

CUSTOM
Logo

INFORME DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Planta FV Webinar ES
2023/11/22

AVISO LEGAL

Este informe ("Informe") es proporcionado por Rated Power S.L. ("RatedPower") para el uso del Cliente, que ha suscrito un acuerdo escrito con RatedPower. Sin embargo, RatedPower no hace representaciones o garantías de ningún tipo, expresas o implícitas, en cuanto a la exactitud, integridad, idoneidad o fiabilidad del Informe, y no será responsable de los daños y perjuicios de cualquier tipo que surjan o en relación al uso del Informe por parte del Cliente. El Cliente puede proporcionar a RatedPower su logotipo para su colocación en el Informe. El Cliente declara y garantiza que tiene todos los derechos y permisos necesarios para utilizar e incluir el logotipo en el Informe, y eximirá a RatedPower de cualquier reclamación derivada del uso de dicho logotipo en el Informe.

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN

2. EMPLAZAMIENTO

- 2.1. Localización
- 2.2. Área de la parcela
- 2.3. Topografía
- 2.4. Perfil del horizonte

3. RECURSO SOLAR

- 3.1. Fuente de datos PVGIS
- 3.2. Año Meteorológico Típico (P50)
- 3.3. Albedo terrestre

4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

- 4.1. Descripción general
- 4.2. Módulo fotovoltaico
- 4.3. Seguidor de un eje N-S
- 4.4. Cajas de string
- 4.5. Inversor central
- 4.6. Transformador
- 4.7. Centro de transformación (CT)

5. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

6. PÉRDIDAS

- 6.1. Transposición de la GHI al plano inclinado
- 6.2. Efecto de las sombras en el suelo
- 6.3. Pérdidas por sombreado lejano
- 6.4. Pérdidas por sombreado cercano
- 6.5. Pérdida por suciedad y polvo
- 6.6. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)
- 6.7. Módulo FV – Degradación anual
- 6.8. Pérdida por nivel de radiación
- 6.9. Pérdidas por temperatura
- 6.10. Pérdidas por calidad del módulo
- 6.11. Degradación inducida por la luz (LID)
- 6.12. Mismatch bifacial
- 6.13. Mismatch
- 6.14. Campo solar – Pérdidas por sombreado
- 6.15. Campo solar – Pérdidas de cableado DC
- 6.16. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor
- 6.17. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.

- 6.18. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.
- 6.19. Pérdidas en la red de media tensión (cables MT)
- 6.20. Consumo auxiliar de la planta fotovoltaica
- 6.21. Transformador de la subestación
- 6.22. Línea de AT a la red
- 6.23. Indisponibilidad de la planta

7. RESULTADOS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO

- 7.1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)
- 7.2. Consumo nocturno del primer año
- 7.3. Producción a 25 años (P50)
- 7.4. Estimación de producción
- 7.5. Battery Energy Storage System

1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este informe, producido por Rated Power, es describir la metodología utilizada para calcular el rendimiento energético de la planta fotovoltaica y presentar los resultados obtenidos.

Se proporciona un resumen de estos resultados en la Tabla 1.

Tabla 1. Resumen de los resultados

Descripción	Valor
Recurso solar	
Irradiación horizontal global	1934.1 kWh/m ²
Temperatura media	16.34 °C
Fuente de datos	PVGIS
Rendimiento energético (año 1)	
Producción específica	2294.0 kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento	85.74 %
Energía total inyectada	88.39 GWh
Consumo total de energía	-299.78 MWh
Rendimiento energético	88.1 GWh
Rendimiento energético (media de 25 años)	
Producción específica	2216.0 kWh/kWp
Rendimiento energético	2134.6 GWh
Coeficiente de rendimiento	82.82 %

Los resultados del rendimiento energético se calcularon considerando todas las pérdidas incurridas hasta e incluyendo el nivel de la subestación.

Las principales características de la planta fotovoltaica se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Características del Proyecto

Proyecto Webinar ES	
Localización	Spain, Andalucía
Potencia nominal (AC)	32.3 MWac
Potencia pico (DC)	38.5 MWdc
Ratio DC/AC	1.19
Tipo de estructura	Seguidor a un eje
Módulos fotovoltaicos (660.0 Wp)	58380
Centro de transformación (hasta 8800.0 kW)	5

Número de inversores (hasta 2200.0 kVA)	15
Área disponible	86.01 ha

El sistema de AC se dimensionó para cumplir con un requerimiento de factor de potencia a la salida de la subestación, cuyo valor es 0.990. Para cumplir con este requerimiento, se determinó que el factor de potencia en bornas de los inversores será 0.978.

El diseño completo se muestra en la Figura 1.



Figura 1. Layout general

2. EMPLAZAMIENTO

2.1. Localización

La planta fotovoltaica tiene las características mostradas en la Tabla 3.

Tabla 3. Características del emplazamiento

Características de la localización de la planta fotovoltaica	
Ciudad / Localidad	Colonia de Santa Ana
Región	Andalucía
País	Spain
Latitud	+37.07 °
Longitud	-4.73 °
Altitud	416.68 m a.m.s.l.
Zona horaria	UTC +1

En la Figura 2 se muestra la localización del proyecto. Se muestra una vista más cercana de la región en la Figura 3.



Figura 2. Localización de la planta fotovoltaica en la región de Andalucía, en Spain



Figura 3. Closer vista de la planta fotovoltaica en la región de Andalucía

2.2. Área de la parcela

El área donde la planta fotovoltaica será construida consiste en 4 áreas disponibles, con una superficie total de 86.38 ha. Hay un total de 1 áreas restringidas no aptas para la instalación de módulos fotovoltaicos. El área final disponible cubre una superficie de 86.01 ha.

El tamaño de cada área y el total del área disponible para instalación se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Tamaño de las áreas del proyecto.

Nombre de área	Superficie
Área disponible	
Área 1	40.58 ha
Área 2	13.41 ha
Área 3	17.8 ha
Área 4	14.59 ha
Área restringida	
Área 1	0.79 ha
Área de la subestación	
Área 1	1.3 ha
Total del área disponible	86.01 ha

La subestación (azul), la parcela(s) (blanco) y, si hubiese, el área restringida (rojo) se muestran en Figura 4.



Figura 4. Áreas de Webinar ES Planta FV

2.3. Topografía

Se ha realizado un análisis preliminar de la topografía para estudiar la disponibilidad de terreno adecuado para la construcción de una planta fotovoltaica. Se calcularon las pendientes Norte-Sur y Este-Oeste mostradas en la Figura 5.

Los datos de elevación fueron proporcionados por el usuario en formato CSV (XYZ).

Los resultados del análisis de pendientes del terreno muestran tres zonas diferenciadas:

- Zonas donde la pendiente es inferior al 5.00 %.
- Zonas donde la pendiente está entre 5.00% y 10.00 %.
- Zonas donde la pendiente es superior al 15.00 %.

NOTA: Las pendientes medidas en el sitio al realizar un análisis topográfico detallado podrían ser mayores que las pendientes obtenidas con la fuente de datos de Google Earth.

El mapa que se muestra en la Figura 5 representa las pendientes del terreno, con los siguientes colores:

- Pendientes $<<5.00\%$
- Pendientes $>5.00\%$ y $<10.00\%$
- Pendientes $>10.00\%$ y $<15.00\%$
- Pendientes $>15.00\%$

Utilizando los datos de elevación mencionados anteriormente, se calculó la posición de las estructuras en el terreno. La pendiente del terreno debajo de las estructuras se calculó en la dirección Norte-Sur y en la dirección Este-Oeste. También se determinó la posición de los postes de las estructuras, incluyendo la elevación del terreno en cada poste y su altura.

