skid MT - 01	126	378	8.232,84	6.665	1,24
Skid MT - 02	127	381	8.298,18	6.665	1,25
Skid MT - 03	127	381	8.298,18	6.665	1,26
Skid MT – 04	127	381	8.298,18	6.665	1,25
Skid MT – 05	129	387	8.428,86	6.665	1,23
Skid MT - 06	128	384	8.363,52	6.665	1,24
Skid MT – 07	128	384	8.363,52	6.665	1,24
Skid MT - 08	129	387	8.428,86	6.665	1,24
Skid MT - 09	129	387	8.428,86	6.665	1,25
Skid MT - 10	128	384	8.363,52	6.665	1,26
Skid MT - 11	126	378	8.232,84	6.665	1,24
Skid MT – 12	127	381	8.298,18	6.665	1,25
TOTAL	1531	4.593	100.355,400	79.980	1,25

Tabla 9: Configuración Eléctrica (2/2)

6.3. Layout Planta + BESS

La siguiente imagen muestra la implantación propuesta para la Planta Solar Fotovoltaica de acuerdo con las consideraciones técnicas indicadas anteriormente.



Figura 4: Instalación FV

La siguiente imagen muestra la implantación propuesta para la Sistema de Almacenamiento de acuerdo con las consideraciones técnicas indicadas anteriormente.

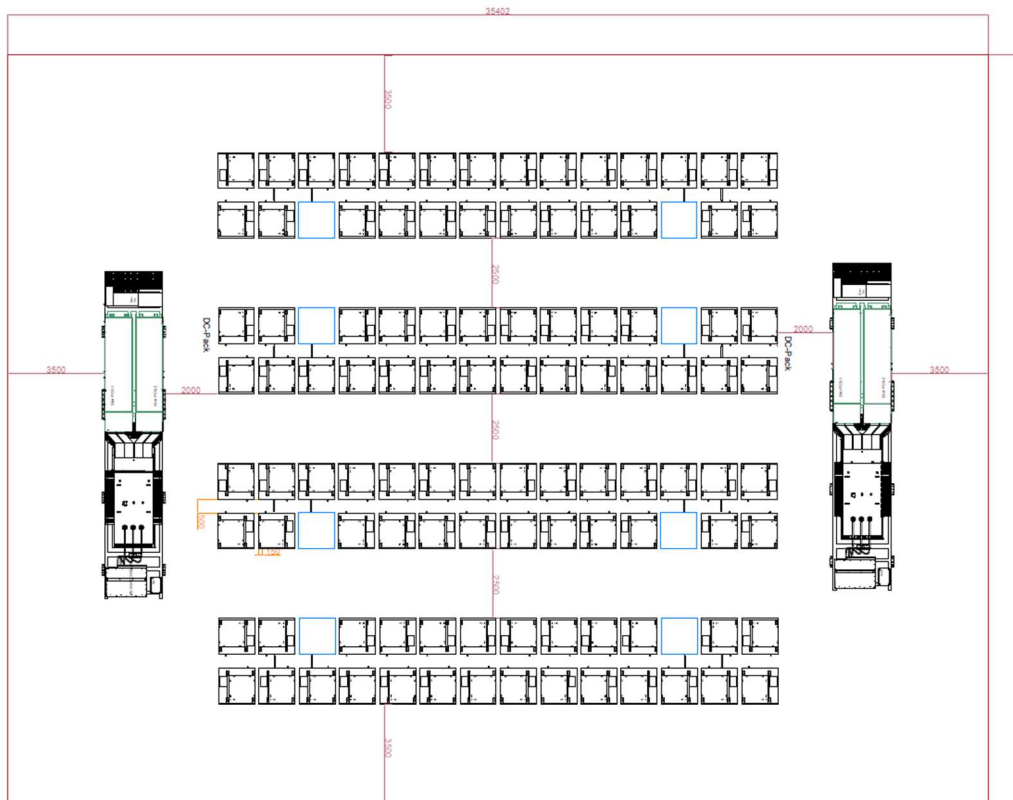


Figura 5: Instalación BESS

6.4. Generador Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos son los dispositivos físicos encargados de transformar la energía que les llega en forma de radiación electromagnética, en electricidad por medio del efecto fotoeléctrico.

Se componen de unidades independientes denominadas células fotovoltaicas, agrupadas convenientemente en arrays "serie-paralelo" de forma que ofrezcan las características tensión–intensidad requeridas por la aplicación para la que se dimensionan.

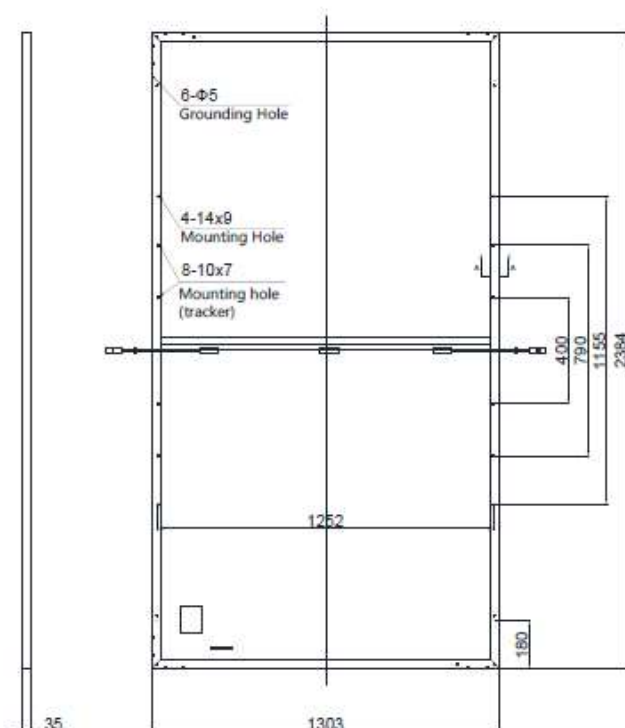
Una célula FV típica de silicio cristalino genera un voltaje de circuito abierto entorno a los 0,6 V y una corriente de cortocircuito que depende del área de célula ($\approx 3 \text{ A}$ para un área de 100 cm^2). Debido a su pequeña potencia, las células se asocian en serie y en paralelo en módulos FV, que además aportan un soporte rígido y una protección contra los efectos ambientales. Si la potencia suministrada por un módulo FV no es suficiente para una aplicación determinada se realizan asociaciones serie y paralelo de módulos para formar un generador FV.

Para esta Planta FV, se han seleccionado módulos fotovoltaicos monofaciales basados en la tecnología Half-Cut de silicio monocristalino, ampliamente probada en numerosas instalaciones a lo largo del mundo. Sus características principales se resumen a continuación:

Características del Módulo Fotovoltaico	
Fabricante	CanadianSolar o similar
Modelo	CS7N-660MS
Potencia (Wp)	660 W
Tolerancia de Potencia (W)	0~+10
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (V_{MPP})	38.3 V
Intensidad en el Punto de máxima Potencia (I_{MPP})	17.24 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{OC})	45.4 V
Intensidad de Cortocircuito (I_{SC})	18.47 A
Eficiencia, η (%)	21.2 %
Dimensiones (mm)	2384x1303x35

Tabla 10: Características del Módulo Fotovoltaico en STC

Rear View



Frame Cross Section A-A

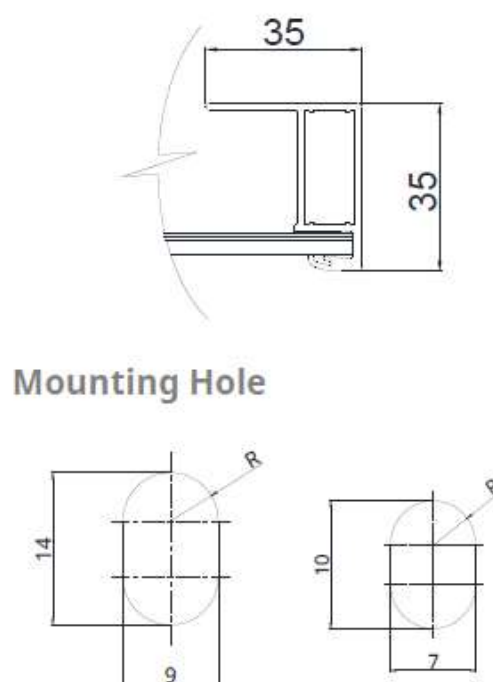


Figura 6: Dimensiones del Módulo

De acuerdo con la información incluida en la hoja de especificaciones técnicas, los módulos están certificados conforme a los estándares IEC61215 / IEC61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68.

Curvas Características

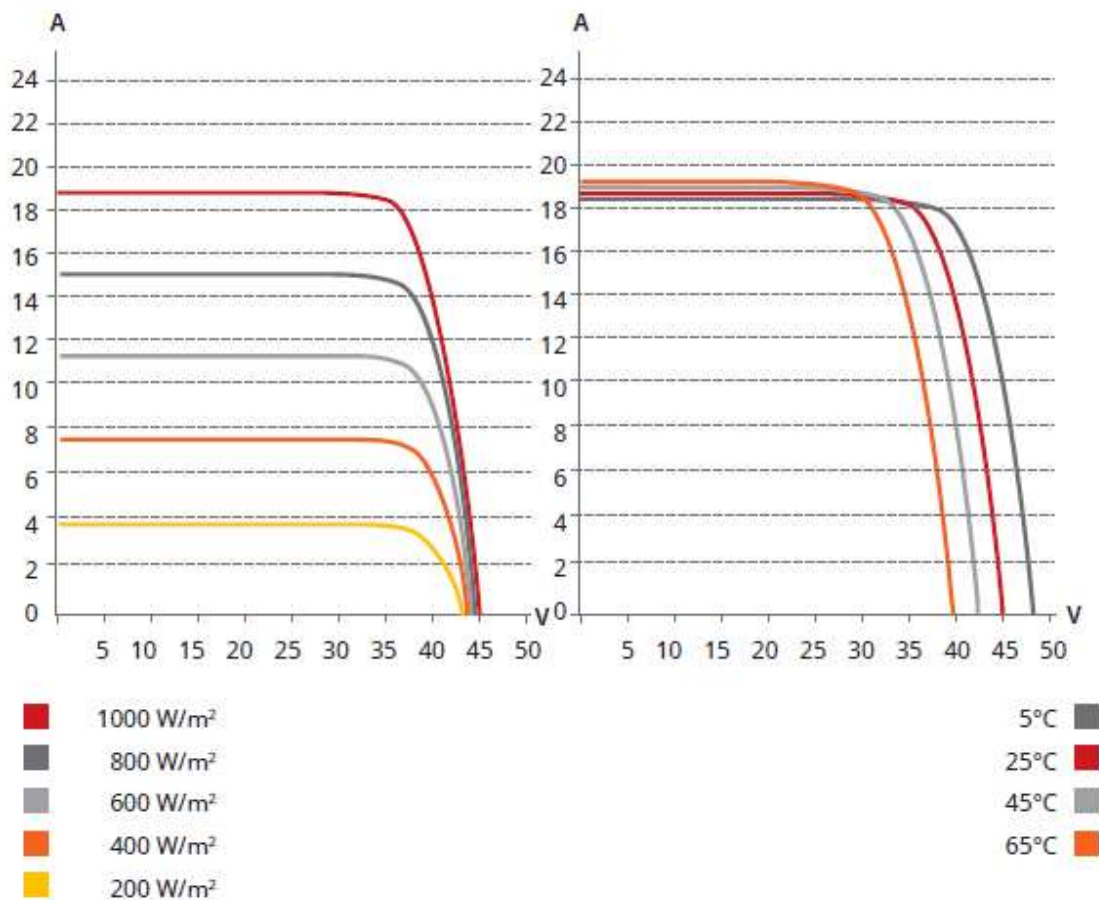


Figura 7: Curvas Características

6.5. Estructura Soporte – Estructura Fija

Los módulos FV se instalarán sobre estructuras denominadas estructura fija, que poseen una inclinación fija.

La estructura donde se sitúan los módulos está fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes.

Con el fin de optimizar la superficie disponible, se ha adoptado como solución de la implantación una disposición 3V. Las principales características de la estructura solar son las indicadas a continuación:

Características de la Estructura	
Fabricante	RENEERGY o similar
Ángulo de Inclinación (°)	10°
Disposición de los módulos	3V
Configuraciones	3Vx33 (99 módulos)
Pendiente Admisible N-S (%)	Hasta 60%

Características de la Estructura	
Pendiente Admisible E-O (%)	Hasta 60%
Carga de Viento Admisible	Según códigos locales
Opciones Cimentación	Pilares Hincado, Tornillo/ Pre-drilling + hincado/ Cimentación de Hormigón (Micropilote y Zapata Superficial)
Garantías Estándar	Estructura 10 años

Tabla 11: Características de la Estructura Solar



Figura 21: Estructura 3V

Los principales elementos de los que se compone la estructura son los siguientes:

- Cimentaciones: perfiles hincados con o sin perforación previa.
- Estructura de sustentación: formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado y aluminio.
- Elementos de sujeción y tornillería.
- Elementos de refuerzo.

