



PROYECTO BÁSICO Y EJECUCIÓN DE OBRAS DE REHABILITACIÓN PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL IES MARIANO JOSÉ DE LARRA, MADRID

AM-12: INSTALACIONES ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICA

Abril 2025



ÍNDICE

1.	MEMORIA FOTOVOLTAICA.....	1
1.1.	Normativa de aplicación	1
1.2.	Objeto	1
1.3.	Descripción de la instalación.....	2
1.3.1.	Ámbito de la aplicación	2
1.3.2.	Configuración eléctrica de la instalación	2
1.3.3.	Descripción de los equipos	2
1.4.	Anexos	6
1.4.1.	Anexo I: Estudio fotovoltaico	6
1.4.2.	Anexo II: Pérdidas por sombreado, orientación e inclinación.....	8
1.4.3.	Anexo III: Cálculo electrotécnico	11
1.4.4.	Anexo IV: Justificación de capacidad portante de la estructura existente por la sobrecarga de la instalación fotovoltaica.....	14
1.4.5.	Anexo V: Estructuras soporte para paneles fotovoltaicos	17
1.4.6.	Anexo VI: cálculo del cuadro secundario de fotovoltaica	19
1.4.7.	Fichas técnicas	22

1. MEMORIA FOTOVOLTAICA

1.1. Normativa de aplicación

En la redacción del presente proyecto, se han tenido en cuenta las siguientes Normas y Reglamentos:

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, pro el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 436/2004 de 12/03/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE: 27/03/2004)
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto-Ley 15/2018 de 05/10/18, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 842/2002 de 02/08/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Normas particulares de la Empresa Suministradora.
- Reglamentos de aplicación.
- Normas UNE de aplicación.
- Ordenanzas municipales.

1.2. Objeto

El objetivo de la nueva instalación fotovoltaica será proveer al edificio existente de un sistema de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables para uso propio o suministro a red.

Con la presente instalación se conseguirá un beneficio económico contribuyendo a una disminución de emisiones contaminantes al medioambiente. Ya que, toda aquella energía que haya sido producida en dicha la instalación pasará a poder considerarse procedente de fuentes de energías limpias.

1.3. Descripción de la instalación

1.3.1. Ámbito de la aplicación

Dado que se trata de un edificio existente sometido a una reforma, la instalación fotovoltaica se diseña en cumplimiento del DB-HE 5 del CTE, considerando la viabilidad técnica y las condiciones del edificio.

En este proyecto, se incorpora una instalación fotovoltaica de autoconsumo con vertido a red de excedente, optimizando el aprovechamiento de la energía generada para reducir el consumo de la red eléctrica del centro educativo.

1.3.2. Configuración eléctrica de la instalación

En este caso, se dispondrá de esta instalación fotovoltaica para el edificio objeto del proyecto, de autoconsumo con vertido a red de excedente.

La nueva instalación será conectada al cuadro secundario proyectado para dicha instalación y este a su vez será conectado al CGBT. Cabe destacar que se realiza un sistema de producción dividido en dos partes, uno en la cubierta del edificio que alberga el gimnasio del centro y otro en la cubierta del edificio central. La disposición de los paneles quedará recogida en los planos adjuntos a este proyecto.

Los sistemas de conexión a la red eléctrica podemos decir que constituyen una de las aplicaciones que actualmente han experimentado una mayor expansión en el campo de las actividades fotovoltaica durante los últimos años. De hecho, el aumento y la extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permita, optimizar el diseño y funcionamiento tanto de productos como de instalaciones completas, lo que incluye el desarrollo de nuevos productos con los conocimientos adquiridos y, el poder evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

Esta configuración eléctrica se basa en una agrupación de paneles fotovoltaicos encargados de producir una energía que, tras ser procesada, será consumida por el propio edificio o vertida a la red.

1.3.3. Descripción de los equipos

1.3.3.1. Módulos fotovoltaicos

Estos elementos son los encargados de obtener la energía solar a través de la radiación. Estos paneles proporcionarán una potencia en corriente continua proporcional a la radiación que le incida sobre las células fotovoltaicas.

Los módulos fotovoltaicos que se pretenden instalar en presente proyecto deberán de cumplir los siguientes requisitos básicos:

- Han de estar diseñados y contruidos de forma que cumplan toda la normativa vigente de homologación.