Se realizaron movimientos de tierra para adecuar el terreno a los límites impuestos por el fabricante de la estructura de montaje. Las condiciones para realizar movimientos de tierra fueron las siguientes:

- La pendiente en la dirección Norte-Sur se encuentra entre 15.00 % y 2.00 %.

Las estructuras que no cumplieron con los siguientes criterios se han quitado del layout:

- La estructura debe estar dentro de los límites del Modelo Digital del Terreno (MDT).
- La pendiente de las estructuras en la dirección Norte-Sur puede ser como máximo del 2.00 %.

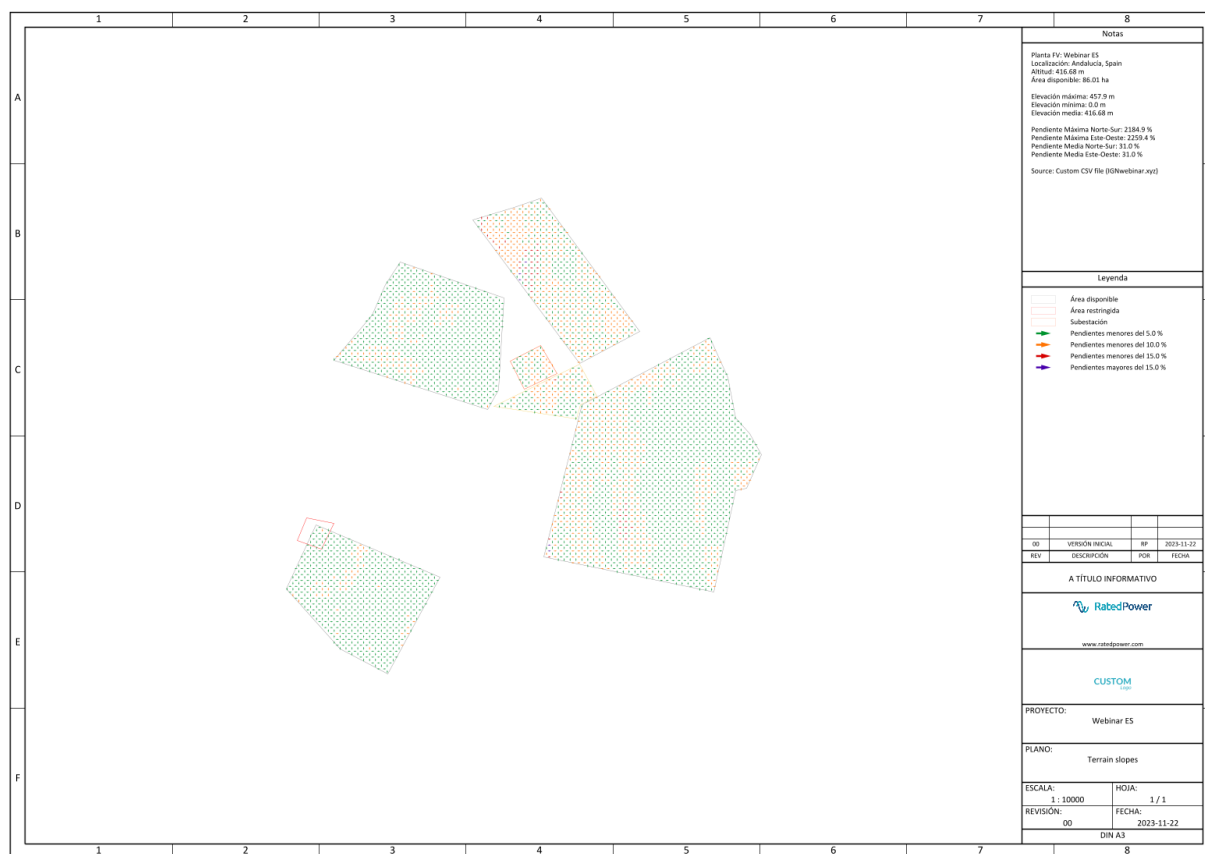


Figura 5. Pendientes de la parcela (fuente: SRTM)

2.4. Perfil del horizonte

La irradiancia solar que llega a los módulos fotovoltaicos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte. Estas obstrucciones físicas bloquearán la componente directa de la irradiancia durante algunos períodos del día y también tendrán un impacto en la componente difusa. Por lo tanto, el perfil del horizonte afecta directamente el rendimiento energético de la planta

fotovoltaica.

La línea del horizonte tiene una elevación promedio de 1.4° y una elevación máxima de 2.7° . A lo largo del año, la línea del horizonte bloqueará el Sol durante un total de 98 horas. La fuente de datos para la línea del horizonte fue PVGIS 5.2.

El valor de la elevación bloqueada en el rango de azimut completo se muestra en la Figura 6.

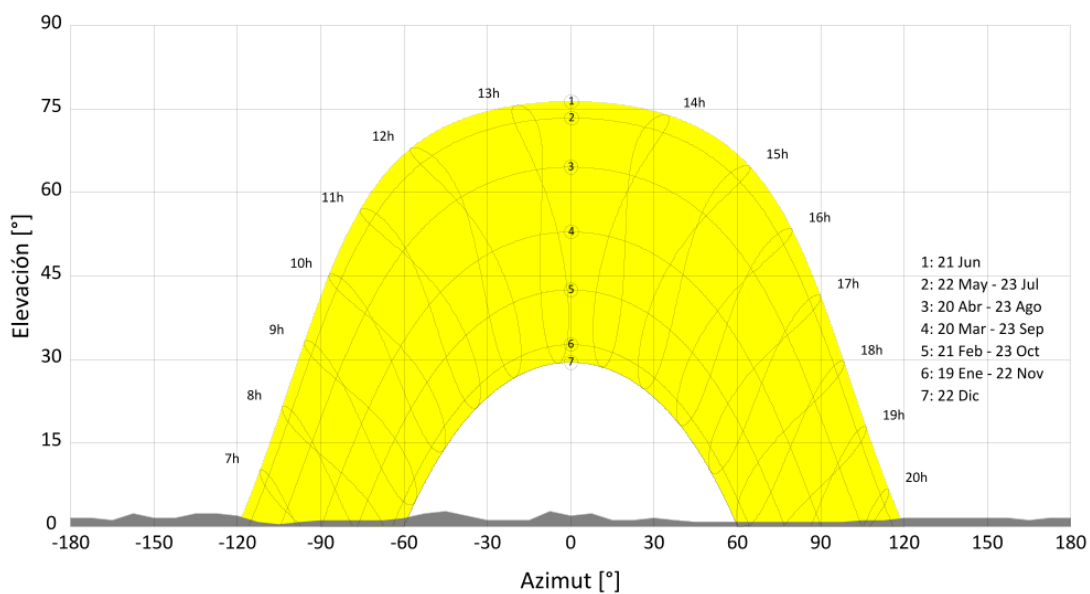


Figura 6. Perfil del horizonte (fuente datos: PVGIS 5.2)

3. RECURSO SOLAR

3.1. Fuente de datos PVGIS

PVGIS ha estado en continuo desarrollo durante más de 10 años en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. El enfoque de PVGIS es la investigación sobre evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico.

La última versión de PVGIS (PVGIS 5.2) ha ampliado las capacidades del sistema y mejorado la cobertura de la base de datos meteorológicos. PVGIS 5.2 utiliza las bases de datos PVGIS-SARAH-2, PVGIS-NSRDB y PVGIS-ERA5.