La fijación al terreno se realizará siguiendo las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico. Para un terreno medio, la estructura irá fijada mediante el hincado de perfiles directamente al terreno o

con alguna perforación previa en el caso específico en el que aplique. La cimentación de la estructura ha de resistir los esfuerzos derivados de:

- Sobrecargas del viento en cualquier dirección.
- Peso propio de la estructura y módulos soportados.
- Sobrecargas de nieve sobre la superficie de los módulos (en el caso que aplique).
- Solicitaciones por sismo según la normativa de aplicación.

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable.

Las piezas de fijación de módulos serán siempre de acero inoxidable. El elemento de fijación garantizará las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Como elementos de unión entre paneles se emplearán unas pletinas/grapas de fijación metálicas.

La instalación de las estructuras se adaptará, en la medida de lo posible, a la orografía del terreno para reducir al máximo la necesidad de realizar movimientos de tierra.

6.6. Inversor Fotovoltaico

El inversor es un dispositivo de electrónica de potencia que permite transformar la energía eléctrica generada en forma de corriente continua por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, para poder ser elevada posteriormente de tensión y vertida a la red eléctrica.

La operación de los inversores será totalmente automatizada. Una vez que el generador fotovoltaico genera la potencia suficiente para excitar al inversor, arranca y la electrónica de control comienza con la conversión DC/AC. Por el contrario, cuando la potencia de entrada baja por debajo del punto de excitación del inversor para la conexión dejará de trabajar. La energía que consume la electrónica procederá del generador fotovoltaico, y por la noche el equipo sólo consumirá una pequeña cantidad de energía procedente de la red eléctrica.

Para este Proyecto, se han seleccionado inversores STRING del modelo Huawei SUN2000-215KTL-H3. Las características del inversor que se deben considerar para el dimensionamiento de la Instalación de Baja Tensión se indican en la siguiente tabla:

Características DC del Inversor	
Rango de tensión MPP	500 - 1.500 V
Tensión Máxima	1.500 V
MPPT Independientes	3
Nº de Entradas DC	Hasta 14 (4+5+5)
Máxima corriente por MPPT (I_{dc})	100 A

Características DC del Inversor	
Eficiencia Máx / Euro	99.0% / 98.6%
Rango de Temperatura Ambiente de Operación	-25°C a 60°C
Características AC del Inversor	
Potencia nominal (kVA)	215 kVA @30°C / 204 kVA @40°C
Potencia Activa Limitada (kW)	200 kW
Intensidad máxima (A)	155,2 A
Tensión nominal (V)	800 V
Frecuencia (Hz)	50 Hz / 60 Hz
THD (%)	< 3%
Factor de potencia	0,8-0,8 (leading / lagging)
Dimensiones (mm)	1.035x700x365

Tabla 12: Características del Inversor

El inversor cumple con lo dispuesto en los estándares EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100, así como con el P.O.12.3 de conexión a red.

Con el fin de evitar el efecto (PID), degradación inducida por potencial eléctrico de los módulos fotovoltaicos, el polo negativo CC del inversor se conectará a la red de tierras.

Los inversores de conexión a red disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado y presentan las siguientes características de funcionamiento:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).

Debido a las especiales características de producción de energía de los módulos fotovoltaicos, estos varían su punto de máxima potencia según la irradiación y la temperatura de funcionamiento de la célula. Por este motivo el inversor debe ser capaz de hacer trabajar al campo solar en el punto de máxima potencia, y contar con un rango de tensiones de entrada bastante amplio.

- Características de la señal generada

La señal generada por el inversor está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectado. Reducción de armónicos de señal de intensidad y tensión.

- Protecciones

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia: Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo (49Hz-51Hz), el inversor interrumpe inmediatamente su funcionamiento pues esto indicaría que la red es inestable, o procede a operar en modo isla hasta que dicha frecuencia se encuentre dentro del rango admisible.

- Protección para la interconexión de máxima o mínima tensión: Si la tensión de red se encuentra fuera de los límites de trabajo, el inversor interrumpe su funcionamiento, hasta que dicha tensión se encuentre dentro del rango admisible, siendo el proceso de conexión-desconexión de rearme automático (artículo 11.4, artículo 11.3 y artículo 11.7 a), RD1699/2011).
- Fallo en la red eléctrica o desconexión por la empresa distribuidora: En el caso de que se interrumpa el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para reiniciar de nuevo su funcionamiento (artículo 8.2 y 11.6, RD1699/2011).
- Tensión del generador fotovoltaico baja: Es la situación en la que se encuentra durante la noche, o si se desconecta el generador solar. Por tanto, el inversor no puede funcionar.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente: El inversor detecta la tensión mínima de trabajo de los generadores fotovoltaicos a partir de un valor de radiación solar muy bajo, dando así la orden de funcionamiento o parada para el valor de intensidad mínimo de funcionamiento.
- El inversor incluye interruptor automático en la salida CA.
- Los inversores estarán conectados a tierra tal y como se exige en el reglamento de baja tensión. La toma de tierra es única y común para todos los elementos.

Los inversores serán provistos del software de aplicación para la configuración de los equipos y extracción de datos, otorgando plenos derechos al administrador e incluyendo el acceso a sus parámetros funcionales.

Además, los inversores deben ir acompañados de planos de cableado, manuales de instalación, operación y mantenimiento, incluyendo lista de parámetros, valores, tolerancias de alarma / advertencia y funcionamiento, en español.

6.7. Estaciones de Potencia (EP) o Skids de MT

La Estación de Potencia (Skid MT) está compuesta por las celdas de media tensión y el transformador de potencia, encargado de elevar a tensión de salida de los inversores (800 V) hasta los 34.5 kV de la red de Media Tensión de la Instalación.

Además, cada Estación de Potencia contará también con un cuadro y un transformador destinado a Servicios Auxiliares (SSAA) además de una UPS.

A continuación, se muestra una imagen de la EP, así como de su esquema unifilar.



Figura 8. Imagen de la Estación de Potencia STS-6000K

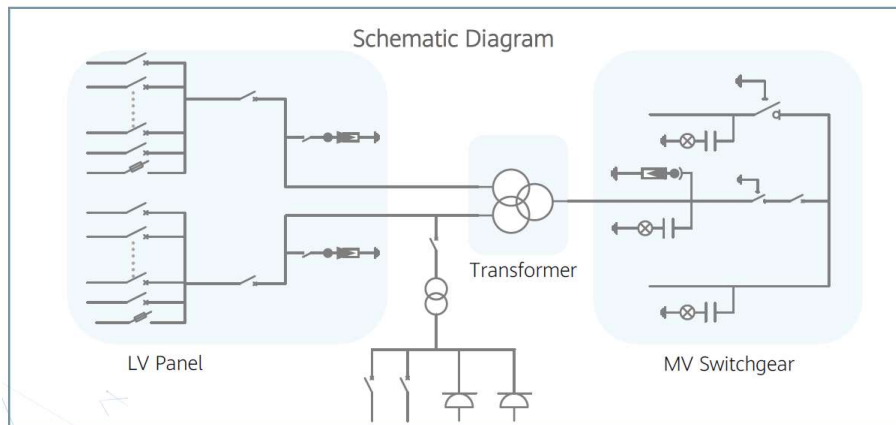


Figura 9. Esquema unifilar de la Estación de Potencia STS-6000K

6.8. Sistema de Almacenamiento

6.8.1. Sistema de Baterías

Un sistema de baterías es un conjunto de acumuladores de energía que a través de un proceso electroquímico son capaces de almacenar energía eléctrica.

El Sistema de Baterías consta fundamentalmente de las propias baterías y de un sistema de control y monitorización (BMS de sus siglas en inglés, Battery Management System).

La unidad más pequeña e indivisible de una batería se denomina celda, dentro de la cual se producen las reacciones químicas. Las celdas se conectan mediante configuraciones eléctricas serie-paralelo dentro de módulos para alcanzar un nivel de tensión y energía determinada. Dichos módulos cuentan con sensores de tensión, corriente y temperatura para monitorizar el estado de las celdas. Los módulos, a su vez, se conectan en serie dentro de armarios denominados comúnmente racks de baterías hasta alcanzar el nivel de tensión de corriente continua del sistema deseado a nivel de diseño, ya que, a su vez, los racks de baterías se conectarían siempre en paralelo, presentando todos ellos el mismo nivel de tensión.

Dependiendo de la tecnología, de la configuración del rack, y del estado de carga de las baterías, esta tensión puede llegar a alcanzar los 1.500V.

Las siguientes ilustraciones muestran las tres unidades de batería según el nivel de integración: celda, módulo y rack de baterías.



Figura 10. Celda de Batería, Módulo de Batería y Rack de Batería

Explicada la composición de un rack de baterías, estos se pueden entender como la unidad básica de un sistema de baterías, ya que es el elemento que normalmente suministran los fabricantes de baterías junto con el BMS del sistema.

Los racks de baterías contienen además un módulo adicional de control y protección. Este módulo lleva incorporada protección hardware a través de un interruptor automático o contactor más fusible y una tarjeta electrónica BMS que controla y monitoriza el rack de forma individual. Dicha BMS monitoriza las principales variables como tensiones, corrientes y temperaturas, tanto a nivel de los módulos que contiene el rack, como de celda.

Además, la estructura o envoltente de los racks de baterías pueden ser de:

- Interior: Estructura Metálica. El sistema de refrigeración suele estar a cargo del integrador del sistema. Normalmente refrigeración por aire, aunque está empezando a ser habitual refrigeración por líquido también como es el caso de la solución propuesta en este Proyecto. En caso de refrigeración por aire, el proveedor de la batería solo los suministra con ventiladores en el caso de un sistema de alta potencia.
- Exterior: Estructura Metálica normalmente con IP65. Refrigeración líquida interna. Bomba a cargo del proveedor de baterías o integrador de sistemas según proyecto

Finalmente, se describe a continuación el sistema BMS. Normalmente es un sistema embebido en tarjetas electrónicas y sus funciones fundamentales son:

- Equilibrar el sistema. Todas las celdas del sistema deben estar equilibradas y mantener siempre el mismo nivel de energía.
- Monitorizar todas las variables: temperaturas, voltaje, corriente, SOC, SOH.
- Autoprotección en caso de funcionamiento anormal del EMS.

Como se ha anticipado anteriormente, el BMS se encuentra en varios niveles del sistema, siguiendo una estructura jerárquica de control:

- Tarjeta Master BMS: Controla y monitorea el sistema completo.
- Tarjetas BMS a nivel de rack: Controla y monitorizan cada rack. Es típico en algunos fabricantes que una de las BMS de rack, actúe como Master del sistema completo.
- Tarjetas BMS a nivel de módulo: Dependiendo del fabricante, suelen existir tarjetas BMS a nivel de módulo.

Cada Master BMS y el número de racks que es capaz de controlar, valor que depende del fabricante, determina el número de sistemas de baterías dentro de un sistema BESS. Este número también viene a veces determinado por la propia disposición física en contenedores de los racks.

Una vez explicado en detalle la composición de un sistema típico de baterías, se indican las principales características del rack de baterías seleccionado para este Proyecto.

Han sido seleccionados racks de baterías de tecnología de Ion - Litio LFP con refrigeración por aire del fabricante CATL, aunque podrán utilizarse otros fabricantes con características técnicas similares. A continuación, se muestran las características de los racks de baterías:

Características del Rack de Baterías	
Fabricante	CATL
Modelo Módulo	O852280-E-T-U-1
Tecnología	Ion litio (LFP)
Refrigeración	Líquida
Número	13 racks / unidad de energía
Energía	372,7 KWh 25°C bol
Rango de Tensión CC	1164.8 v – 1497.6 v
Dimensiones (W*H*D) (mm)	2280 * 1300 * 1300

Tabla 13: Características del Rack de Baterías

6.8.2. Envolvente

Los sistemas de baterías, dependiendo de la tecnología y fabricante empleado, pueden instalarse al exterior o alojados en contenedores o edificios. En este Proyecto, el sistema de baterías se integrará en racks Outdoor, conectados a sistemas de conversión de potencia con las interconexiones, sistemas auxiliares y protecciones

6.8.3. Sistemas Servicios Auxiliares

Es el conjunto de sistemas encargado de mantener la seguridad y el rendimiento del sistema de baterías.

La solución planteada tiene incluido el consumo de estos servicios auxiliares en su diseño.

Se compone de los siguientes elementos:

- Sistema de climatización / refrigeración. Sistema para mantener la temperatura de la batería dentro del rango requerido por el proveedor de la batería para cumplir con la garantía en términos de rendimiento y seguridad. En este caso la solución contenerizada presentada dispone de un sistema de refrigeración líquida.

- PCI: sistema de detección y extinción de incendios. Los fabricantes recomiendan varios agentes extintores como pueden ser CO₂, FM200, agua, etc. Además, como es recomendable, el sistema llevará instalados detectores de gases para evitar el fenómeno de “embalamiento” térmico que se produce en las baterías en caso de situaciones no deseadas.
- SAI: sistema de respaldo para abastecer las cargas esenciales del sistema de baterías en caso de ausencia de red o para realizar un apagado seguro. Normalmente alimentará al sistema de control, es decir a todas las tarjetas BMS y en caso de disponer de ellos, al sistema de refrigeración interna de los racks de baterías, esto es, los ventiladores de los racks.