- Se procurará que la relación Precio/Wp sea lo más baja posible.
- Características eléctricas adecuadas: la tensión de máxima potencia, de circuito abierto, corriente de cortocircuito, máxima potencia y pico sean lo más similar posible, procurando que se cumpla una tolerancia de estos parámetros de unos $\pm 3\%$ para grandes instalaciones y un $\pm 5\%$ para pequeñas.
- TONC lo más bajo posible.
- Facilidad de interconexión de módulos.
- Facilidad de fijación del módulo a estructura soporte.

Las características se encuentran detalladas en el anexo VI: "**Fichas técnicas**", así como su comportamiento en los diferentes meses del año en el anexo I: "**Estudio fotovoltaico**".

1.3.3.2. Inversores

Los inversores propuestos trabajan conectando por la entrada cadenas de módulos fotovoltaicos (corriente continua o DC), y por la salida una conexión a la red a través de un transformador (ya trabajando en corriente alterna o AC). El transformador sirve para adaptar la tensión de salida del inversor a la red, permitiendo, además, el aislamiento galvánico entre la parte DC y la AC. En el caso de que el inversor configure la onda de salida con las cualidades necesarias para verter a la red, el transformador podrá ser sustituido por protecciones galvánicas entre la instalación y la Red Pública.

Los inversores que se pretenden instalar en el presente proyecto deberán de cumplir los siguientes requisitos básicos:

- Han de estar diseñados y contruidos de forma que cumplan toda la normativa vigente de homologación.
- Abarcar el rango de trabajo de la instalación a abastecer tanto en tensión como en potencia máxima deseada.
- Permitir la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, con lo cual se garantiza la seguridad de los operarios de la compañía distribuidora.
- Deberá actuar como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento.

En una instalación en la que existen partes del generador fotovoltaico con diferentes orientaciones y/o inclinaciones, o en el caso de sombras inevitables, se pueden disminuir considerablemente las pérdidas en la instalación fotovoltaica por estos efectos si cada una de estas partes del generador fotovoltaico, con una misma orientación e inclinación, está conectada directamente a un inversor específico. De esta forma se consigue que todos los módulos que van conectados a un inversor reciban en cada momento el mismo nivel de irradiación.

Mediante el uso de inversores por ramal la instalación fotovoltaica se simplifica y por ello los costes de montaje disminuyen considerablemente. Los inversores se colocan normalmente inmediatamente después del generador fotovoltaico todos ellos conectados en paralelo.

Presentan las siguientes ventajas:

- Supresión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico.
- Reducción del cableado de los módulos y supresión de la conducción principal de corriente continua.
- Reducción de costes asociada a los dos aspectos anteriores.

Teniendo en cuenta los requerimientos anteriores, se ha decidido emplear 2 inversor/es con las características detalladas en el anexo VI "**Fichas técnicas**".

1.3.3.3. Monitorización

El sistema de monitorización implementado en el sistema solar fotovoltaico vendrá equipado para la comunicación con una centralita que gestionará la instalación y la mostrará al usuario. Esta comunicación la realizará a través de un puerto de comunicación estándar (RS-485, RS-232, USB o similar) o bien mediante otro propietario que se encuentre correctamente normalizado y cumpla con las especificaciones básica de un puerto de comunicación homologado.

La información que este sistema debería de mostrar al usuario será al menos:

- Tensión y corriente de entrada.
- Radiación y temperatura en el campo fotovoltaico (en el caso que contemos con medidores).
- Energía total inyectada en la red.
- Estado del sistema.
- Compatible con Plataforma de Monitorización de fotovoltaica municipal.

La compatibilidad de los equipos de monitorización con la plataforma municipal viene definida por el cumplimiento de las características técnicas que se indican a continuación.

- Concentrador de datos o datalogger con RF integrada de 10 mW o superior incluido almacenamiento mínimo de 2 Gb, fuente de alimentación, antena GPRS y antena RF.
 - Características técnicas mínimas:
 - Debe contar con la absoluta compatibilidad con sistemas de adquisición de datos de consumo de otros fabricantes, permitir la fácil integración en sistemas de información municipal, y tener capacidad de envío de datos en ficheros CSV al menos a dos servidores simultáneos vía ftp.
 - Debe tener capacidad de integrar los protocolos específicos de las plataformas convencionales y poder integrar los protocolos de otras plataformas que se puedan requerir.