Las principales características de la base de datos PVGIS 5.2 son:

- Fuente: Satélite
- Cobertura espacial: mundial.
- Período: al menos diez años, desde 2005 o 2006 según la región.
- Resolución espacial: dependiendo del emplazamiento, con un valor promedio de 4 km x 4 km.
- Resolución temporal: por hora.
- Incertidumbre: dependiendo del emplazamiento, \pm 3% a 10% en promedio.

En la Figura 7 se muestra la cobertura espacial de la base de datos PVGIS 5.2.

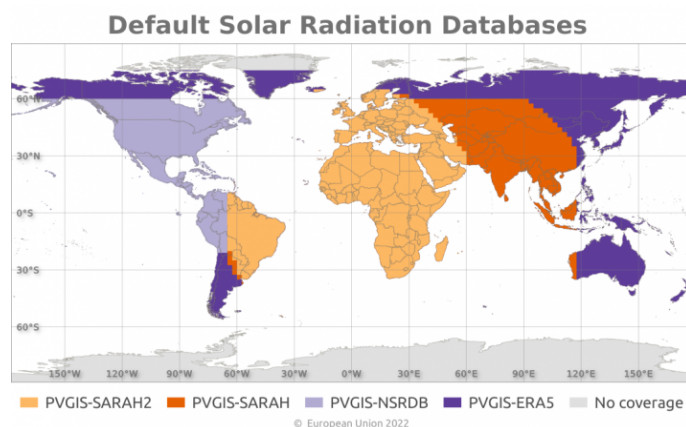


Figura 7. Cobertura espacial de la base de datos PVGIS 5.2.

Los datos de irradiancia solar de PVGIS se han calculado utilizando datos de satélite. Hay tres bases de datos satelitales disponibles:

- PVGIS-SARAH-2 es una base de datos basada en datos provenientes de EUMETSAT CM SAF. Utiliza imágenes de los satélites geoestacionarios METEOSAT, con cobertura para Europa, África y Asia. El período temporal es de 2005 a 2020.
- PVGIS-NSRDB es una colaboración entre PVGIS y el NREL (Laboratorio Nacional de

Energía Renovable), y consiste en la implementación del NSRDB en PVGIS. El período temporal es de 2005 a 2015.

- PVGIS-ERA5 es un producto del EMCWF, que combina observaciones históricas en estimaciones globales usando modelos avanzados y sistemas de asimilación de datos. Proporciona cobertura en áreas donde no hay datos de satélite, como América del Sur, Australia y Japón. El período temporal es de 2005 a 2020.
- PVGIS-SARAH1 es una base de datos desarrollada utilizando un nuevo algoritmo del CMSAF. Proporciona cobertura en Asia. El período temporal es de 2005 a 2016.

3.2. Año Meteorológico Típico (P50)

El Año Meteorológico Típico (TMY – Typical Meteorological Year) es un conjunto de valores representativos de cualquier parámetro meteorológico dado, para una ubicación determinada. Se da en resolución horaria y se deriva de datos meteorológicos a largo plazo.

En la Tabla 5 se muestra un resumen mensual de los datos de TMY. Se muestra un gráfico que representa los datos de la Tabla 5 en la Figura 13

Tabla 5. TMY irradiación mensual y temperatura.

Mes	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Temperatura
1	87.9	28.8	8.54 °C
2	100.1	36.0	8.37 °C
3	131.1	57.5	10.3 °C
4	170.5	58.9	13.06 °C
5	226.2	69.1	16.13 °C
6	233.5	67.5	21.82 °C
7	254.8	57.8	28.59 °C
8	223.4	54.1	25.42 °C
9	180.7	44.2	21.37 °C
10	139.3	44.2	17.67 °C
11	102.9	27.8	12.79 °C
12	83.9	27.4	11.4 °C
Año	1934.1	573.4	16.29 °C

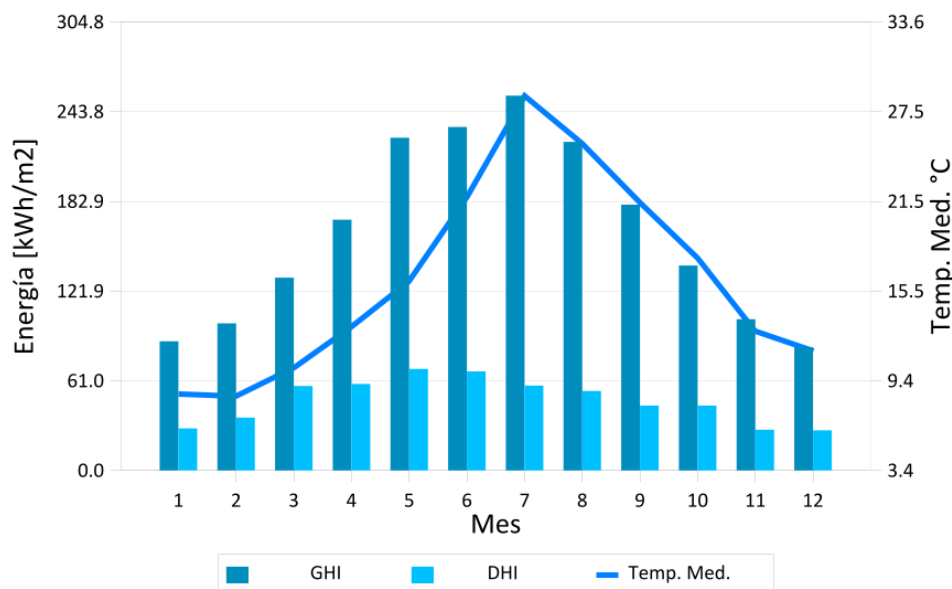


Figura 8. Gráfico del recurso solar

3.3. Albedo terrestre

Se han utilizado datos de albedo terrestre procedentes del sensor MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), que es un instrumento a bordo de los satélites Terra y Aqua de la NASA.

La base de datos tiene una resolución temporal mensual, derivada de mediciones tomadas entre 2000 y 2017. El valor del albedo de cada mes se ha calculado como la media aritmética de todas las mediciones disponibles para cada mes.

La resolución espacial es de 0.1 grados en latitud y 0.1 grados en longitud, lo cual es equivalente a una malla de 11x11km en el ecuador. En localizaciones más alejadas del ecuador, la resolución en kilómetros se incrementa.

El valor medio del albedo para el año completo es de 17.55 %. Los valores medios mensuales se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Valores mensuales del albedo

Valores mensuales del albedo	
Enero	16.01 %
Febrero	16.72 %
Marzo	17.24 %
Abril	16.99 %
Mayo	17.30 %
Junio	18.43 %
Julio	19.53 %

Agosto	19.72 %
Septiembre	18.86 %
Octubre	17.61 %
Noviembre	16.26 %
Diciembre	15.92 %
Valor medio anual	17.55 %

4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

4.1. Descripción general

La potencia nominal de la planta fotovoltaica es 32.3 MWac y la potencia máxima es 38.5 MWdc, lo que da como resultado un ratio DC/AC de 1.19. La presente descripción del proyecto podría estar sujeta a cambios en las próximas etapas del desarrollo del proyecto. Las principales características del proyecto se muestran en la Tabla 2.