6.8.4. Sistema de Conversión de Potencia

El sistema de conversión de potencia (PCS de sus siglas en inglés Power Converter System) es un dispositivo de electrónica de potencia que permite transformar la energía eléctrica almacenada en forma de corriente continua por las baterías en corriente alterna y viceversa ejecutando el control de corriente adecuado para descargar y cargar las baterías. Es un sistema muy similar a un inversor fotovoltaico a nivel de hardware, salvo por su condición de funcionamiento bidireccional, del hecho de disponer de un sistema control del control de carga y descarga de las baterías en lugar de sistema MPPT, y de integrar protecciones de mayor calibre en corriente continua debido a que la corriente de cortocircuito es mayor que la de los módulos.

La operación de los PCS estará gobernada por el sistema de control EMS, recibiendo consignas de potencia activa y reactiva del mismo y controlando la corriente y tensión del bus de corriente continua para realizar las operaciones de carga y descarga. Suele ser habitual que el PCS también tenga programada la máquina de estados de las baterías en su control de carga por seguridad en la operación.

Se propone un PCS del fabricante Gamesa Electric o de características similares de configuración DUAL compuesto por dos etapas de conversión.

A continuación, se muestran las características de los PCS seleccionados en la siguiente tabla:

Características CC del PCS	
Rango de tensión	915 - 1.300 V
Tensión máxima	1.300 V
Nº entradas en CC	6
Máxima corriente de entrada (IDC)	2*2.500 A
Eficiencia máx	98.40 %
Temperatura de diseño	40°C
Características AC del PCS	
Potencia nominal (KVA)	4.504 kVA @ 40 °C
Intensidad máxima (A)	3.940 A rms
Tensión nominal (KV)	< 34,5
Frecuencia (HZ)	47,5 HZ / 53 – 57 HZ / 63 HZ
THD (%)	< 1%
Factor de potencia	0(reactive)-1 – 0(capacitive)

Tabla 14.- Características del PCS

Los convertidores PCS cumplen con lo dispuesto en los siguientes estándares:

- Compatibilidad Electromagnética: EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12.
- Seguridad y confiabilidad de los convertidores: EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 62103, EN 55011, EN 50530

En virtud de lo anterior, cabe mencionar los siguientes factores:

- Características de la señal generada: La señal generada por el PCS está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectado, cumpliendo con los requisitos máximos de armónicos de señal de intensidad y tensión.
- Protecciones
- Los PCS incluyen interruptor automático en la salida CA, así como interruptor de corte en carga y fusible en la entrada de CC.
- El polo positivo y negativo de los PCS se mantienen flotantes y aislados de tierra.

Además, los PCS serán provistos del software de aplicación para la configuración de los equipos y extracción de datos, otorgando plenos derechos al administrador e incluyendo el acceso a sus parámetros funcionales. Además, los PCS irán acompañados de planos de cableado, manuales de instalación, operación y mantenimiento, incluyendo lista de parámetros, valores, tolerancias de alarma / advertencia y funcionamiento, en español.

6.8.5. Estaciones de Potencia

La Estación de Potencia (Skid MT) está compuesta por los PCS y la estación transformadora, encargada de elevar la tensión de salida de los PCS hasta la de la red de Media Tensión de la Instalación.

Para el presente Proyecto se han elegido las siguientes Estaciones de Potencia:

- Estaciones de potencia Proteus PCS Stations (Gamesa Electric) o similar: 2 unidades.

Las EP integran todos los componentes necesarios para el conexionado a la red de media tensión en un conjunto compacto que integra un transformador de potencia y las celdas de MT. Cada Estación de Potencia contará también con un cuadro y un transformador destinado a Servicios Auxiliares (SSAA) además de una UPS. A continuación, se muestra una imagen de la EP.

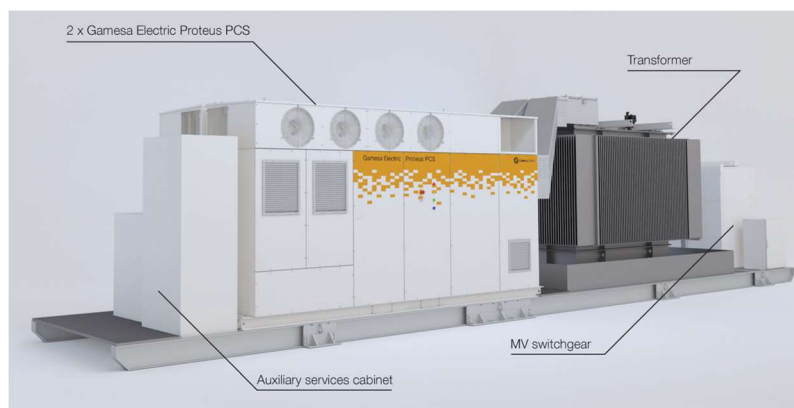


Figura 11: Estación de Potencia

6.9. Instalación Eléctrica de Baja Tensión (BT)

Se considera la Instalación Eléctrica de Baja tensión a la referente a aguas abajo de los transformadores de BT/MT situados en cada uno de las Estaciones de Potencia de la Planta Solar.

Las instalaciones que comprenden esta parte de la instalación son las que se describen a continuación:

- Conexión entre módulos fotovoltaicos formando strings.
- Conexión entre strings y los inversores strings.
- Conexión entre los inversores y el cuadro de baja tensión de la estación de potencia.
- Conexión del cuadro de BT de la EP con el lado de BT del transformador.

La instalación está diseñada para que el nivel de tensión sea hasta 1.500 V.

La evacuación de la energía generada en el campo fotovoltaico se conectará al lado de baja tensión del transformador instalado a tal efecto en cada una de las Estaciones de Potencia.

Se utilizarán cables unipolares con aislamiento dieléctrico seco, con las siguientes características:

Características de los cables de CC		
Tipo	PV ZZ-F	XZ1-AL
Tensión DC	1,5 kV	1,5 kV
Conductor	Cobre	Aluminio
Secciones	6-10 mm ²	240 - 300 mm ²

Tabla 20: Características de los cables de CC

Conductores

Para el cálculo de la sección de los conductores empleados en las diferentes partes de la instalación se ha tenido en cuenta, además de lo establecido por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus ITC complementarias (REBT), los criterios de intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión, además de la adecuada protección de los cables contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gPV o interruptores magnetotérmicos.

El cable de string BT-CC irá en aéreo correctamente embridado a la estructura soporte o enterrado en zanjas de baja tensión (BT) mediante tubo (de paso entre estructuras) hasta la entrada de sus correspondientes inversores string. Los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos. Por otro lado, los cables de BT-AC desde los inversores hasta las Estaciones de Potencia serán enterrados directamente en las zanjas de baja tensión (BT) o bajo tubo en caso de cruce de caminos.

Los conductores de la instalación serán fácilmente identificables. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. El conductor neutro se identificará por el color azul claro. Al

conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. A efectos de identificación los cables serán marcados con su designación correspondiente mediante etiquetas inertes fijadas a los cables con fijadores de plástico. Se dispondrá una etiqueta cada 10 m en cables enterrados y cada 20 m en instalación aérea.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores mediante conexiones y/o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. Siempre deberá realizarse en el interior de cajas de empalme y/o de derivación. Los conductores deberán conectarse por medio de terminales adecuados, de forma que las conexiones no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

El acoplamiento y sellado entre cables y equipos se efectuará por medio de prensaestopas. Estas serán las adecuadas en tipo y diámetro con objeto de asegurar una sujeción mecánica y estanqueidad adecuada.

Los cables serán manejados cuidadosamente para evitar erosiones y deterioro en sus aislamientos. Los radios de curvatura nunca serán menores de los recomendados por el fabricante.

6.10. Instalación Eléctrica de Media Tensión (MT)

La instalación eléctrica de Media tensión (MT) tiene el fin de evacuar la energía generada en la instalación desde las Estaciones de Potencia hasta las celdas de MT situadas en el Centro de Seccionamiento de la Planta, y desde éste, a través de la línea de evacuación, hasta la “Subestación Elevadora 34,5/138 kV”.

La configuración de la red interna de media tensión se resume en la siguiente tabla:

Línea	Inicio	Fin	Estaciones de Potencia Implicadas	Potencia Aparente a 30°C (kVA)
Línea 1	Skid MT 03	Celdas MT – Subestación Elevadora	Skid MT 01 / Skid MT 02 / Skid MT 03	19.995
Línea 2	Skid MT 11	Celdas MT – Subestación Elevadora	Skid MT 04 / Skid MT 05 / Skid MT 11	19.995
Línea 3	Skid MT 10	Celdas MT – Subestación Elevadora	Skid MT 08 / Skid MT 09 / Skid MT 10	19.995
Línea 4	Skid MT 12	Celdas MT – Subestación Elevadora	Skid MT 06 / Skid MT 07 / Skid MT 12	19.995

Tabla 21: Configuración Red de MT

La red eléctrica de MT de la Instalación será en corriente alterna (CA) a 34,5 kV. El cable será AI RHZ1-OL 19/33 kV 1xZZ mm², siendo ZZ 240,300,400,500 ó 630 mm² según el tramo, con aislamiento dieléctrico

seco directamente enterrado, depositado en el fondo de zanjas tipo, sobre lecho de arena, a una profundidad mínima de 0,8 m. Las zanjas se repondrán compactando el terreno de manera apropiada.

El dimensionado de la instalación será tal que la pérdida de potencia máxima en la parte de la instalación de MT no supere 0,50%, es decir, desde la salida de las Estaciones de Potencia hasta su conexión en las celdas de MT de la Subestación Elevadora.

6.11. Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema.

La Planta Fotovoltaica deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa nacional en materia de protecciones eléctricas y la normativa internacional en el caso de que no existieran normas nacionales relacionadas.

De esta manera, todos los equipos de la Planta estarán provistos de elementos de protección, algunos de los cuales se exponen a continuación:

- Los conductores de CC del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo el 125% de la corriente de máxima potencia en condiciones STC sin necesidad de protección.
- Los conductores de corriente alternan estarán protegidos mediante fusibles e interruptores magnetotérmicos para proteger el sistema contra sobreintensidades.
- Los inversores dispondrán de un sistema de aislamiento galvánico o similar que evite el paso de corriente continua al lado de corriente alterna de manera efectiva. Asimismo, los inversores incorporarán al menos las siguientes protecciones: frente a cortocircuitos, contra tensiones y frecuencia de red fuera de rango e inversión de polaridad.
- La conexión a tierra ofrece una buena protección contra sobrecargas atmosféricas, además de garantizar una superficie equipotencial que previene contactos indirectos.
- Los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales.

6.12. Puesta a Tierra

El objetivo de las puestas a tierra (p.a.t.) es limitar la tensión respecto a tierra que puedan presentar las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados, disminuyendo lo máximo posible el riesgo de accidentes para personas y el deterioro de la propia instalación.

La p.a.t. es la unión directa de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de p.a.t. se deberá conseguir que en el conjunto de la instalación no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el artículo 15 del R.D. 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Por otro lado, el dimensionado de la red de tierras de la Instalación se rige, fundamentalmente, por la siguiente normativa:

- IEEE-80: Guía de seguridad en la puesta a tierra de CA de subestaciones.
- IEC 60909-3 ed3.0: Short-circuit currents in three-phase AC systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth.

En ella se define, entre otras cosas, la formulación para calcular las tensiones de paso y contacto máximas admisibles, tensiones que nunca deben ser alcanzadas en la instalación.

Puesta a Tierra de Protección

La puesta a tierra de protección une con tierra los elementos metálicos de la instalación accesibles al contacto de personas que normalmente están sin tensión pero que pueden estarlo debido a averías, descargas atmosféricas o sobretensiones. Ejemplos de estos elementos serían: módulos fotovoltaicos, estructura del seguidor, la envolvente de la celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasas de los transformadores o armaduras de los edificios.

Se dispondrán las siguientes puestas a tierra de protección interconectadas:

- Red General de Puesta a Tierra: Estará formada por un mallado de conductor de cobre desnudo de 35 mm² que discurrirá enterrado por el fondo de las canalizaciones de BT y MT de la Instalación, a una profundidad no menor de 0,6 m.
- Puesta a tierra del generador fotovoltaico, mediante contacto directo de los marcos de los paneles a la estructura del seguidor a través de la tornillería.
- Puesta a tierra de la estructura del seguidor a través de la conexión de los pilares extremos de cada seguidor a la red de tierras general usando latiguillos de cobre desnudo de 35 mm². Además, todos los seguidores de una misma fila irán interconectados entre sí usando latiguillos de cobre aislado de 16 mm².
- Puesta a tierra de los inversores usando latiguillos de cobre aislado de 16 mm².

- Puesta a tierra de las Estaciones de Potencia, compuesta de un anillo a lo largo del perímetro de la base de la estación de potencia de un conductor de cobre desnudo de 50 mm² enterrado a una profundidad mínima de 0,6 m, que estará unido a la Red General de Puesta a Tierra del Parque Fotovoltaico.