- Debe permitir la posibilidad de programar la frecuencia de envío de la información ya sea inmediata, 15 minutos, 30 minutos, 1 hora, entre otras.
- Debe ser interoperable y compatible con los medidores tales como analizadores de redes y medidores de energía existentes en el mercado para poder aprovechar asimismo los ya existentes en las instalaciones.
- Debe tener capacidad de integrar nuevos medidores.
- Capacidad de envío a través del router de la instalación o por tarjetas de comunicaciones tipo M2M/3G/GPRS, para poder adaptarse a las necesidades específicas de cada edificio.
- Deberá integrar funciones de gestión: Servidor web integrado para diagnóstico y configuración remota, y actualización remota de firmware, entre otros.
- Deberá funcionar a través de un sistema operativo estándar, tipo Linux o similar con objeto de evitar dependencia del proveedor debido a soluciones propietarias y por razones de estabilidad.
- Debe disponer de entradas y salidas digitales, con opción de expansión y permitir definir reglas de actuación en las salidas.
- La información recabada por los equipos de medida debe ser accesible y almacenada. Deberá permitir un almacenamiento local de datos de al menos 2GB, siendo valorable la capacidad de expansión del almacenamiento.
- Fijación en carril DIN y conexiones mediante bornas, a ser posible extraíbles.
- Interfaces de comunicaciones RS232, RS485 y Ethernet.
- Los protocolos mínimos que debe implementar serán estándar tipo Modbus RTU, Modbus TCP y MBUS.
- Debe ser capaz de leer las marcas de inversores más utilizadas del mercado.
- Características técnicas opcionales:
 - Debe contar con protocolo de comunicación MQTT.
 - Debe contar con un protocolo específico de contadores en España IEC-870-5-102.
 - Capacidad de gestión mínima de 20 dispositivos por datalogger, puede variar en función de los dispositivos a medir.

1.3.3.4. Protecciones

La instalación ha de contar con los requerimientos que se exigen y están expuestos en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica al igual que el vigente Reglamento electrotécnico de baja tensión. Por ello, deberá de contar con los siguientes elementos de protección:

- Un **elemento de corte general** que proporcione un aislamiento para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- **Interruptor automático diferencial**, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- **Interruptor automático de la conexión**, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- **Protecciones** de la conexión máxima y mínima **frecuencia** (51 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 s y de mínima 3 s respectivamente) y máxima y mínima **tensión** (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la siguiente tabla que coincide con la Tabla 1 del RD 1699/2011.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo de actuación
Sobretensión-fase 1	$U_n + 10\%$	Máximo 1,5s
Sobretensión-fase 2	$U_n + 15\%$	Máximo 0,2s
Tensión mínima	$U_n - 15\%$	Máximo 1,5s
Frecuencia máxima	51 Hz	Máximo 0,5s
Frecuencia mínima	48 Hz	Mínimo 3s

- Desconector por tensión máxima homopolar siempre que $1\text{kV} < \text{tensión} < 36\text{kV}$

Estas protecciones irán sobre el interruptor general o sobre el interruptor del inversor.

Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

1.4. Anexos

1.4.1. Anexo I: Estudio fotovoltaico

1.4.1.1. Producción energética esperada

Una vez especificado el tipo de instalación fotovoltaica elegida, se procede a un estudio del emplazamiento. Este análisis tiene en cuenta los valores de radiación solar dependientes de:

- La **situación**: España - Comunidad de Madrid – Madrid.
- La **irradiación diaria dependiente de la fecha y la hora**. Como método de estudio se han utilizado para obtener los datos climáticos y su curva correspondiente, el libro “Radiación Solar sobre Superficies Inclinadas” del Centro de Estudios de la Energía (Ministerio de Industria y Energía), el cual no deja de ser una estimación del comportamiento al que más probablemente se enfrentase una instalación fotovoltaica en dicha ubicación.
- Estudio de sombras, inclinación y orientación de los paneles (Ver "**Anexo II: Pérdidas por sombreado, orientación e inclinación**").

Ya llegados a la configuración final de la instalación, se procede a hacer una previsión de producción fotovoltaica ya teniendo en cuenta todos los parámetros descritos.