Los equipos principales utilizados para convertir la energía solar en electricidad son:

- Módulos fotovoltaicos, que convierten la radiación solar en corriente continua.
- Seguidor de un eje, que sirve de soporte y orienta los módulos fotovoltaicos para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la superficie de los módulos durante el día.
- Los cuadros de agrupación de strings, que agrupan la salida de los strings de módulos fotovoltaicos antes de llegar al inversor.
- Inversores centrales, que convierten la DC del campo solar a AC.
- Transformadores de potencia, que elevan el nivel de tensión de baja a media tensión.
- Centros de transformación, que contienen el equipo necesario para convertir la alimentación de DC a AC.

4.2. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo Bifacial TSM-660DEG21C.20, fabricado por Trina Solar. Tiene una potencia máxima de 660.0 W, y la tecnología de las células es Si-mono.

Las características del módulo fotovoltaico elegido se muestran en la Tabla 7.

El módulo tiene un factor de bifacialidad del 70.10 %.

Tabla 7. Características del módulo fotovoltaico

Características del módulo fotovoltaico	
Características principales	
Modelo	TSM-660DEG21C.20
Fabricante	Trina Solar
Tecnología	Si-mono
Tipo de módulo	Bifacial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia máxima	660.0 W
Eficiencia	21.34 %

Tensión MPP	37.8 V
Corriente MPP	17.53 A
Tensión a circuito abierto	45.9 V
Corriente de cortocircuito	18.45 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0.349 %/°C
Coeficiente de tensión	-0.252 %/°C
Coeficiente de corriente	0.042 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2384.0 mm
Ancho	1303.0 mm
Grosor	35.0 mm
Peso	38.7 kg

Un ejemplo de módulo Bifacial Si-mono se muestra en la Figura 9.



Figura 9. Ejemplo de un módulo fotovoltaico Bifacial Si-mono

4.3. Seguidor de un eje N-S

Los módulos solares fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo. En la Figura 10 se muestra un ejemplo de un seguidor de un eje.

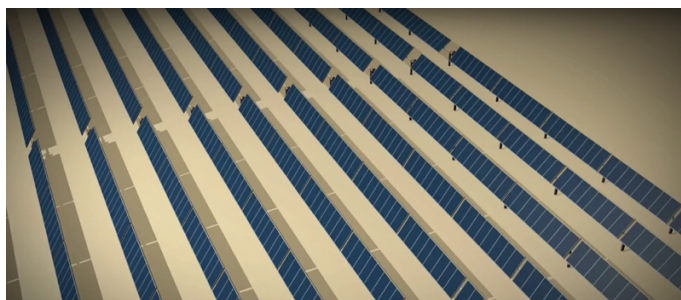


Figura 10. Ejemplo de un seguidor de un eje

Los seguidores de un eje están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. Las principales características del sistema de seguimiento se resumen en la Tabla 8.

Tabla 8. Principales características del seguidor de un eje

Características del seguidor de un eje	
Modelo	A-Motion™
Fabricante	ArcelorMittal Exosun
Tecnología	Single-row
Configuración	1V
Ángulos límite de seguimiento	+60 / -60 °
Número de módulos por fila	60 módulos (máximo 60 módulos)
Altura del punto más bajo	0.5 m
Diseñado para módulos	MONOFACIAL
Distancia adicional para el motor	0.0 mm
Distancia adicional para la viga de torsión	0.0 mm
Distancia entre módulos en la dirección axial	10.0 mm
Distancia entre módulos en la dirección pitch	0.0 mm

El número de seguidores a un eje instalados se resume en la Tabla 9.

Tabla 9. Número de seguidores instalados

Strings por estructura	Módulos por estructura	Longitud	Cantidad
2	60	78.77 m	830
1	30	39.38 m	286

Encontrará más información sobre estructuras en Tabla 10.

Tabla 10. Características civiles

Nombre del área	Distancia entre filas (Pitch)	Espacio libre entre estructuras	GCR	Distancia entre estructuras	Ángulo de azimut	Ángulo de inclinación (Tilt)
Área 1	9.6 m	7.22 m	24.83%	0.5 m	0.0 °	[-]
Área 2	9.6 m	7.22 m	24.83%	0.5 m	0.0 °	[-]
Área 3	9.6 m	7.22 m	24.83%	0.5 m	0.0 °	[-]
Área 4	9.6 m	7.22 m	24.83%	0.5 m	0.0 °	[-]

Los detalles para las zonas agrupadas eléctricamente de baja tensión se muestran en Tabla 11.

Tabla 11. Características de configuración eléctrica por grupo de áreas

Grupo de áreas	Potencia nominal	Potencia pico	Ratio DC/AC
Área4	4302.8 kWac	5801.4 kWdc	1.35
Área2, Área3	10.8 MWac	13.3 MWdc	1.24
Área1	17.2 MWac	19.4 MWdc	1.13

4.4. Cajas de string

Los cuadros de agrupación de strings recogen la energía generada por el campo DC, conectan las cadenas en paralelo al inversor y proporcionan protección eléctrica al campo fotovoltaico. Para hacer coincidir el número de entradas de los inversores, varias cadenas paralelas se concentrarán para funcionar como un solo circuito. Los cuadros de conexiones deben instalarse con un fusible por string para proteger cada conjunto. Se instalarán descargadores de DC de sobretensión y un interruptor de DC se ubicará en la línea de salida. Además, se puede instalar un sistema de comunicación para controlar la corriente y el voltaje del string.

Se muestra un ejemplo de cuadro de agrupación en la Figura 11.



Figura 11. Ejemplo de cuadro de agrupación de strings (Schneider Electric)

Los cuadros de strings se instalarán en una posición sombreada y serán fácilmente accesibles para facilitar los trabajos de mantenimiento. Se colocarán detrás de los módulos fotovoltaicos y, si es posible, utilizando los polos de estructura existentes, para que permanezcan a la sombra y para evitar daños causados por el agua de lluvia u otros fenómenos meteorológicos.

Las principales características del cuadro de cadena se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Características principales de las cajas de string

Cajas de string	Cantidad	Entradas	Potencia	Intensidad del fusible	Intensidad del interruptor	Protección de sobrecarga
1	112	14 strings	277.2 kW	30 A	160 A	Sí
2	12	8 strings	158.4 kW	30 A	160 A	Sí
3	9	13 strings	257.4 kW	30 A	160 A	Sí
4	6	10 strings	198.0 kW	30 A	160 A	Sí
5	5	6 strings	118.8 kW	30 A	160 A	Sí
6	3	7 strings	138.6 kW	30 A	160 A	Sí
7	3	11 strings	217.8 kW	30 A	160 A	Sí
8	1	9 strings	178.2 kW	30 A	160 A	Sí
9	1	12 strings	237.6 kW	30 A	160 A	Sí

4.5. Inversor central

El inversor convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de DC a AC, cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT variará la tensión del campo DC para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.
- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, sobre o baja tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra brechas de tensión, etc. Además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.
- Un sistema de monitorización, que tiene la función de transmitir datos relacionados con la operación del inversor al propietario (corriente, tensión, alimentación, etc.) y datos externos de la monitorización de las cadenas en el campo DC (si hay un sistema de monitoreo de strings).