6.13. Sistema de Seguridad

La Instalación contará con un sistema de seguridad perimetral cuya función principal será proteger el interior de la Planta Fotovoltaica de cualquier intrusión no deseada, y estará compuesto por los siguientes elementos:

- Sistema de control de acceso: En cada una de las puertas de acceso al Parque Fotovoltaico se instalará un sistema de control de acceso compuesto por dos lectores de proximidad, uno exterior (de entrada) y otro interior (de salida) que indicarán al sistema respectivamente la entrada y salida de personas del recinto de la Instalación.
- Sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV) con cámaras que permitan la vigilancia en tiempo real y en alta definición de todo el perímetro de la Instalación, contando con sistema de grabación de vídeo incorporado.
- Cámaras térmicas con sistema de detección de movimiento.
- Monitoreo y alarmas en las puertas de acceso a las Estaciones de Potencia o cualquier otro Edificio de la Instalación

El sistema de cámaras estará concebido de tal manera que en el mismo pueda habilitarse un barrido de toda la extensión de la Planta, con detector de movimiento configurable. Dicho sistema será autónomo y será gestionado por un servidor web integrado o sistema equivalente.

Todos los canales de CCTV irán grabados sobre disco duro, y el conexionado de los equipos grabadores será IP.

Las cámaras de vídeo serán de tipo térmicas analógicas, las cuales se convertirán en digitales para poder transmitir la señal a través de fibra óptica. Serán de uso exterior, térmicas con lente de 10° de apertura y 19, 24 o 50 mm de longitud focal.

Serán válidas para instalaciones exteriores, a prueba de corrosión, agua, polvo y empañamiento de la lente. Se instalarán en lugares altos, quedando a una altura sobre el nivel del suelo que sea suficiente para evitar obstáculos.

Todas las cámaras se suministrarán con sus respectivas licencias o una licencia general para todo el conjunto de cámaras.

El Sistema de Seguridad deberá tener alimentación auxiliar desde un sistema SAI/UPS con capacidad para suministrar la energía necesaria al menos 2h, y deberá permitir conectarse de forma remota a través de IP para visualizar todas las cámaras de la instalación en tiempo real.

El propio sistema será el encargado de gestionar automáticamente las señales de alarma, comprobando en primer lugar si se trata de una alarma no deseada. En caso de intrusión, el sistema enviará una señal de aviso al centro integral de seguridad y al responsable de la instalación, que procederá a su verificación, y avisando si procede a las fuerzas de seguridad, bomberos, etc.

Durante la construcción se estiman necesarias medidas adicionales de seguridad mediante vigilancia permanente.

6.14. Sistema de Monitorización y Control

El sistema de monitorización y control de la Planta estará basado en productos abiertos del mercado e incluirá el SCADA y el sistema de control de la Planta, así como todos los equipos necesarios para comunicar con el resto de los sistemas de la Instalación.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, es decir, Supervisión, Control y Adquisición de Datos) no es una tecnología concreta sino un tipo de aplicación. Cualquier aplicación que obtenga datos operativos acerca de un “sistema” con el fin de controlar y optimizar ese sistema es una aplicación SCADA.

El sistema integra la información procedente de los componentes suministrados por diferentes contratistas, permitiendo la operación y monitorización global del funcionamiento de la Planta, la detección de fallos y modificaciones del funcionamiento de los distintos componentes.

El sistema de Control y Monitorización permitirá supervisar en tiempo real la producción de la Planta, permitiendo atender de forma inmediata cualquier incidencia que afecte o pueda afectar a la producción y permitiendo la optimización de la capacidad productiva al operador. Para ello se basa en los datos que obtiene de los distintos componentes, entre otros:

- Inversores: Envían al sistema de control las variables de entrada y salida del inversor, las cuales permiten evaluar el funcionamiento del equipo.
- Estaciones Meteorológicas.
- Remotas de Adquisición de E/S de cada Estación de Potencia.
- Remotas de Adquisición de E/S en la Subestación.
- Medidores de Facturación.
- Sistema de seguridad

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario. En principio se encontrará integrado en los inversores, si bien se dispondrá de un

sistema adicional centralizado de monitorización de toda la Planta Fotovoltaica ubicado en el centro de control.

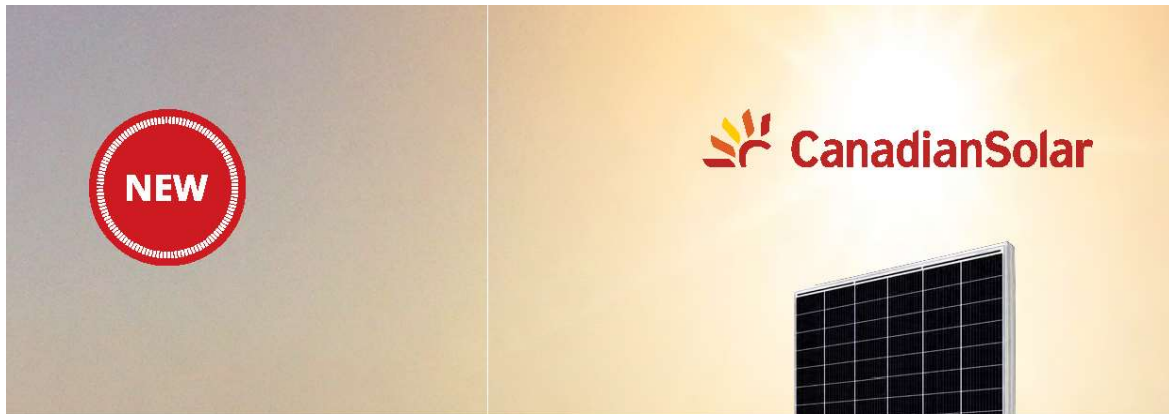
El SCADA debe estar preparado para comunicar por Ethernet con terceras partes mediante el Protocolo IEC-60870-5-104 (perfil de interoperabilidad). Debe existir más de una tarjeta de red para facilitar el acceso de datos a distintos equipos / subredes.

Para el listado de señales a trabajar, los estados deben tratarse como señales dobles; asimismo debe tenerse en cuenta que la comunicación con el otro extremo es con equipos redundantes, dos IPs con las cuales comunicar.

El SCADA debe permitir realizar control remoto sobre el mismo desde cualquier lugar con conexión con el Parque a través de los programas convencionales (p. ej., VNC). Además, debe permitir mostrar los esquemas unifilares y posibilitar la realización de mandos, y permitir la visualización del registro histórico, de la lista de alarmas activas y de la pantalla de mantenimiento. También deberá poder realizar la comunicación directa con los equipos y relés a nivel de “protección” para análisis de eventos, informes de faltas, ajuste de señales/oscilaciones y pruebas de disparos.

7. ANEXOS





Anexo I: Fichas Técnicas Equipos Principales






HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 670 W
CS7N-640|645|650|655|660|665|670MS

MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

-  **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***
-  **Linear Power Performance Warranty***

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UN1 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



*The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

SUN2000-215KTL-H3 Smart String Inverter



100A
Per MPPT



99.0%
Max. Efficiency



String-Smart
Switch



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



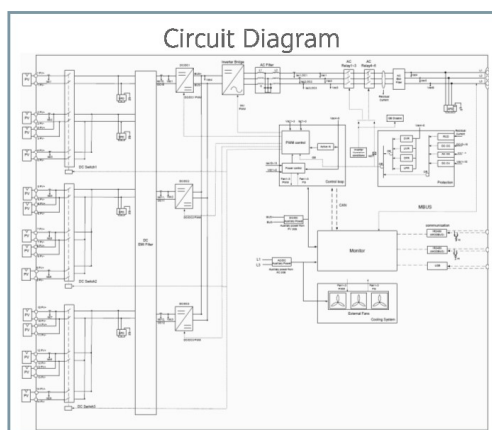
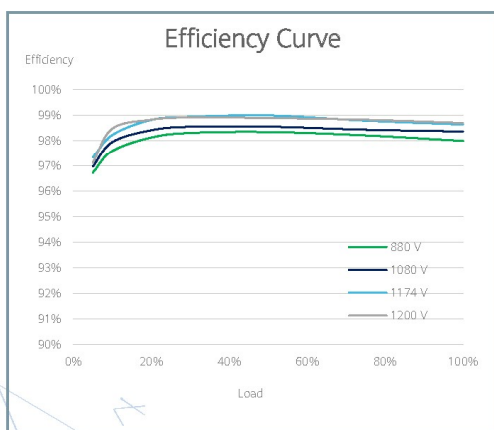
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-215KTL-H3
 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



SOLAR.HUAWEI.COM

GENERAL CHARACTERISTICS

Fixed Structure	Single / Double Pillar
Solar Modules	Monofacial / Bifacial
Maximum Slope	We adapt the structures
Material	Cold-formed steel with elastic limit greater than 275 N/mm ²
Finishing Treat (*)	Hot Dip Galvanized according to UNE - EN - ISO 1461 or ZM según UNE - EN 10346
Type of Foundations	Sink Pillars, Screw, Concrete Foundation (Micro Pile, Shallow Concrete Foundation)
Maximum Wind	Tailored to local codes or specific conditions up

(*) Standard Coating Warranty

C2 Exposed rural inland - 50 years

C3 Urban inland or mild coastal - 25 years

C4 Industrial inland or urban coastal - 10 years

C5 Industrial with high humidity or high salinity coastal - 5 years

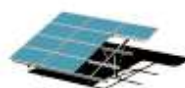
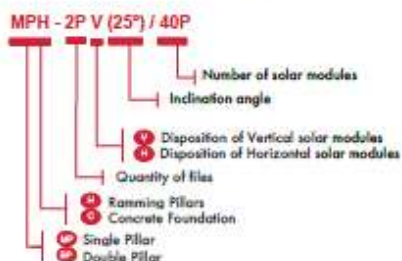
TYPES OF STRUCTURES



SINGLE PILLAR



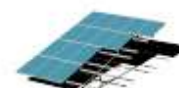
DOUBLE PILLAR



MPH - 4PH (25°) / 12P
 Single pillar fixed structure with 4 files of horizontal solar modules with 25° of inclination, having 12 solar modules.



8PH - 8PH (15°) / 72P
 Double pillar fixed structure with 8 files of horizontal solar modules with 15° of inclination, having 72 solar modules.



8PH - 4PV (30°) / 20P
 Double pillar fixed structure with 4 files of vertical solar modules with 30°, having 20 solar modules.

GENERAL CHARACTERISTICS

Fixed Structure	Single / Double Pillar
Solar Modules	Monofacial / Bifacial
Maximum Slope	We adapt the structures
Material	Cold-formed steel with elastic limit greater than 275 N/mm ²
Finishing Treat (*)	Hot Dip Galvanized according to UNE - EN - ISO 1461 or ZM según UNE - EN 10346
Type of Foundations	Sink Pillars, Screw, Concrete Foundation (Micro Pile, Shallow Concrete Foundation)
Maximum Wind	Tailored to local codes or specific conditions up

(*) Standard Coating Warranty

C2 Exposed rural inland - 50 years

C3 Urban inland or mild coastal - 25 years

C4 Industrial inland or urban coastal - 10 years

C5 Industrial with high humidity or high salinity coastal - 5 years

TYPES OF STRUCTURES

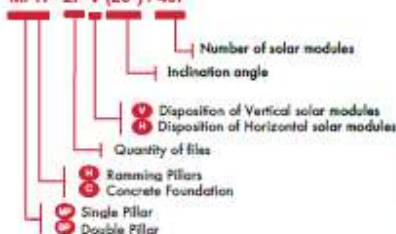


SINGLE PILLAR



DOUBLE PILLAR

MPH - 2P V (25°) / 40P



MPH - 4PH (25°)/12P
 Single pillar fixed structure with 4 files of horizontal solar modules with 25° of inclination, having 12 solar modules.



BPH - 8PH (15°)/72P
 Double pillar fixed structure with 8 files of horizontal solar modules with 15° of inclination, having 72 solar modules.



BPH - 4PV (30°)/20P
 Double pillar fixed structure with 4 files of vertical solar modules with 30°, having 20 solar modules.



OUR STRUCTURES



CATL	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 1 of 13
-------------	---	---------------

Contemporary Amperex Technology Co. Limited

Product Specifications

For 280Ah _2h Outdoor Liquid Cooling Rack

This document is the property of Contemporary Amperex Technology Co. Limited.
No rights are granted to use this document for any purpose other than the furnishings of
services or supplies to Contemporary Amperex Technology Co. Limited.

Prepared by PD	Approved by PD	Approved by Safety	Approved by QA	Approved by PM	Approved by Sales

Customer Approval	Signature	Date
	Company Code :	
	Company Stamp :	

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 2 of 13
---	---	---------------

- CATL Confidential -

Revision	Chapter	Description	Date
1.0	All	First Release	2020/4/10

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 3 of 13
---	---	---------------

CONTENTS

Tables	4
Figures.....	4
Acronyms and abbreviations.....	4
1 Product description	5
1.1 Constituent parts	6
2 Product specification.....	6
3 Interface	7
3.1 Electrical interface	7
3.2 Mechanical interface	10

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 4 of 13
---	---	---------------

Tables

Table 1 Components of the battery rack

Table 2 Battery rack characteristics

Table 3 Information of the control box

Table 4 Information of switches

Table 5 Definitions of indication lights

Figures

Figure 1 Battery rack

Figure 2 Battery rack system

Figure 3 Control box panel

Figure 4 Foot margin

Figure 5 Back-to-back arrangement (Top view)

Figure 6 Back-to-enclosure arrangement (Top view)

Acronyms and abbreviations

CATL	Contemporary Amperex Technology Limited
ACAN	CAN between BMU and HCU
BMU	Battery Management Unit
BMS	Battery Management System
BOL	Begin of Life
CAN	Controller Area Network
CCAN	CAN between BMU and CSC
CSC	Cell Supervision Circuit
CSU	Current Sample Unit
DCAN	CAN for calibration
EOL	End of Life
ETH	Ethernet Module
MSD	Manual Switch Disconnecter
SBMU	Slave Battery Management Unit
SCAN	CAN between BMU and CSU
SOC	State of Charge
SOE	State Of Energy
SOH	State of Health
SOP	State Of Power

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 5 of 13
---	---	---------------

1 Product description

Battery rack consists of 8 battery modules and one control box, one chiller, one set of fire protection, etc. Battery cell is the most basic battery unit. BMS is composed of CSC and SBMU. BMS gathers status data from cell, module and rack, and exchange information with other components.

Battery module consists of IP52S Battery Cell and one CSC. Control box responses for controlling the main power line.

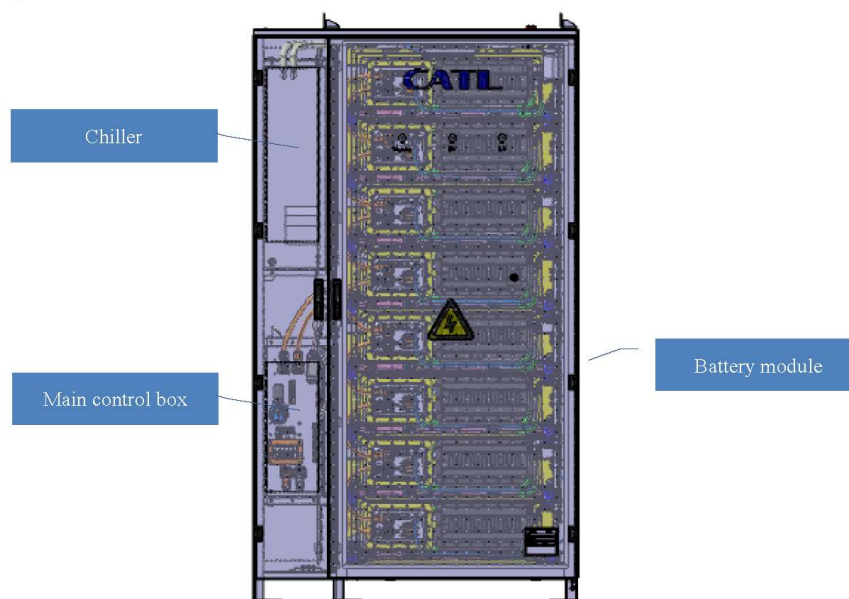


Figure 1 Battery rack

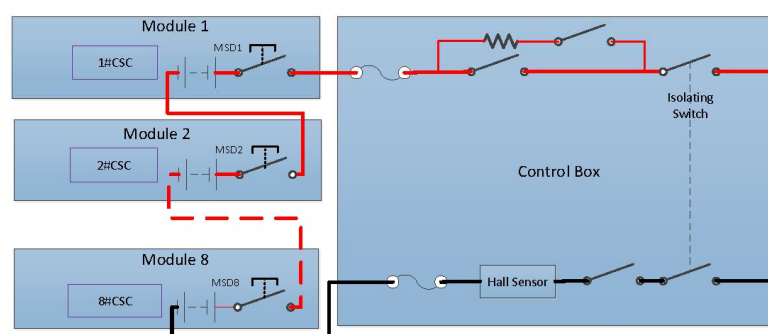


Figure2 Battery rack system

地址: 福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 6 of 13
---	---	---------------

1.1 Constituent parts

Components of battery rack is shown in the table below.

Table 2 Components of the battery rack

Components	Number	Remark
Rack frame	1	2280mm(H)*1300mm(W)*1300mm(D)
Battery module	8	With CSC
Control box	1	
Chiller	1	
Fire protection	1 set	Including smoke detector, heat detector and aerosol.

2 Product specification

Table 2 Battery rack characteristics

Battery rack				
Product model		O852280-E-T-U-1		
Product type		LFP battery rack		
NO.	Item		Specification	Remark
1	Configuration		1P416S	
2	Rated energy		372.7kWh	
3	Rated voltage		1331.2VDC	
4	Voltage range		1164.8~1497.6VDC	
5	Charging current	Rated	0.5C	
		Maximum	0.55C	Lasts 1 min
6	Discharging current	Rated	0.5C	
		Maximum	0.55C	Lasts 1 min
7	Operating temperature	Charge	-30~50℃	
		Discharge	-30~50℃	
8	Auxiliary power supply	Voltage range	187-264V AC	50/60Hz
		Power	Heating-2250W	
			Cooling-1250W	25℃
9		Storage humidity	RH ≤85%	No condensing

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 7 of 13
---	---	---------------

	Operating environment requirements	Storage temperature	-40~60℃	
		Application altitude	≤2000m	
10	General parameters	Size	2280mm(H)*1300mm(W)*1300mm(D)	
		Weight	3500kg	
		IP level	IP65	
		Cooling mode	Liquid cooling	
		Maximum number of parallel connections	20	
		Communication agreement	CAN	
		Power connection	Fast plug	
		Communication connection	Fast plug	
		AUX power connection	Fast plug	
		Coolant	50% Ethylene glycol aqueous solution	
11	Standard requirement	Cell	UN38.3	
			UL1973	
			UL9540A	
			IEC62619	
		Rack	UL1973	
			IEC62619	
			IEC62477-1	
			UL9540A	
			IEC61000-6-2/-4	

3 Interface

3.1 Electrical interface

3.1.1 Definitions of connectors

The panel diagram of control box is shown as figure 3:

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

CATL	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 8 of 13
-------------	---	---------------

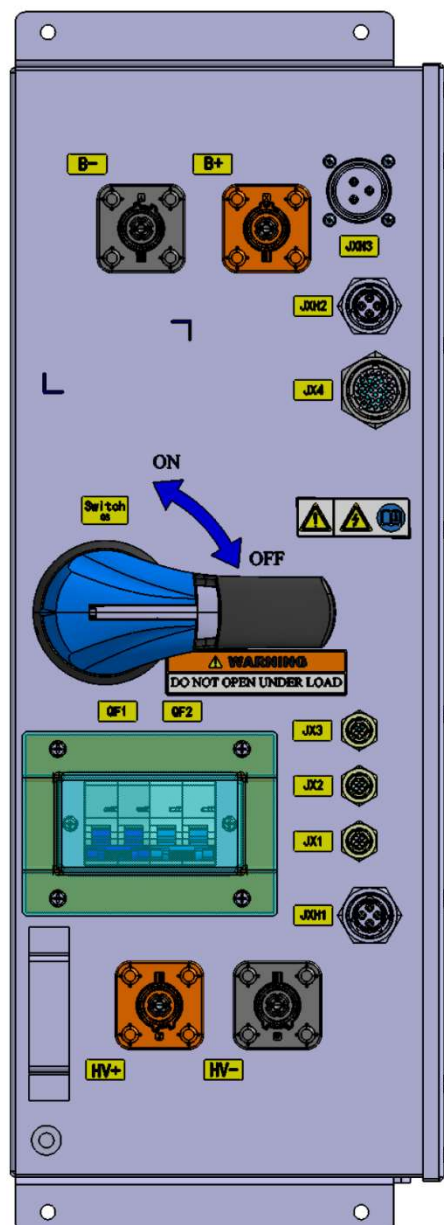


Figure 3 Control box panel

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 9 of 13
---	---	---------------

Table3 Information of the control box

No.	Connector	Definition	Connector information	Remark
1	JX1-1	M-CAN-H	Plug receptacle:LPT07A-8-4P(005)(LC) Plug:LPT06SE-8-4S(005)(LC) Manufacturer: Amphenol	Debug
2	JX1-2	M-CAN-L		
3	JX1-3	C-CAN-H		
4	JX1-4	C-CAN-L		
5	JX2-1	M-CAN-H	Plug receptacle: LPT07A-8-4PW(005)(LC) Plug: LPT06SE-8-4SW(005)(LC) Manufacturer: Amphenol	Connect to the last rack.
6	JX2-2	M-CAN-L		
7	JX2-3	NA		
8	JX2-4	NA		
9	JX3-1	M-CAN-H	Plug receptacle:LPT07A-8-4PX(005)(LC) Plug:LPT06SE-8-4SX(005)(LC) Manufacturer: Amphenol	Connect to the next rack.
10	JX3-2	M-CAN-L		
11	JX3-3	NA		
12	JX3-4	NA		
13	JH1-1	Control power-Input-L	Plug receptacle: PT07A-14-AAP(005) Plug: PT06E-14-AAS(005) Manufacturer: Amphenol	It should be connected to UPS.
14	JH1-2	Control power-Input-N		
15	JH1-3	Chiller power-input-L		
16	JH1-4	Chiller power-input-N		
17	HV+	Positive output	Plug receptacle: ES095-03C95-28YZ-01 (orange) Plug: ES095-01M8-28YZ-01(orange) Manufacturer: SANCO	
18	HV-	Negative output	Plug receptacle: ES095-03C95-18YW-01(black) Plug: ES095-01M8-18YW-01(black) Manufacturer: SANCO	

3.1.2 Information of switches

Table 4 Information of switches

No.	Switch	Name of switch	Function
1	QF1	Breaker	To connect and cut off the power supply of control system
2	QF2	Breaker	To connect and cut off the power supply of water chilling unit.
3	QS	Isolation switch	To cut off the output of battery system. (Cannot operate with load)
3	KG1	Key switch	To turn on and turn off the rack.

地址: 福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 10 of 13
---	---	----------------

3.1.3 Definitions of indication lights

Table 5 Definition of indication lights

No.	Indicator lights	Name of indicator lights	Function
1	HV(Red)	Indicator lights of primary circuit	Lights on when primary circuit connect
2	LV(Green)	Indicator lights of secondary circuit	Lights on when secondary circuit connect
3	Warning(Yellow)	Indicator lights of Warning	Lights on when warning happen

3.1.4 Communication Protocol

Adopt CATL standard communication protocol

BMS information can be referenced in BMS specification.

3.2 Mechanical interface

3.2.1 Foot margin

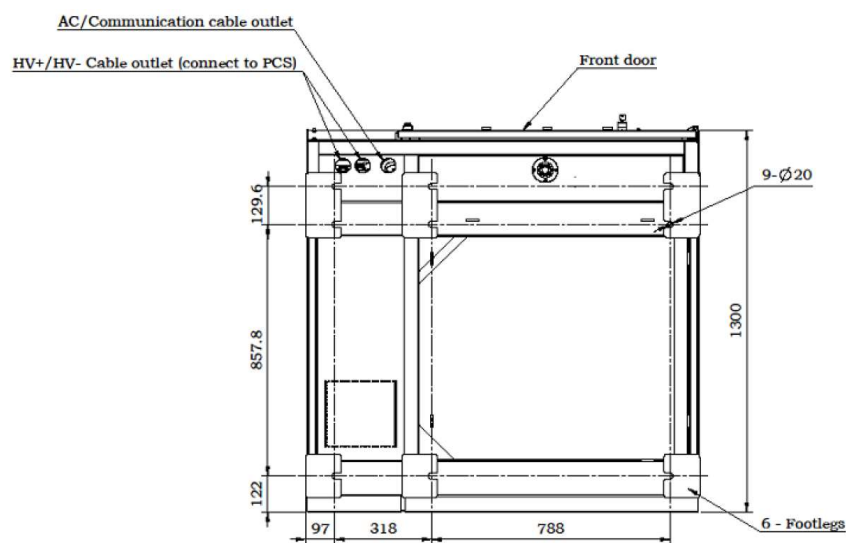


Figure 4 Foot margin

地址：福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

CATL	Contemporary Amperex Technology Co. Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 11 of 13
-------------	---	----------------

3.2.2 Layout of the rack

Different layouts of racks are presented in the figures below:

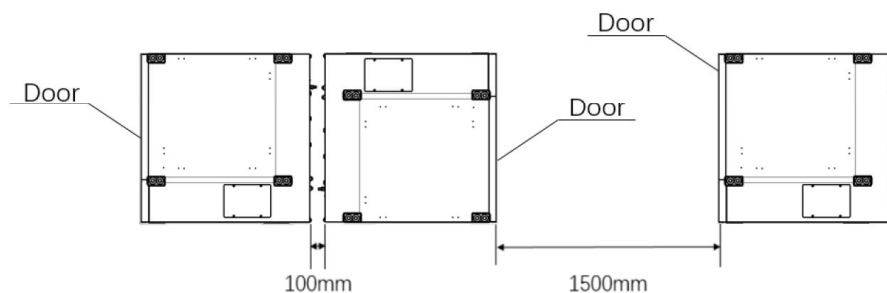


Figure 5 Back-to-back arrangement (Top view)

For back-to-back arrangement, the minimum clearance between racks is 100mm, and the recommended clearance between the front side of the rack and another rack is 1500mm.