En la Figura 15 se muestra un inversor tipo comúnmente usado para proyectos fotovoltaicos



Figura 12. Ejemplo de un inversor central

Las principales características del inversor seleccionado se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Características del inversor

Características del inversor	
Características principales	
Modelo	PVS980-58-2000kVA-K
Tipo	CENTRAL
Fabricante	ABB
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	98.22 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	935 - 1500 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	

Potencia nominal	2200.0 kVA
Potencia a 30 C (datasheet)	2200.0 kVA
Potencia a 50 C (datasheet)	2000.0 kVA
Tensión de salida	660 V
Frecuencia de salida	50 Hz

Tabla 14. Inversores

Inversores	Cantidad	Entradas DC	Potencia DC	Ratio DC/AC
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	2	8 Caja de String de 14 strings 1 Caja de String de 10 strings	2416 kW	1.123
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	2 Caja de String de 8 strings 1 Caja de String de 7 strings 2 Caja de String de 13 strings 7 Caja de String de 14 strings	2911 kW	1.353
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 6 strings 10 Caja de String de 14 strings	2891 kW	1.344
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	3 Caja de String de 8 strings 1 Caja de String de 13 strings 7 Caja de String de 14 strings	2673 kW	1.242
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 9 strings 9 Caja de String de 14 strings	2673 kW	1.242
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 8 strings 9 Caja de String de 14 strings	2653 kW	1.233

PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 10 strings 1 Caja de String de 7 strings 1 Caja de String de 8 strings 1 Caja de String de 13 strings 6 Caja de String de 14 strings 2 Caja de String de 6 strings	2653 kW	1.233
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 10 strings 1 Caja de String de 11 strings 8 Caja de String de 14 strings	2633 kW	1.224
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 12 strings 8 Caja de String de 14 strings	2455 kW	1.141
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	2 Caja de String de 8 strings 1 Caja de String de 13 strings 1 Caja de String de 10 strings 6 Caja de String de 14 strings	2435 kW	1.132
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	2 Caja de String de 8 strings 1 Caja de String de 11 strings 2 Caja de String de 13 strings 5 Caja de String de 14 strings	2435 kW	1.132
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 11 strings 8 Caja de String de 14 strings	2435 kW	1.132
PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	2 Caja de String de 6 strings 1 Caja de String de 13 strings 7 Caja de String de 14 strings	2435 kW	1.132

PVS980-58-2000kVA-K (2151 kWac)	1	1 Caja de String de 7 strings	2416 kW	1.123
		1 Caja de String de 8 strings		
		1 Caja de String de 13 strings		
		1 Caja de String de 10 strings		
		6 Caja de String de 14 strings		

4.6. Transformador

El transformador de potencia eleva la tensión de salida AC del inversor para lograr una transmisión de mayor eficiencia en las líneas de media tensión de la planta fotovoltaica. Un ejemplo de un transformador de potencia se muestra en la Figura 13.



Figura 13. Ejemplo de un transformador de potencia

4.7. Centro de transformación (CT)

Los centros de transformación (CT) son edificios o contenedores interiores. La tensión de la energía recolectada del campo solar se incrementa a un nivel más alto con el propósito de facilitar la evacuación de la energía generada.

Los inversores y los transformadores se alojarán en el centro de transformación.

Un ejemplo de un centro de transformación Indoors se muestra en la Figura 14.



Figura 14. Ejemplo de un centro de transformación Indoors

El centro de transformación se suministrará con interruptores de media tensión que incluyen una unidad de protección de transformador, una unidad de alimentación directa de entrada, una unidad de alimentación directa de salida y las placas eléctricas. En particular, para el primer centro de transformación de cada línea de MT, la unidad de entrada directa no se instalará.

Las características comunes de los centros de transformación se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Características del centro de transformación

Características del centro de transformación	
Relación de transformación	0.66/20.0kV
Sistema de refrigeración	ONAN
Cambiador de tomas	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Servicio	Indoors

Las características de los distintos centros de transformación de acuerdo a su configuración en AC se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Centros de transformación de acuerdo a su configuración en AC

Centros de transformación	Cantidad	Núm. Inversores	Configuración de los transformadores	Impedancia de corto-circuito (Zcc)
1	3	4(8.8 MVA)	1 transformador de dos devanados de 8.8 MVA	0.080
2	1	2(4.4 MVA)	1 transformador de dos devanados de 4.4 MVA	0.080
3	1	1(2.2 MVA)	1 transformador de dos devanados de 2.2 MVA	0.080

Los distintos tipos de centros de transformación de acuerdo al campo DC asociado a los mismos se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Centros de transformación de acuerdo al campo DC asociado

Centros de transformación	Cantidad	Núm. Inversores	Potencia AC	Potencia DC	Ratio DC/AC
1	1	4	8.606 MW	10.613 MW	1.233
2	1	4	8.606 MW	9.742 MW	1.132
3	1	4	8.606 MW	9.702 MW	1.127
4	1	2	4.303 MW	5.801 MW	1.348
5	1	1	2.151 MW	2.673 MW	1.242

5. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La metodología utilizada para calcular el rendimiento energético se describe en el documento de METODOLOGÍA DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO, disponible en el siguiente enlace:

[Descargar el informe de metodología](#)

La metodología requiere las siguientes entradas:

- El año meteorológico típico.
- Los parámetros del equipamiento eléctrico a utilizar.
- La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica.
- Parámetros de simulación tales como pérdidas o ajustes de cálculo.

Con estas entradas, los siguientes pasos se realizan de forma secuencial para calcular el valor final del rendimiento energético:

- La transposición de los componentes de radiación al plano inclinado.
- Usar una librería para calcular la posición del sol.
- El algoritmo de seguimiento solar utilizado en rastreadores de un solo eje (backtracking).
- Cálculo de los efectos de las sombras en la irradiancia recibida por un plano inclinado.
- Generación eléctrica de un módulo fotovoltaico, y sus pérdidas asociadas.
- Estimación del efecto del sombreado parcial en cadenas de módulos.
- Rendimiento de un inversor y ventana de operación.
- Pérdidas eléctricas en una planta fotovoltaica.

6. PÉRDIDAS

6.1. Transposición de la GHI al plano inclinado

La irradiación que alcanza el plano inclinado se calcula por transposición, a partir de la radiación global horizontal. Debido al ángulo de inclinación de los módulos, la transposición resulta en una ganancia respecto a la radiación que recibiría un plano horizontal. Esta ganancia va a ser mayor si la estructura de montaje es un seguidor a un eje.

La transposición de la GHI al plano inclinado en la cara frontal resultó en una ganancia de +38.34 %.

En la cara trasera, se calculó la transposición de la radiación reflejada por el terreno al plano inclinado. Adicionalmente, el plano inclinado percibe radiación difusa y radiación directa. La transposición resultó en una ganancia de +12.80 %.

6.2. Efecto de las sombras en el suelo

Las sombras arrojadas al terreno por las estructuras dan lugar a una pérdida de radiación reflejada por el suelo. Ciertos parámetros, como la distancia entre filas, la altura mínima de la estructura, o la fracción de transparencia afectan especialmente a esta pérdida.

Se consideró un valor del 0.00 % para modelizar la transparencia de la estructura y los módulos.

La pérdida debida a las sombras en el suelo fue de -54.91 %.

6.3. Pérdidas por sombreado lejano

La radiación solar sobre los módulos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte que bloquean la radiación del sol durante algunos períodos del día. Para considerar estas sombras como parte del horizonte lejano, la distancia sombra generada por el obstáculo debe ser más de diez veces mayor que el tamaño de la planta fotovoltaica. Estas pérdidas representan el porcentaje de la energía perdida en términos de potencia fotovoltaica contra un horizonte plano.

En la Figura 15 se muestra el perfil de horizonte considerado.

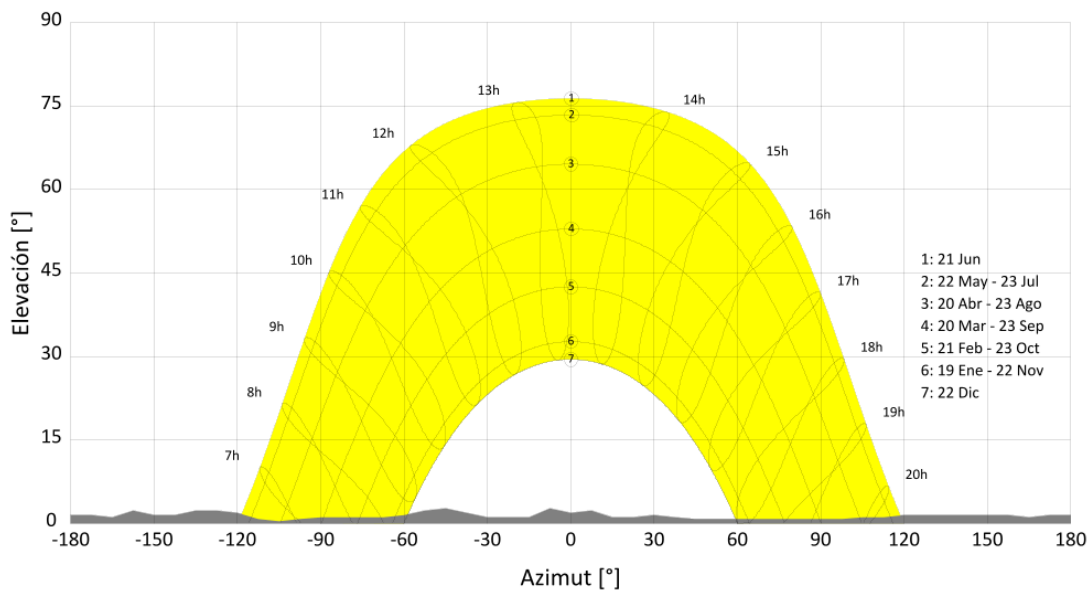


Figura 15. Perfil de horizonte (fuente: PVGIS 5)

Teniendo en cuenta este perfil de horizonte, las pérdidas se han estimado en un -0.26 % para la cara frontal.

En la cara trasera, el perfil del horizonte se considera solamente para la componente directa, lo cual resultó en una pérdida de 0.00 %.

6.4. Pérdidas por sombreado cercano

En momentos del día en los cuales la elevación solar es baja, se pueden producir sombras entre filas de módulos fotovoltaicos. Estas sombras causan una reducción en la radiación percibida por los módulos sombreados.

La pérdida anual debida a las sombras cercanas en la cara frontal fue de -1.52 %. Se debe a las sombras arrojadas de una estructura a la siguiente.

Parte de la radiación reflejada por el suelo es bloqueada por las propias estructuras y por la viga de torsión. El valor de la pérdida por sombras cercanas en la cara trasera fue de -10.99 %.

6.5. Pérdida por suciedad y polvo

La deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos causa la disminución de potencia del generador fotovoltaico. Para el mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos incidentes oblicuamente que para los que inciden perpendicularmente.

Las pérdidas debidas a la suciedad en un día específico podrían bajar a 0% después de la lluvia o de un proceso de limpieza. Sin embargo, las pérdidas pueden llegar al 8% si los módulos están muy sucios. La acumulación de suciedad está influenciada por diferentes razones como la

inclinación de los módulos, la proximidad a carreteras, el tipo de terreno, etc.

La pérdida por suciedad en la cara frontal se ha modelizado como constante a lo largo del año, resultando en una pérdida de -2.00 %.

La pérdida por suciedad en la cara trasera se ha modelizado como constante a lo largo del año, resultando en una pérdida de 0.00 %.

6.6. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)

Las pérdidas angulares se producen cuando la incidencia de radiación solar en la superficie del módulo tiene un ángulo diferente de 0° . Esta pérdida es distinta a la pérdida por efecto coseno, y se debe a la reflexión de la luz solar en la superficie del cristal del módulo fotovoltaico. Esta pérdida se cuantifica utilizando el coeficiente IAM (Incidence Angle Modifier), cuyo valor depende de las propiedades del cristal con el cual se ha fabricado la cubierta del módulo fotovoltaico.

Las pérdidas por ángulo de incidencia en la cara frontal del módulo se han modelado de acuerdo con las especificaciones del fabricante, utilizando el perfil personalizado según se encuentra en el archivo PAN.

Las pérdidas por ángulo de incidencia en la cara trasera del módulo se han modelado según el modelo aire-cristal para cristal normal, con índice de refracción igual a 1.526 (parámetro n).

Las pérdidas por ángulo de incidencia en la cara frontal del módulo son de -0.44 %, y en la cara trasera del módulo toman un valor de -7.48 %.

6.7. Módulo FV – Degradación anual

Durante las primeras horas de exposición a la luz solar, el módulo sufre una degradación inicial conocida como LID (Light Induced Degradation).

Una vez se ha producido esta degradación inicial, otros procesos que suceden a más largo plazo dan lugar a una pérdida de producción.

Estos procesos consisten en la corrosión de los elementos conductores y la lámina EVA, dependiendo de las condiciones ambientales (por ejemplo, períodos de lluvia, ciclos de temperatura, humedad, salinidad).

El valor de la degradación anual fue de -0.30 % para el primer año de operación, y -0.30 % para los años posteriores.

6.8. Pérdida por nivel de radiación

La pérdida por nivel de radiación se refiere a la menor producción del módulo fotovoltaico

respecto a las condiciones STC cuando la radiación es menor a 1000 W/m².

El valor de esta pérdida es de +0.20 %.

6.9. Pérdidas por temperatura

La producción de células fotovoltaicas se ve afectada negativamente por las altas temperaturas de operación. La pérdida es consecuencia de las características del módulo fotovoltaico. La temperatura de la celda es siempre más alta que la temperatura ambiente.

Se ha considerado un valor de 29.00 W/m²/K para la componente constante del coeficiente de transferencia de calor. El valor de la componente del viento es de 0.00 W·s/m³/K.

La pérdida anual debida a la temperatura de la celda del módulo fue de -5.14 %.

6.10. Pérdidas por calidad del módulo

La potencia nominal de los módulos fotovoltaicos producidos en masa varía de módulo a módulo. Esta dispersión del rendimiento del módulo generalmente se modela como porcentaje de variación respecto a la potencia nominal en condiciones de STC. La dispersión a menudo resulta en una ganancia neta, ya que los fabricantes generalmente buscan tolerancias más estrictas con un sesgo hacia un rendimiento ligeramente más alto que el nominal.

La ganancia debida a la dispersión de la calidad del módulo fue de +0.70 %.

6.11. Degradación inducida por la luz (LID)

La degradación inducida por la luz se produce durante las primeras horas de exposición del módulo fotovoltaico a la luz solar. Después de estas horas iniciales, la degradación se estabiliza y es constante durante la vida útil restante del módulo. Este efecto generalmente no se refleja en la hoja de datos del módulo.

El valor de la pérdida por la degradación inducida por la luz fue -2.00 %.

6.12. Mismatch bifacial

El mismatch bifacial está causado por la iluminación heterogénea de la cara trasera. Es un efecto que resulta más pronunciado cuando se utilizan seguidores 1V, en los cuales la viga de torsión bloquea parte de la luz que llega a la cara trasera.

Se consideró un valor de 10.00 % para el mismatch bifacial. Este valor no se traslada directamente a la pérdida por mismatch bifacial, dado que se aplica de forma proporcional a la relación de radiación frontal a trasera.