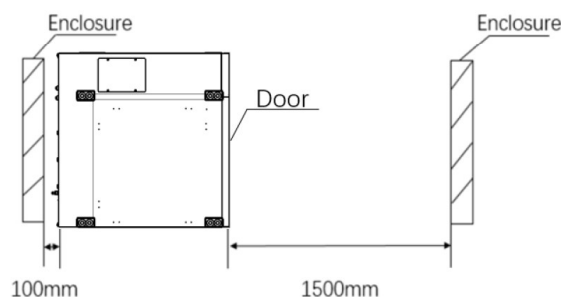


Figure 6 Back-to-enclosure arrangement (Top view)

For back-to-enclosure arrangement, the minimum clearance between the back side of rack and the enclosure is 100mm, and the recommended clearance between the front side of rack and the enclosure is 1500mm. (For installation and maintenance)

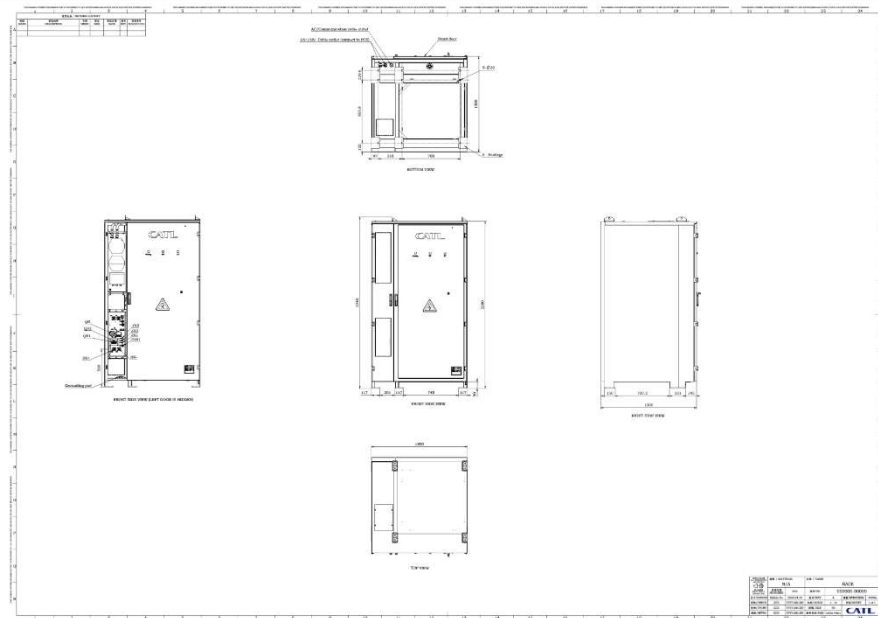
The clearances above are for reference only, the actual clearance should comply with the local regulations and standards.

Other size details of the rack can be seen in the appendix.

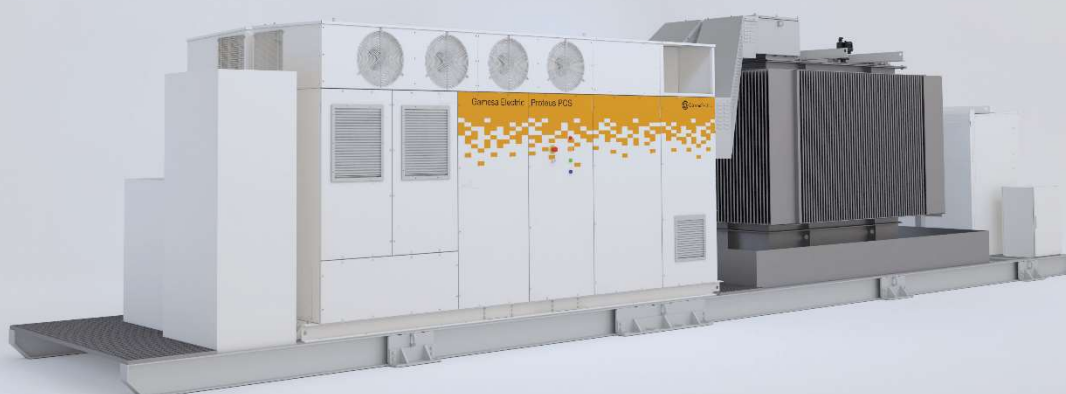
地址: 福建省宁德市蕉城区漳湾镇新港路1号 Tel: 86-593-2583668/2583669 Fax: 86-593-2583667

Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

CATL	Contemporary Amperex Technology Co., Ltd. 宁德时代新能源科技股份有限公司 Product Specifications	Page: 12 of 13
-------------	--	----------------



Confidential () Level 3 隐私 () Level 2 高密 (V) Level 1 低密

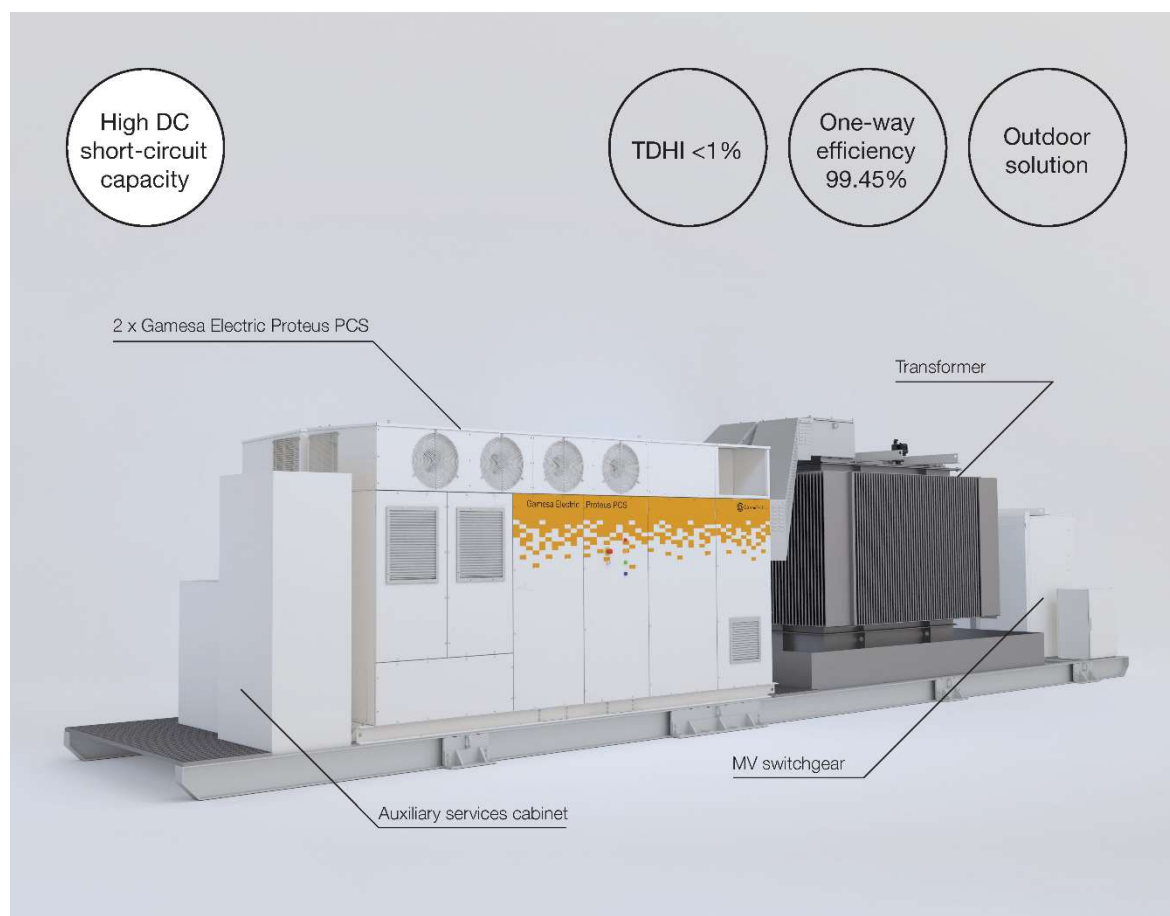


Gamesa Electric Proteus PCS Stations

Maximum efficiency and compactness
for utility scale energy storage projects



2022 | Datasheet



Gamesa Electric Proteus PCS Station



High Round Trip Efficiency (RTE)

Market leading efficiency of up to 99.45%, improving the overall system RTE and LCoS

Smart liquid/air cooling system that allows critical components to work at temperature level far below their limits, guaranteeing longer product lifespan and lower thermal losses

Enhanced temperature derating: keeping full power up to 40°C [104°F]



Grid connection

Four quadrant operation for full active and reactive power support to comply with the most demanding grid codes

Weak grid and micro-grid configuration with a seamless transition and black start capabilities

Fast frequency control mode



Battery oriented

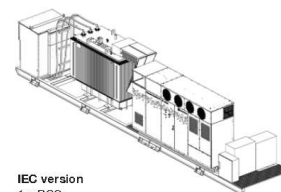
Safety centered design with instantaneous controls and monitoring both hard-wired and through communication protocols

Double power module topology for two independent battery connections allowing for much higher DC short-circuit currents and increased system availability

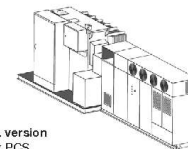
Battery agnostic design to accommodate different battery technologies, including: li-ion, lead-acid, flow and others

1 x Gamesa Electric Proteus PCS Configurations

Gamesa Electric Proteus PCS Station	
Number of PCSs	1 x Proteus PCS 4100 1 x Proteus PCS 4300 1 x Proteus PCS 4500 1 x Proteus PCS 4700
DC Connection	
DC Minimum Voltage ⁽¹⁾	835 V 875 V 915 V 955 V
DC Maximum Voltage (w/o derating)	< 1300 V
DC Maximum Voltage (with derating)	< 1500 V
Number of Independent Power Modules per PCS	2, not galvanically isolated
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A
Number of Fused DC Inputs per PCS ⁽²⁾	Up to 6+ & 6-
Max. DC short-circuit withstanding capability per PCS	2 x 250kA separate power modules, 1 x 250kA joined DC input power modules
AC Connection	
Number of Phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4095 kVA 4299 kVA 4504 kVA 4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3790 kVA 3979 kVA 4169 kVA 4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3637 kVA 3819 kVA 4001 kVA 4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1819 kVA 1910 kVA 2001 kVA 2091 kVA
Maximum AC Current per PCS @40°C [104°F]	3940 Arms
Nominal AC Voltage, LV side ⁽³⁾	600 Vrms 630 Vrms 660 Vrms 690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽³⁾	< 34.5kV
Nominal Voltage Allowance Range ⁽³⁾	+/-10%
Frequency Range ⁽³⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @Sn
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)
Protection devices	
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure
Over-temperature Protection	Included
Emergency Push Button	Included
Components Proteus PCS Station	
PCS	1 x Proteus PCS 4100 1 x Proteus PCS 4300 1 x Proteus PCS 4500 1 x Proteus PCS 4700
Transformer ^(4,7)	Dyn KYNAN / ONAN
Switchgear ^(4,7)	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV
Custom Auxiliary Transformer ⁽²⁾	Optional
Others ⁽²⁾	Auxiliary cabinet
Communications	
Control ⁽²⁾	Modbus TCP / IP
Monitoring ⁽²⁾	Modbus TCP / IP
Webserver	Included
Other Features	
LVRT	Yes
HVRT	Yes
Temperature Range - Operation ⁽³⁾	-20°C / +60°C [-4°F / +140°F], Option -30°C [-22°F]
Relative Humidity	4% - 100% (without condensation)
Maximum Altitude (without derating) ⁽⁶⁾	2,000 m [6561 ft]
Dimensions W x H x D (IEC / UL version) ⁽⁸⁾	11800 / x 2600 x 2100 mm / 30 x 8,5 x 8,6 ft
Protection	IP54
Cooling System	Liquid & forced air
Standards/Directives⁽²⁾	
IEC 62109-1	IEC 60529
IEC 62109-2	IEC 61727
IEC 61000-6-2/4	NTS 631 v1.1 SENR v2.1 SEPE
IEEE 1547	UL 1741-SA
EN 55011	CSA C22.2
IEC 62920	NEC 2020
EN 50530	CEA 2007
IEC 62116	Rule 14, Rule 21
IEC 61683	PRC 024
IEEE 519	UL 62109-1
Optionals	
	Low Temperature Kit to up to -30°C [-22°F]
	Factory-fitted DC fuses
	Factory-fitted joint DC inputs
	Enhanced corrosion protection
	Motorized MV Switchgear
	UPS
	Custom Auxiliary Transformer
	Seismic Reinforcement



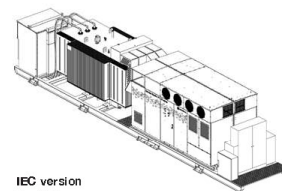
IEC version
1 x PCS



UL version
1 x PCS

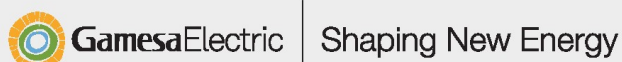
2 x Gamesa Electric Proteus PCS Configurations