La pérdida por mismatch bifacial resultante fue de -0.53 %.

6.13. Mismatch

Las pérdidas por mismatch se asocian con el hecho de que las células y / o módulos que forman el generador fotovoltaico no son idénticos, y sus parámetros eléctricos varían, por lo que no todos ellos pueden trabajar simultáneamente en el punto de máxima potencia. Además, un dimensionamiento de cables heterogéneo puede conducir a diferentes caídas de tensión y pérdidas de desajuste adicionales.

El valor de la pérdida fue constante durante todo el año, -1.00 %.

6.14. Campo solar – Pérdidas por sombreado

La presencia de sombras parciales en el array de módulos fotovoltaicos da lugar a pérdidas por mismatch entre módulos sombreados parcialmente y módulos totalmente iluminados. Estas pérdidas se minimizan aumentando la distancia de filas, o utilizando backtracking cuando la estructura es de tipo seguidor.

Las pérdidas por sombreado en el array son de 0.00 %.

6.15. Campo solar – Pérdidas de cableado DC

Existe una pérdida debida al efecto Joule en la transmisión eléctrica de la alimentación de DC. Esta pérdida se produce en los cables que conectan los strings de módulos fotovoltaicos a los cuadros de agrupación y los inversores (o directamente a los inversores si la planta está diseñada utilizando un sistema de bus de DC).

El valor de las pérdidas de transmisión depende de las secciones transversales del cable y las longitudes del cable, que generalmente se calculan especificando un valor para la caída de voltaje en condiciones de STC.

El promedio de la pérdida horaria en los cables de CC fue -1.19 %.

6.16. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor

La principal pérdida incurrida en el inversor eléctrico es la conversión de DC a AC, generalmente conocida como pérdida de eficiencia. Se pueden producir pérdidas adicionales si el tamaño del campo DC con respecto a la potencia nominal del inversor no es óptimo (pérdidas en la ventana de operación del inversor).

Las pérdidas combinadas en el inversor fueron -3.15 % (este valor incluye la pérdida de eficiencia, las pérdidas de la ventana de operación y la pérdida de consumo auxiliar).

El factor de potencia (coseno de ϕ) en la salida del inversor es 0.978. Un factor de potencia bajo puede resultar en pérdidas por potencia máxima.

6.17. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.

Las pérdidas incurridas en los cables de AC debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes de los cables. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de voltaje en condiciones STC. Debido a la corta longitud de los cables que conectan el inversor al transformador, esta pérdida suele ser baja.

Las pérdidas del cable de CA en los cables que conectan los inversores a los transformadores fueron de 0.00 %.

6.18. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.

Las pérdidas del transformador de potencia son dobles: un valor de pérdida constante, conocido como pérdida de hierro o núcleo, y una pérdida dependiente de la potencia convertida, conocida como pérdida de cobre o bobina. Aunque estas pérdidas suelen ser muy bajas, ya que el transformador tiene una eficiencia muy alta, deben considerarse.

Las pérdidas que resultan de las componentes del hierro y del cobre tienen un valor de -0.15 % y -0.82 %, respectivamente.

La pérdida promedio anual en los transformadores de la central eléctrica fue de -0.97 %.

6.19. Pérdidas en la red de media tensión (cables MT)

Las pérdidas incurridas en la red de MT debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes del cable. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de voltaje en condiciones STC.

La red de media tensión consiste en una serie de líneas que conectan los centros de transformación a las celdas de la subestación. La energía perdida en la red fue de -0.34 %.

6.20. Consumo auxiliar de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica consumirá parte de la energía que genera para alimentar sus propios sistemas, como los dispositivos de seguridad, equipos de limpieza o iluminación nocturna. Estos consumos también pueden estar presentes durante la noche.

Los consumos auxiliares de la planta fotovoltaica provocaron una pérdida de 0.00 %.

6.21. Transformador de la subestación

El transformador de potencia de la subestación eleva la tensión de salida de AC de la planta para que coincida con la tensión de la red.

Las pérdidas que resultan de las componentes del hierro y del cobre tienen un valor de -0.16 % y -0.78 %, respectivamente.

La pérdida del transformador de la subestación fue de -0.94 %.

6.22. Línea de AT a la red

La pérdida incurrida en la línea de AC que conecta la planta fotovoltaica a la red se debe al efecto Joule y depende de las secciones transversales y la longitud de los cables. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de voltaje en condiciones STC.

La pérdida de línea de alto voltaje de AC fue de -0.55 %.

6.23. Disponibilidad de la planta

La indisponibilidad de la planta fotovoltaica se estimó en 0.00 %. La indisponibilidad se produce debido a las operaciones de mantenimiento programadas, lo que puede requerir que la planta no sea productiva y las paradas no programadas debido a circunstancias imprevistas. El valor de la pérdida depende de la ubicación de la planta.

7. RESULTADOS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO

En la Tabla 18 se muestra un resumen de los resultados para el primer año. El performance ratio se calcula utilizando la radiación frontal, lo cual puede resultar en un PR mayor que el 100% para simulaciones bifaciales con una radiación en la cara trasera muy elevada.

Tabla 18. Resumen de los resultados para el primer año

Descripción	Valor	Unidad
Producción en el primer año	88.39	GWh
Performance ratio	85.74 %	-
Producción específica	2294.0	kWh/kWp
Ganancia bifacial	3.58 %	-

7.1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)

Los resultados de irradiación en la cara frontal se muestran en la Tabla 19, y los resultados de la cara trasera en la Tabla 20. Las pérdidas incurridas después de la conversión fotovoltaica se muestran en la Tabla 21 para el primer año de producción.

Tabla 19. Resultados de irradiación para la cara frontal

Descripción	Valor	Unidad	Pérdida
Recurso solar			
Irradiación global horizontal	1934.1	kWh/m2	
Global incidente plano receptor	2675.5	kWh/m2	+38.34 %
Sombras Lejanas/Perfil de obstáculos	2668.6	kWh/m2	-0.26 %
Sombras cercanas: pérdida de irradiancia	2628.0	kWh/m2	-1.52 %
Pérdidas por polvo y suciedad del generador	2575.5	kWh/m2	-2.00 %
Factor IAM en global	2564.1	kWh/m2	-0.44 %
Irradiación efectiva en la cara frontal	2564.1	kWh/m2	

Tabla 20. Resultados de irradiación para la cara trasera

Descripción	Valor	Unidad	Pérdida
Recurso solar			
Irradiación global horizontal	1934.1	kWh/m2	
Irradiación reflejada por el suelo	347.0	kWh/m2	-82.06 %
Transposición al plano receptor	391.4	kWh/m2	+12.80 %
Efecto de las sombras en el suelo	176.5	kWh/m2	-54.91 %
Sombras lejanas (perfil del horizonte)	176.5	kWh/m2	0.00 %

Sombras cercanas (estructuras y viga de torsión)	157.1	kWh/m2	-10.99 %
Pérdidas por polvo y suciedad del generador	157.1	kWh/m2	0.00 %
Factor IAM en global	145.3	kWh/m2	-7.48 %
Irradiación efectiva en la cara trasera	145.3	kWh/m2	

Tabla 21. Rendimiento y pérdidas del primer año.