Gamesa Electric Proteus PCS Station					
Number of PCSs		2 x Proteus PCS 4100	2 x Proteus PCS 4300	2 x Proteus PCS 4500	2 x Proteus PCS 4700
DC Connection					
DC Minimum Voltage ⁽¹⁾		835 V	875 V	915 V	955 V
DC Maximum Voltage (w/o derating)		< 1300 V			
DC Maximum Voltage (with derating)		< 1500 V			
Number of Independent Power Modules per PCS / Total		2 / 4			
Max. DC Current @40°C [104°F]		4 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]		4 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]		4 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]		4 x 1110 A			
Number of Fused DC Inputs per PCS / Total ⁽²⁾		Up to 8+ & 8- / 12+ & 12-			
Max. DC short-circuit withstanding capability per PCS		4 x 250kA separate power modules, 2 x 250kA joined DC input power modules			
AC Connection					
Number of Phases		Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]		8190 kVA	8598 kVA	9008 kVA	9418 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]		7580 kVA	7958 kVA	8338 kVA	8718 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]		7274 kVA	7638 kVA	8002 kVA	8366 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]		3638 kVA	3820 kVA	4002 kVA	4182 kVA
Maximum AC Current per PCS / Total @40°C [104°F]		3840 Arms / 2 x 3840 Arms			
Nominal AC Voltage, LV side ⁽³⁾		2 x 600 Vrms	2 x 630 Vrms	2 x 660 Vrms	2 x 690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽³⁾		< 34.5kV			
Nominal Voltage Allowance Range ⁽³⁾		+/-10%			
Frequency Range ⁽³⁾		47.5 - 53 / 57 - 63 Hz			
THD of AC Current		< 1% @Sn			
Power Factor Range		0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			
Protection devices					
DC Connection		Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection			
AC Connection		Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure			
Over-temperature Protection		Included			
Emergency Push Button		Included			
Components Proteus PCS Station					
PCS		2 x Proteus PCS 4100	2 x Proteus PCS 4300	2 x Proteus PCS 4500	2 x Proteus PCS 4700
Transformer ⁽⁴⁾		Dyn KNaN / ONAN			
Switchgear ⁽⁵⁾		0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV			
Custom Auxiliary Transformer ⁽⁶⁾		Optional			
Others ⁽⁷⁾		Auxiliary cabinet			
Communications					
Control ⁽⁸⁾		Modbus TCP / IP			
Monitoring ⁽⁸⁾		Modbus TCP / IP			
Webserver		Included			
Other Features					
LVVRT		Yes			
HVVRT		Yes			
Temperature Range - Operation ⁽⁹⁾		-20°C / +60°C [-4°F / +140°F], Option -30°C [-22°F]			
Relative Humidity		4% - 100% (without condensation)			
Maximum Altitude (without derating) ⁽⁹⁾		2,000 m [6561 ft]			
Dimensions W x H x D (IEC / UL version) ⁽¹⁰⁾		11800 x 2600 x 2100 mm / 30 x 8,5 x 8,6 ft			
Protection		IP54			
Cooling System		Liquid & forced air			
Standards/Directives ⁽¹¹⁾					
IEC 62109-1	IEC 60529	Low Temperature Kit to up to -30°C [-22°F]			
IEC 62109-2	IEC 61727	Factory-fitted DC fuses			
IEC 61000-6-2/4	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Factory-fitted joint DC inputs			
IEEE 1547	UL 1741-SA	Enhanced corrosion protection			
EN 55011	CSA C22.2	Motorized MV Switchgear			
IEC 62920	NEC 2020	UPS			
EN 50530	CEA 2007	Custom Auxiliary Transformer			
IEC 62118	Rule 14, Rule 21	Seismic Reinforcement			
IEC 61683	PRC 024				
IEEE 519	UL 62109-1				



IEC version
2 x PCS

- ⁽¹⁾ At nominal AC voltage. Consult Gamesa Electric for other options
- ⁽²⁾ Consult Gamesa Electric for a specific configuration
- ⁽³⁾ With derating from 40°C [104°F]
- ⁽⁴⁾ Up to 4,000m [13,123 ft] with derating as optional
- ⁽⁵⁾ UL variant only available for 1-PCS based configuration
- ⁽⁶⁾ Consult Gamesa Electric for other Standards / Directives
- ⁽⁷⁾ UL version: Padmounted Dyn (without external switchgear)



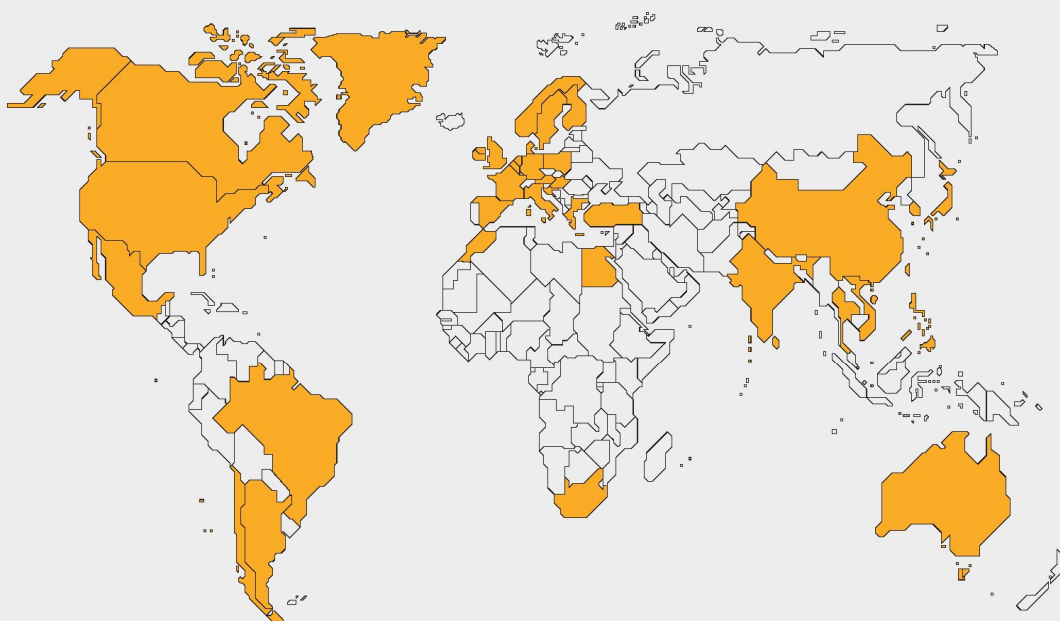
+4 GW
SOLAR ENERGY



+120 GW
WIND POWER



+90
COUNTRIES



**Worldwide presence:
commercial offices and
manufacturing facilities**

Argentina
Australia
Austria
Belgium
Brazil
Canada
Chile

China
Croatia
Denmark
Egypt
Finland
France
Germany

Greece
Hong Kong
Hungary
India
Ireland
Italy

Japan
Korea
Mexico
Morocco
Netherlands
Norway

Philippines
Poland
Singapore
South Africa
Sri Lanka
Sweden

Taiwan
Thailand
Turkey
UK
USA
Vietnam

gamesaelectric@gamesacorp.com
www.gamesaelectric.com



In order to minimize the environmental impact, this document has been printed on paper made from 50% pure cellulose fiber (ECF), 40% selected pre-consumer recycled fiber, and 10% post-consumer deinked recycled fiber. This is based exclusively on vegetable oils with a minimum volatile organic compound (VOC) content. Varnish based predominantly on natural and renewable raw materials.

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy for information purposes only and could be modified without prior notice. All the content of the Document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.

April 2022

Anexo II: Estudio Producción Energética

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: 13782_DOM_PV_P.Básico_Monte Cristi_v00

Variante: Planta 2

Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 100.0 MWp

Monte Cristi - República Dominicana

Autor(a)

Astrom Technical Advisors SL (Spain)



PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Monte Cristi

República Dominicana

Situación

Latitud 19.72 °N
Longitud -71.35 °W
Altitud 95 m
Zona horaria UTC-4

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Monte Cristi

SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano fijo

Inclinación/Azimut 10 / 0 °

Cobertizos, conjunto único

Sombreados cercanos

Según las cadenas

Efecto eléctrico 100 %

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos 151569 unidades

Pnom total 100.0 MWp

Inversores

Núm. de unidades 372 unidades

Pnom total 74.40 MWca

Límite de potencia de red 50.00 MWca

Proporción de red lim. Pnom 2.001

Resumen de resultados

Energía producida 150749 MWh/año Producción específica 1507 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 69.70 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	5
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos especiales	9



PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo
Inclinación/Azimut 10 / 0 °

Horizonte

Altura promedio 2.3 °

Limitación de potencia de red

Potencia activa 50.00 MWca
Proporción Pnom 2.001

Cobertizos, conjunto único

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 72 unidades
Conjunto único

Tamaños

Espaciamiento cobertizos 12.0 m
Ancho de colector 7.19 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 59.9 %
Banda inactiva superior 0.02 m
Banda inactiva inferior 0.02 m

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 14.3 °

Sombreados cercanos

Según las cadenas
Efecto eléctrico 100 %

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante Canadian Solar Inc.
Modelo CS7N-660MB-AG

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 660 Wp
Número de módulos FV 151569 unidades
Nominal (STC) 100.0 MWp
Módulos 4593 Cadenas x 33 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 91.66 MWp
U mpp 1132 V
I mpp 80957 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 100036 kWp
Total 151569 módulos
Área del módulo 470827 m²

Inversor

Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-215KTL-H3

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 200 kWca
Número de inversores 372 unidades
Potencia total 74400 kWca
Voltaje de funcionamiento 500-1500 V
Potencia máx. (=>33°C) 215 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.34

Potencia total del inversor

Potencia total 74400 kWca
Número de inversores 372 unidades
Proporción Pnom 1.34

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 1.5 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 0.092 mΩ
Frac. de pérdida 0.6 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.6 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 0.2 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

**PVsyst V7.2.17**

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Pérdidas del conjunto**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Pérdidas del sistema.**Pérdidas auxiliares**

Proporcional a la potencia 2.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA**Línea de salida del inv. hasta transfo MV**

Voltaje inversor 800 Vca tri
Frac. de pérdida 0.90 % en STC

Inversor: SUN2000-215KTL-H3

Sección cables (372 Inv.) Alu 372 x 3 x 120 mm²
Longitud media de los cables 83 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 34.5 kV
Promedio de cada inversor
Cables Alu 3 x 240 mm²
Longitud 7750 m
Frac. de pérdida 0.70 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores**Transfo MV**

Voltaje de red 34.5 kV

Pérdidas operativas en STC

Potencia nominal en STC 98145 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 8.18 kW/Inv.
Frac. de pérdida 0.10 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.70 mΩ/inv.
Frac. de pérdida 0.90 % en STC



PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Definición del horizonte

Horizon from PVGIS website API, Lat=19°42'54", Long=-71°21'5", Alt=95m

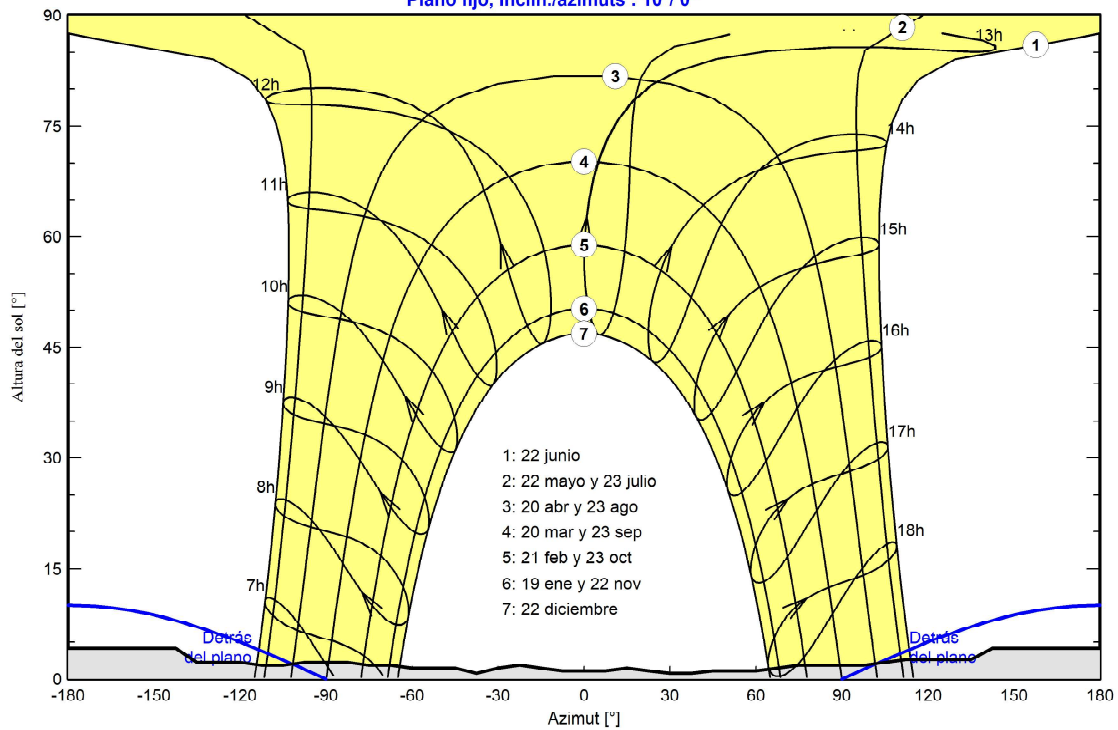
Altura promedio	2.3 °	Factor Albedo	0.94
Factor difuso	1.00	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-143	-135	-120	-113	-105	-98	-83	-75	-68	-60
Altura [°]	4.2	4.2	2.3	2.3	1.9	1.9	2.3	2.3	1.9	1.9	1.5
Azimut [°]	-45	-38	-30	-23	-15	-8	8	15	23	30	38
Altura [°]	1.5	0.8	1.5	1.9	1.5	1.1	1.1	1.5	1.1	0.8	0.8
Azimut [°]	45	60	68	75	98	105	113	135	143	180	
Altura [°]	1.1	1.1	1.5	1.9	1.9	2.3	2.7	2.7	4.2	4.2	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)