Descripción	Valor	Unidad	Pérdida
Recurso solar			
Irradiación efectiva en la cara frontal	2564.1	kWh/m2	
Irradiación efectiva en la cara trasera	145.3	kWh/m2	
Irradiación efectiva en receptores	2709.4	kWh/m2	
Conversión fotovoltaica (eficiencia nominal)			
Área total de módulos	181349	m2	
Energía recibida por los módulos	491.4	GWh	
Energía efectiva tras aplicar el factor de bifacialidad	483.5	GWh	-1.60 %
Eficiencia STC	21.34	%	
Energía nominal	103.16	GWh	
Pérdidas del módulo			
Degradación del módulo	102.85	GWh	-0.30 %
Pérdida FV debido a nivel de irradiancia	103.06	GWh	+0.20 %
Pérdida FV debido a temperatura	97.76	GWh	-5.14 %
Corrección espectral	97.76	GWh	0.00 %
Pérdida calidad de módulo	98.44	GWh	+0.70 %
LID (Light Induced Degradation)	96.47	GWh	-2.00 %
Mismatch bifacial	95.96	GWh	-0.53 %
Pérdida de mismatch entre módulos	95.0	GWh	-1.00 %
Perdidas de mismatch por sombras	95.0	GWh	0.00 %
Pérdida óhmica del cableado	93.87	GWh	-1.19 %
Energía disponible a la entrada del inversor	93.87	GWh	
Conversión DC a AC en el inversor			
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	93.87	GWh	0.00 %
Pérdida del inversor debido a tensión máxima	93.87	GWh	0.00 %
Pérdida por umbral de potencia mínima	93.87	GWh	0.00 %
Pérdida por límite de potencia máxima	92.63	GWh	-1.33 %
Consumo auxiliar	92.63	GWh	0.00 %
Pérdida de conversión (eficiencia)	90.92	GVAh	-1.85 %
Energía disponible en la salida del inversor	90.92	GWh	

Pérdidas en el sistema de media tensión			
Pérdidas óhmicas AC del inversor al transformador	90.92	GWh	0.00 %
Pérdida del hierro del transformador	90.78	GWh	-0.15 %
Pérdida del cobre del transformador	90.03	GWh	-0.82 %
Pérdidas óhmicas cableado MT	89.72	GWh	-0.34 %
Energía disponible a la salida del sistema de media	89.72	GWh	
<i>Energía reactiva disponible a la salida sistema de media</i>	12.26	GVarh	
<i>Factor de potencia a la salida del sistema de media</i>	0.991		
Pérdidas en la subestación			
Pérdidas por consumo auxiliar de planta	89.72	GWh	0.00 %
Pérdidas del hierro en transformador de subestación	89.58	GWh	-0.16 %
Pérdidas del cobre en transformador de subestación	88.88	GWh	-0.78 %
Pérdida debido a la limitación en el punto de entrega	88.88	GWh	0.00 %
Energía disponible a la salida de la subestación	88.88	GWh	
Línea de alta tensión y disponibilidad			
Pérdidas desde subestación a red (línea AT)	88.39	GWh	-0.55 %
Pérdidas de disponibilidad de planta	88.39	GWh	0.00 %
Pérdidas de disponibilidad de red	88.39	GWh	0.00 %
ENERGÍA TOTAL INYECTADA	88.39	GWh	

Debido a la inclusión de compensación mediante bancos de condensadores en los embarrados de media tensión de los transformadores de potencia, la información sobre la energía reactiva en la salida de la subestación y en el punto de red ha sido omitida. Los bancos de condensadores serán operados con el fin de alcanzar el factor de potencia deseado de 0.99 en la salida de la subestación. La operación horaria del banco de condensadores no ha sido estudiada en este documento.

7.2. Consumo nocturno del primer año

En la Tabla 22 se muestran los consumos nocturnos de la planta fotovoltaica en el primer año. Los consumos nocturnos provienen de la pérdida nocturna del inversor, las pérdidas del hierro en los transformadores, y el consumo auxiliar de la planta.

El consumo de energía tuvo un valor total de -299.78 MWh, lo cual supone un 0.00 % del total de energía producida de 88.39 GWh.

Tabla 22. Consumos nocturnos para el primer año.

Descripción	Valor	Unidad	Porcentaje del total
Inversor			
Consumo nocturno del inversor	0.0	MWh	0.00 %

Centro de transformación			
Pérdida del hierro del transformador	-149.85	MWh	49.99 %
Subestación			
Consumo auxiliar de la planta	0.05	MWh	-0.02 %
Pérdida del hierro del transformador de la subestación	-149.85	MWh	49.99 %
CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA	-299.78	MWh	99.96 %

7.3. Producción a 25 años (P50)

La producción de la planta fotovoltaica se ha calculado para un período de 25 años. En la Tabla 23 la producción, la producción específica y el performance ratio se muestran para cada año.

Tabla 23. Resultados para el período de 25 años.

Año	Producción [GWh]	Producción específica [kWh/kWp]	Performance ratio [%]
1	88.1	2286.2	85.45
2	87.9	2280.7	85.25
3	87.7	2275.2	85.04
4	87.5	2269.6	84.83
5	87.2	2264.0	84.62
6	87.0	2258.3	84.41
7	86.8	2252.6	84.19
8	86.6	2246.8	83.98
9	86.3	2241.0	83.76
10	86.1	2235.2	83.54
11	85.9	2229.2	83.32
12	85.7	2223.2	83.09
13	85.4	2217.1	82.87
14	85.2	2211.0	82.64
15	85.0	2204.8	82.41
16	84.7	2198.7	82.18
17	84.5	2192.4	81.95
18	84.2	2186.2	81.71
19	84.0	2180.0	81.48
20	83.8	2173.7	81.24
21	83.5	2167.3	81.01
22	83.3	2161.0	80.77
23	83.0	2154.6	80.53

24	82.8	2148.2	80.29
25	82.5	2141.8	80.05
Total	2134.6	2216.0	82.8

7.4. Estimación de producción

Usando un análisis estadístico es posible estimar la variabilidad de la producción a lo largo de los años. El análisis permite estudiar el efecto de las distintas incertidumbres que pueden afectar a la producción. Estas incertidumbres se cuantifican utilizando la desviación estándar (valor sigma). El valor de la desviación estándar puede utilizarse para incluir el efecto de incertidumbre en los datos meteorológicos, rendimiento de los equipos, o degradación a largo plazo.

El análisis consiste en asumir que la producción de la planta durante la vida de esta va a ajustarse a una distribución normal. La media de la normal va a ser la producción de la planta en el primer año (88.39 GWh).

La desviación estándar de la distribución normal fue especificada por el usuario, y tomó un valor de 3.00 %.

Los resultados se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24. Estimación de producción

Probabilidad	Producción [GWh]
P50	88.4
P75	86.6
P90	85.0
P95	84.0
P99	82.2

7.5. Battery Energy Storage System

Aparte de la planta FV, se ha definido un sistema de baterías dentro del área verde en la Figura 1. Este sistema de baterías incluye un conjunto de 248 contenedores de baterías y 124 centros de transformación con una potencia nominal total de 272.8 MW y una energía instalada de 496.0 MWh, resultando en una capacidad de almacenamiento de 1.8 horas de descarga.

La pérdida por límite de potencia máxima del inversor se podría utilizar para cargar un sistema de baterías con acople en alterna, aunque se producirían pérdidas adicionales en la transmisión de potencia eléctrica. La pérdida debido al límite de potencia máxima del inversor fue de 1245.4 MWh.

La pérdida debida a la limitación en el punto de entrega podría utilizarse para cargar un sistema de baterías con acople en alterna. Esta pérdida fue de 0.0 Wh.