Plano fijo, Incln./azimuts : 10°/ 0°





PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

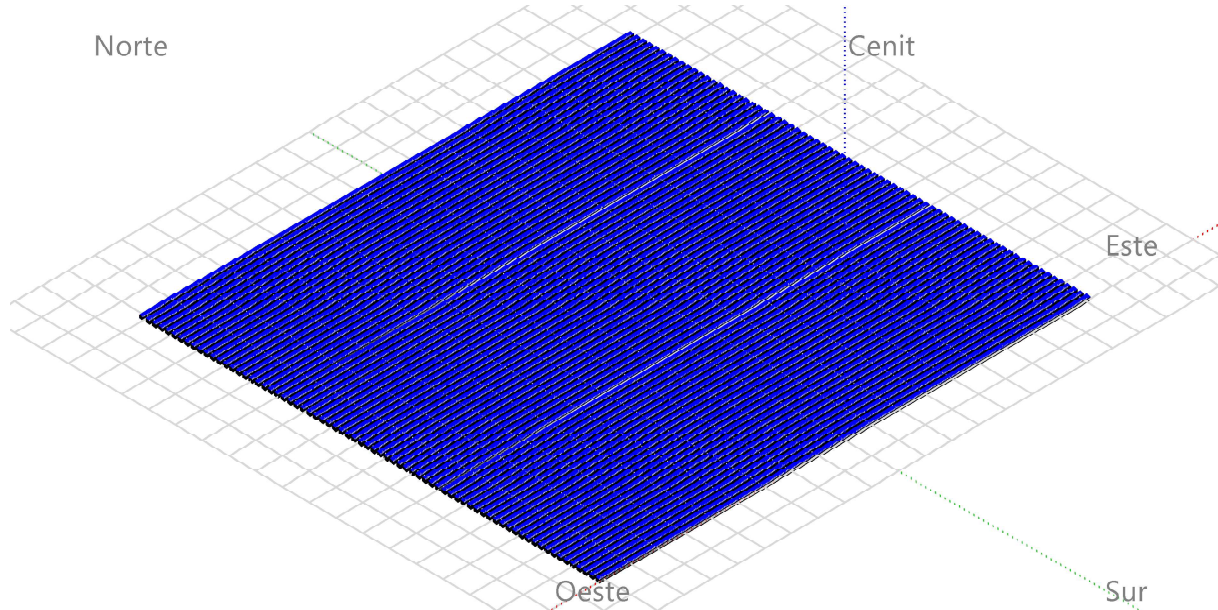
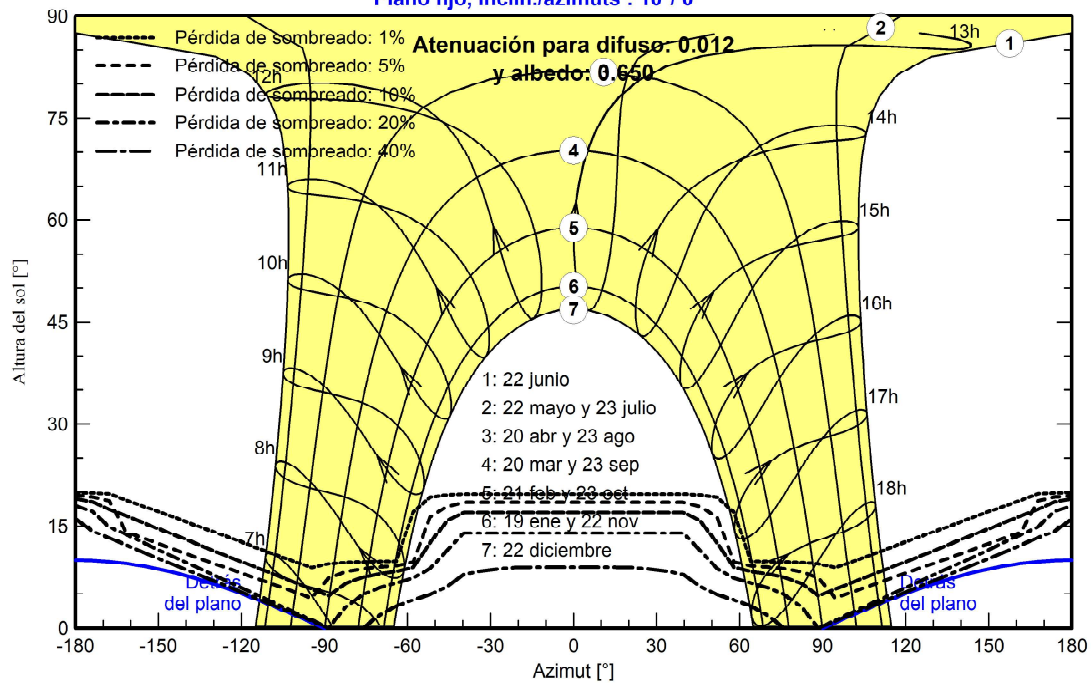


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Incl./azimuts : 10°/ 0°





PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

150749 MWh/año

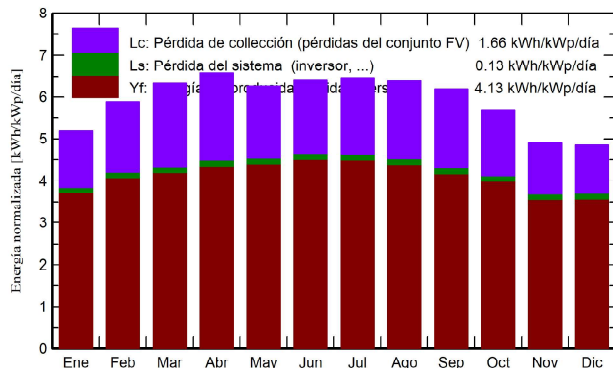
Producción específica

1507 kWh/kWp/año

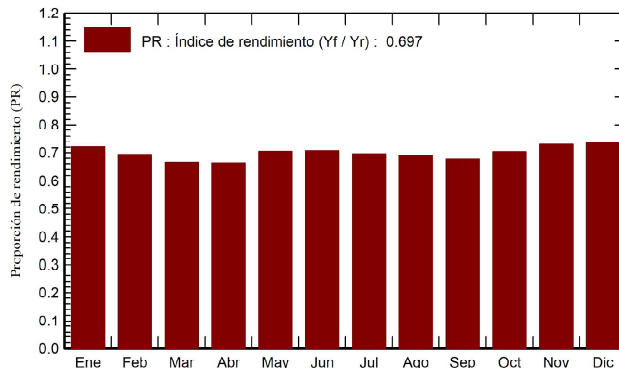
Proporción de rendimiento (PR)

69.70 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	141.4	46.70	24.70	160.4	154.4	11940	11564	0.721
Febrero	150.3	46.40	25.10	164.9	159.2	11816	11443	0.694
Marzo	186.9	60.50	25.60	196.2	189.5	13485	13059	0.665
Abril	195.5	65.10	26.60	197.3	190.3	13511	13090	0.663
Mayo	198.7	73.60	27.60	194.0	186.7	14107	13673	0.705
Junio	198.9	75.20	28.80	191.8	184.7	13981	13551	0.706
Julio	206.9	77.70	29.30	200.7	193.2	14409	13964	0.696
Agosto	198.7	70.20	29.30	197.7	190.6	14063	13629	0.689
Septiembre	179.8	59.00	28.70	185.6	179.1	12957	12556	0.676
Octubre	163.0	55.90	27.70	176.2	169.8	12802	12403	0.704
Noviembre	131.2	48.70	26.30	146.8	140.7	11062	10713	0.729
Diciembre	131.3	45.50	25.39	150.4	144.2	11469	11105	0.738
Año	2082.6	724.50	27.10	2161.9	2082.3	155602	150749	0.697

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento

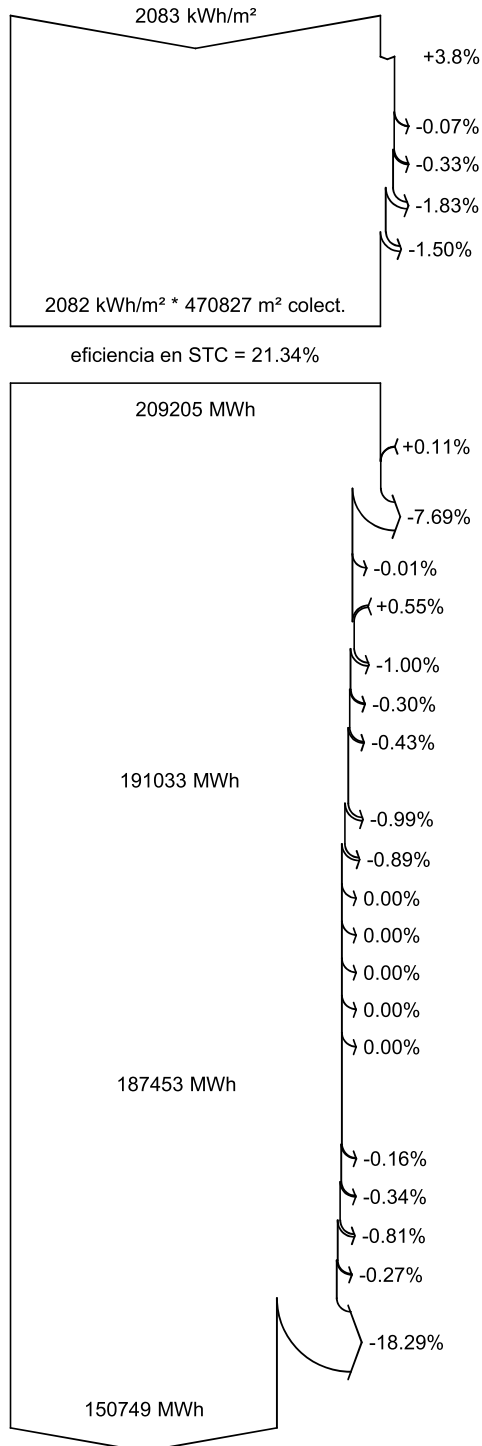


PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con ef. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Sombreados: pérdida eléctrica según las cadenas

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Auxiliares (ventiladores, otros ...)

Pérdidas óhmicas CA

Pérdida de transfo de voltaje medio

Pérdida óhmica de línea MV

Energía inutilizada (limitación de la red)

Energía inyectada en la red



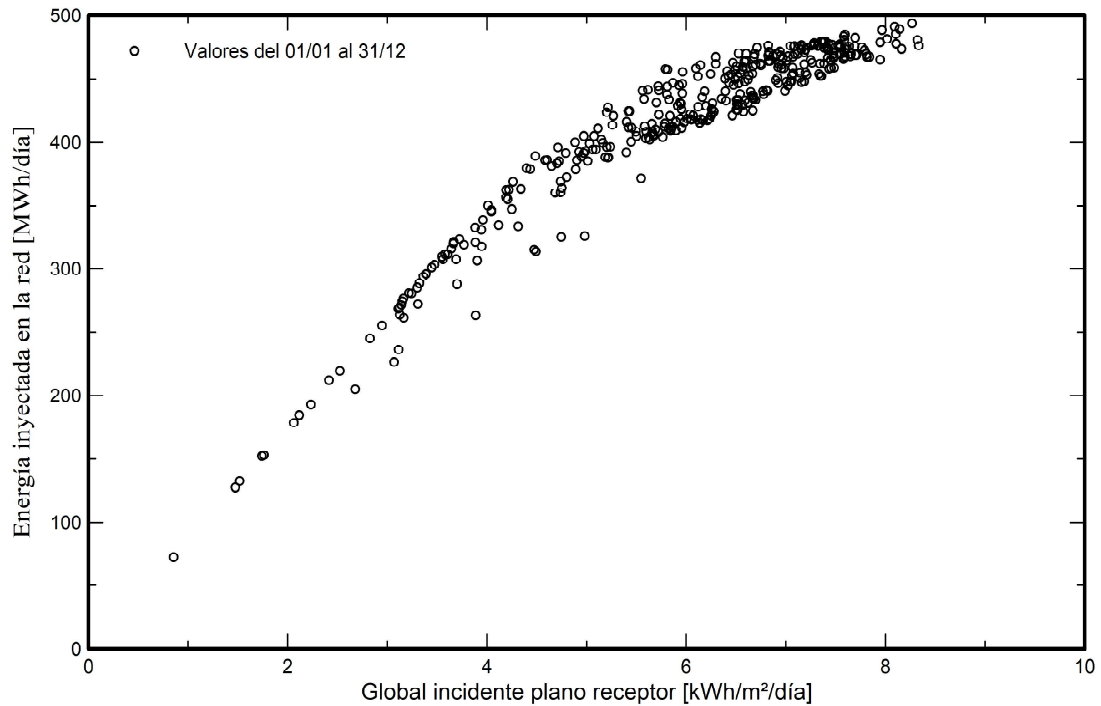
PVsyst V7.2.17

VC1, Fecha de simulación:
13/09/22 09:15
con v7.2.17

Astrom Technical Advisors SL (Spain)

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution