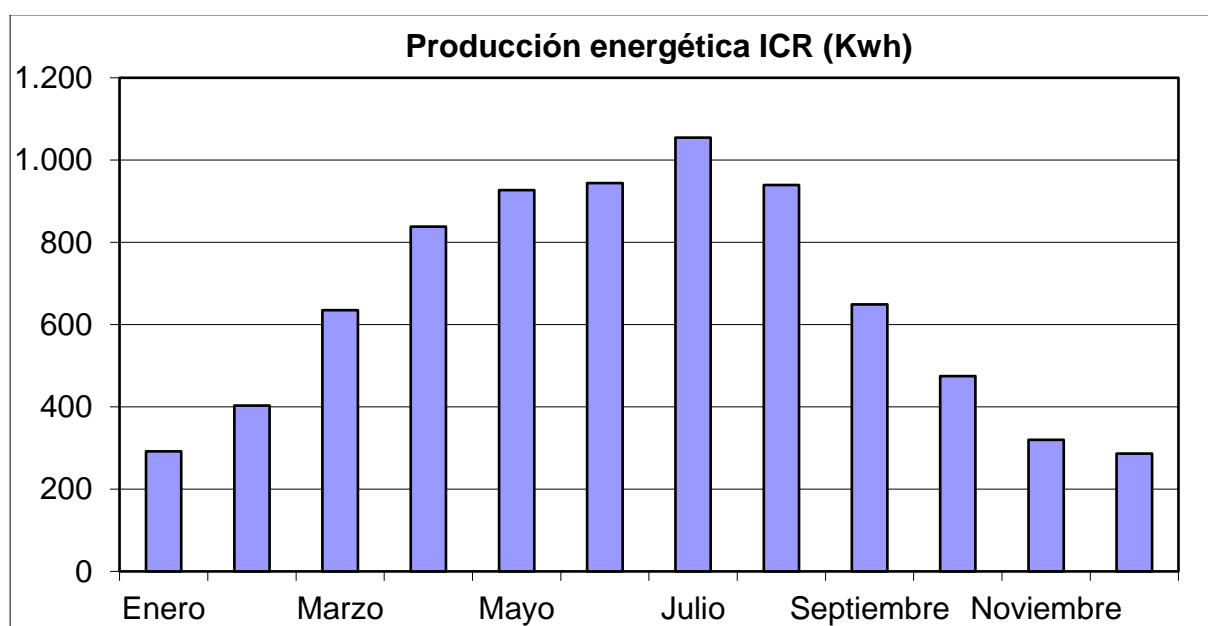
A continuación, se muestra una tabla con comparativas de producción mensuales. Se puede destacar que el mes de mayor producción será julio con 6.327,18 kWh. Sin embargo, el valor disminuye un 82,44 % en diciembre, siendo éste el mes más desfavorable en producción energética con 1.718,36 kWh.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1.750,70	2.418,82	3.809,83	5.028,42	5.563,18	5.663,77	6.327,18	5.637,00	3.894,19	2.847,53	1.917,94	1.718,36

Además, cabe destacar que la producción energética estimada tiene una media diaria de 127,38 kWh siendo la producción variable a lo largo del año, dependiendo de la trayectoria solar, sombras, etc.

La siguiente tabla resumen, muestra la producción neta del sistema:

Mes	G _{dm} (0)	PR	Ep 1 kWp	Ep' 1 kWp	Ep ICR	Ep' ICR
Uds	kWh/m2/día	%	kWh/día	kWh/mes	kWh/día	kWh/mes
Enero	1,77	70,66	1,43	44,38897736	56,47	1.750,70
Febrero	2,72	70,18	2,19	61,32910779	86,39	2.418,82
Marzo	3,93	69,13	3,12	96,59810237	122,90	3.809,83
Abril	5,43	68,24	4,25	127,4954593	167,61	5.028,42
Mayo	5,88	67,43	4,55	141,0543669	179,46	5.563,18
Junio	6,54	63,87	4,79	143,6047008	188,79	5.663,77
Julio	7,19	62,79	5,18	160,4254812	204,10	6.327,18
Agosto	6,39	62,97	4,61	142,9260792	181,84	5.637,00
Septiembre	4,48	64,11	3,29	98,73711205	129,81	3.894,19
Octubre	2,99	67,94	2,33	72,19896984	91,86	2.847,53
Noviembre	2,04	69,46	1,62	48,62936163	63,93	1.917,94
Diciembre	1,74	70,45	1,41	43,56887403	55,43	1.718,36
Total anual					46.576,93	



1.4.2. Anexo II: Pérdidas por sombreado, orientación e inclinación

El presente apartado tiene la función de la comprobación del cumplimiento o no del apartado del IDAE referente a los límites de pérdida a consecuencia de la sombra producida sobre los módulos fotovoltaicos por objetos, edificios, o entre ellos, así como las pérdidas a consecuencia de la orientación e inclinación de los paneles de acuerdo con los valores máximos establecidos en el CTE.

Además de dicha comprobación, nos servirá para un estudio y optimización de la colocación de los paneles fotovoltaicos al tener en cuenta:

- Ubicación del edificio.
- Orientación e inclinación de los paneles.
- Instalación respecto de los elementos arquitectónicos: General.

1.4.2.1. Estudio de sombras

Para obtener el valor de las pérdidas por sombras se utiliza un método analítico más exacto que el método gráfico descrito en el apartado 3.4 del HE5.

La superficie de cada captador solar se divide en N elementos rectangulares (dependiendo del tamaño de panel fotovoltaico) y se comprueba geométricamente si el rayo trazado desde el centro de cada rectángulo hasta la posición solar, intersecta con los obstáculos o con alguno de los restantes captadores solares.

En caso de que un obstáculo se interponga en el camino del rayo, se considera que todo el rectángulo está en sombra, y se contabilizan las pérdidas correspondientes a la energía que no se recibe, teniendo en cuenta que esta energía es diferente dependiendo de la hora solar.

Por tanto, la sombra producida al medio día provoca más pérdidas que la misma cantidad de sombra producida a primera o última hora del día.

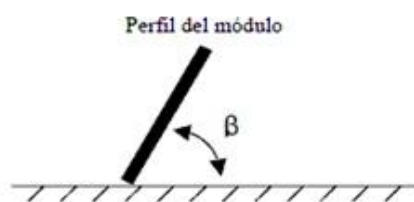
El estudio de **la trayectoria solar** permite ver en un único gráfico la trayectoria del Sol dependiendo de la latitud y longitud en la que nos encontremos, del acimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y de la elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). De esta forma, se puede representar los momentos concretos anuales en los que la superficie receptora del panel no le incidiese la luz solar directa debido la interposición de algún obstáculo arquitectónico o inclusive otros paneles.

Siguiendo este criterio se obtienen unas pérdidas de radiación solar por sombreado medio del sistema con un máximo de 1,99%

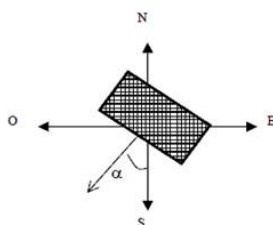
1.4.2.2. Pérdidas por Orientación e inclinación

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de los dos parámetros siguientes:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.



- Ángulo de Acimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. (0° para módulos orientados al sur y -90 para orientados al este y $+90$ al oeste).



Mediante las expresiones siguientes, podemos obtener el valor de la pérdida:

$$\text{Pérdida}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdida}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2] \text{ para } 15^\circ > \beta$$

Considerando la ubicación del proyecto, se ha llegado a la conclusión que el ángulo de inclinación medio a considerar es de $15,00^\circ$, obteniéndose, por tanto, unas pérdidas de orientación e inclinación media de $0,29\%$. Además, cabe destacar que este valor será constante para todos los paneles que presenten las mismas condiciones de ubicación, orientación e inclinación.

1.4.2.3. Resultados obtenidos

A continuación se expondrán los resultados obtenido en relación con la instalación proyectada. Para ello primero se indicarán los datos tenidos en cuenta para la realización de los cálculos:

Datos generales:

Provincia:	Madrid	
Latitud de cálculo (Φ):	40,42	
Latitud [°/min.]:	40,25	
Altitud [m]:	667,00	
Humedad relativa media [%]:	42,00	
Velocidad media del viento [km/h]:	10,00	
Temperatura máxima en verano [°C]:	34,00	
Temperatura mínima en invierno [°C]:	-3,00	
Variación diurna:	15,00	
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24046):	1260	(Periodo Noviembre/Marzo)
Grados-día. Temperatura base 15/15 (UNE 24046):	1405	(Todo el año)

Pérdidas

PROYECTO BÁSICO Y EJECUCIÓN DE OBRAS DE REHABILITACIÓN PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL IES MARIANO JOSÉ DE LARRA, MADRID

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Dispersión en módulos	A1	%	5
Polvo e incidencia no perpendicular	A2	%	2
Sombreado	A3	%	0,00
Orientación e inclinación	A4	%	7,16
Total pérdidas en el generador	A	%	14
Pérdidas en el cableado DC	B	1,5	0,985
Pérdidas en el cableado AC	C	2	0,980
Pérdidas por disponibilidad	D	5	0,950
Pérdidas por rendimiento del inversor	E	-	0,980
Pérdidas en seguimiento del PMP	F	5	0,950



Datos relativos al sistema:

Datos del módulo solar			
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Marca y modelo	A 580M GS ATERSA		
Potencia nominal	P _{MAX}	W _p	580
Tolerancia	Tol	%	5
Voltaje nominal en el punto máxima potencia	V _{MPP}	V	42,52
Voltaje máximo en circuito abierto	V _{OC}	V	50,90
Corriente nominal en el punto de máxima potencia	I _{MPP}	A	13,64
Corriente de cortocircuito	I _{SC}	A	14,25
T _{onc}	T _{ONC}	°C	45

Datos del inversor			
Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Marca y modelo	SOLAR EDGE SE33.3K		
Potencia nominal	P _{NOM}	W _p	33.300
Potencia máxima CC en campo solar	P _{CC MAX}	W _p	58.275
Potencia mínima CC en campo solar	P _{CC MIN}	W _p	
Tensión máxima CC en operación en el campo solar	U _{CC MAX}	V	750
Tensión mínima CC en operación en el campo solar	U _{CC MIN}	V	680
Tensión de conexión CC en el campo solar	U _{CON CC}	V	
Tensión de desconexión CC en el campo solar	U _{DESCON CC}	V	
Tensión máxima en circuito abierto CC en el campo solar	U _{OC MAX}	V	1.000
Intensidad máxima CC en operación en el campo solar	I _{CC MAX}	A	48
Rendimiento máximo	η _{MAX}	%	98

Cálculo de radiación para el lugar seleccionado

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Variable de diseño en función del periodo de diseño	k	-	1,15
Inclinación óptima en función del periodo de diseño	b _{opt}	Grados	30,42
Angulo de desvío del módulo solar respecto al sur (Azimut)	a _r	Grados	0
Angulo de inclinación respecto a la horizontal del módulo solar (0 a 90°)	b _r	Grados	15
Factor de Irradiación	FI	-	0,997
Porcentaje de radiación incidente en el plano, ya orientado e inclinado	-	%	99,71
Porcentaje de pérdidas de radiación por orientación e inclinación	-	%	0,29
Porcentaje de sombras según metodología de cálculo	-	%	0,00
Factor de sombras	FS	-	1,000
Distancia mínima entre filas en instalación fija	d _{min}	m	0,316

Configuración de la instalación

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Número de módulos en serie	Nps	Uds	17
Voltaje por rama en punto de máxima potencia	VMPP MAX R	V	722,60
Voltaje en circuito abierto de la rama	VOC MAX R	V	865,57
Corriente por rama en el punto de máxima potencia	IMPP MAX R	A	27,28
Corriente de cortocircuito por rama	ICC MAX	A	0,00
Potencia por rama	Psolar rama	Wp	9.860
Número de ramas en paralelo	Npp	Uds	2
Número de módulos del conjunto	-	Uds	34
Potencia del campo solar para cada inversor	PSOLAR /INV	Wp	39.440
Corriente máxima de entrada al inversor	I MAX INV	A	22,86
Número de grupos. (Conjunto inversor y ramas como los proyectados)	-	Uds	1
Número total de ramas en paralelo	-	Uds	2
Número total de módulos	-	Uds	34
Potencia total instalada en campo solar (Suma de la instalada por grupo)	PSOLAR ICR	kWp	39,44
Potencia nominal de instalación (Suma de potencia nominal inversores)	PNOM ICR	kW	33

Como resumen de los resultados obtenidos, se muestra la siguiente tabla:

Mes	G _{dm} (0)	G _{dm} (a _r , b _r)	PR	Ep 1 kWp	Ep' 1 kWp	Ep ICR	Ep' ICR	Prima 1ºPeriodo	Prima Resto
Uds	kWh/m2/día	kWh/m2/día	%	kWh/día	kWh/mes	kWh/día	kWh/mes	Euros/mes	Euros/mes
Enero	1,77	2,03	70,66	1,43	44,38897736	56,47	1.750,70	770,98 €	616,78 €
Febrero	2,72	3,12	70,18	2,19	61,32910779	86,39	2.418,82	1.065,20 €	852,16 €
Marzo	3,93	4,51	69,13	3,12	96,59810237	122,90	3.809,83	1.677,78 €	1.342,22 €
Abril	5,43	6,23	68,24	4,25	127,4954593	167,61	5.028,42	2.214,42 €	1.771,54 €
Mayo	5,88	6,75	67,43	4,55	141,0543669	179,46	5.563,18	2.449,92 €	1.959,94 €
Junio	6,54	7,50	63,87	4,79	143,6047008	188,79	5.663,77	2.494,22 €	1.995,37 €
Julio	7,19	8,24	62,79	5,18	160,4254812	204,10	6.327,18	2.786,37 €	2.229,10 €
Agosto	6,39	7,32	62,97	4,61	142,9260792	181,84	5.637,00	2.482,43 €	1.985,94 €
Septiembre	4,48	5,13	64,11	3,29	98,73711205	129,81	3.894,19	1.714,93 €	1.371,94 €
Octubre	2,99	3,43	67,94	2,33	72,19896984	91,86	2.847,53	1.254,00 €	1.003,20 €
Noviembre	2,04	2,33	69,46	1,62	48,62936163	63,93	1.917,94	844,63 €	675,70 €
Diciembre	1,74	1,99	70,45	1,41	43,56887403	55,43	1.718,36	756,73 €	605,39 €
Total anual							46.576,93	20.511,59 €	16.409,28 €

1.4.3. Anexo III: Cálculo electrotécnico

1.4.3.1. Objeto

En el presente anexo, se detallarán los datos técnicos a nivel eléctrico para la realización de la instalación eléctrica existente, mediante una instalación de generación fotovoltaica. Los principales objetivos de este

anexo serán el cálculo justificativo eléctrico y su comprobación a nivel legislativo. A nivel genérico, el reglamento a cumplir será el REBT (Reglamento electrotécnico de baja tensión).

Se presentarán los cálculos correspondientes a la parte de generación en corriente continua dado que, la parte correspondiente a corriente alterna, se presenta en el anejo correspondiente a instalaciones eléctricas en baja tensión.

1.4.3.2. Cálculo de la configuración del sistema

A continuación, se realiza el dimensionado del generador fotovoltaico. Para ello, se empezará indicando la potencia pico de la instalación en cuestión, siendo ésta calculada de la siguiente forma:

$$P_{\text{pico total}} = N^{\circ}_{\text{paneles}} \cdot P_{\text{nom panel}} = 78,88 \text{ kW}$$

Además, ha de cumplir una serie de características dependientes de la distribución de paneles y características internas de cada uno de los dispositivos.

Para no desperdiciar potencia, el inversor deberá poder llegar a convertir dicha potencia pico en alterna.

$$N^{\circ}_{\text{paneles del inversor}} P_{\text{nom panel}} < P_{\text{CC máx inversor}}$$

Otra de las comprobaciones necesarias, es el acoplamiento en tensión correcto entre cada inversor y las cadenas de módulos fotovoltaicos que lo alimenten. Cada cadena está formada por un número concreto de paneles en serie. Por ello, habrá que comprobar que la tensión máxima a la que se someta el inversor no supere su tensión máxima de funcionamiento al igual que la tensión máxima de cada cadena no supere la tensión máxima soportada por los paneles fotovoltaicos. Análogamente, estos mismos cálculos servirán para el regulador de carga.

$$V_{\text{DC máx inversor}} > N^{\circ}_{\text{paneles/cadena}} \cdot V_{\text{OC panel}}$$

$$V_{\text{Smáx panel}} > N^{\circ}_{\text{paneles/cadena}} \cdot V_{\text{OC panel}}$$

La última de las condiciones necesarias a cumplir sería trabajar en niveles de corriente asumibles por el inversor. Para ello, se realiza el siguiente cálculo:

$$I_{\text{DC máx inversor}} > N^{\circ}_{\text{cadenas/inversor}} \cdot I_{\text{SC}}$$

Por consiguiente, se han llegado a los resultados agrupados en la siguiente tabla en la que se muestran las cuatro comprobaciones citadas:

Definición		Potencia (kW)		Tensión máxima en DC (V)			Corriente máxima en DC (A)	
Referencia	Modelo	Calculado	Inversor	Calculado	Inversor	Paneles	Calculado	Inversor
INV 01	SE33.3K	19.72	33.33	862,50	1.000,00	1.500,00	27,28	48,25

1.4.3.3. Criterios de cálculo

Conexiones entre	$\Delta V_{MÁX}$	Sección
Panel fotovoltaico e inversor	3,00 %	4,00 mm ²
Inversor y red eléctrica	3,00 %	4,00 mm ²

Margen de seguridad en el dimensionado de conductores y materiales

Este criterio se utilizará para un dimensionamiento en la sección de los conductores teniendo en cuenta un sobredimensionamiento establecido con el fin de tener un margen de seguridad.

Margen de seguridad en conductores	
Conductores del campo de paneles	25,00 %
Conductores del campo de acumuladores	25,00 %
Conductores del campo de receptores	25,00 %

1.4.3.4. Dimensionado y cálculo del cableado

Una vez establecidos los límites criterios en el apartado anterior "**Criterios de cálculo**", se dispone a hacer las comprobaciones pertinentes en tres situaciones diferentes. De éstas, se selecciona la sección de mayores dimensiones que se ha calculado. En otras palabras, se comprueba para cada tramo los tres cálculos siendo prioritario el resultado obtenido en la hipótesis más desfavorable para cada caso:

Por caídas de tensión máxima.

Se ha tenido en cuenta:

- Factores correctores en función de la temperatura. Teniendo en cuenta la ubicación de la instalación.
- Resistividad del conductor.
- Longitud de cada tramo a estudiar.
- Reactancia inductiva.

Según intensidades máximas para cada conductor según la Norma UNE-HD 60364-5-52: 2014.

En esta hipótesis, se trabaja con:

- Factores correctores en función de la temperatura. Teniendo en cuenta la ubicación de la instalación.
- Método de instalación.
- Número de conductores.
- Material del conductor y de su aislamiento.

Según secciones mínimas por tramos.

Se recurrirá a este caso si los otros dos métodos del cálculo de la sección den dimensiones menores a la sección mínima establecida.

1.4.4. Anexo IV: Justificación de capacidad portante de la estructura existente por la sobrecarga de la instalación fotovoltaica.

No se han podido realizar catas para obtener información de la estructura que conforma el edificio. Tras inspección visual de las visitas realizadas, se ha podido constatar que se trata de un forjado unidireccional de viguetas pretensadas y bovedillas cerámicas que descansa sobre perfilería metálica.

No hay; o no nos han podido facilitar; documentación técnica respecto de la estructura ejecutada, canto del forjado, clase resistente del hormigón empleado, tipo de acero, etc.

La impermeabilización actual de la cubierta se confía a una lámina bituminosa autoprotegida.

Se toma como hipótesis de partida para el estudio de los esfuerzos y solicitaciones consideradas, la normativa de obligado cumplimiento vigente en la época en la que se construyó la edificación que nos ocupa. La HA-61 (Esta sin carácter obligatorio) y la norma de acciones de la edificación: M.V: 101-1962. En esta normativa se considera como sobrecarga de uso 100 Kg/m² y de 0,80 Kg/m² para la nieve.

TABLA 3.1 SOBRECARGAS DE USO	
Uso del elemento	Sobrecarga kg/m ²
<i>A. Azoteas</i>	
Accesibles solo para conservación	100
Accesibles solo privadamente	150
Accesibles al público	Según su uso

Ilustración 1: Sobrecargas de uso M.V: 101-1962

PROYECTO BÁSICO Y EJECUCIÓN DE OBRAS DE REHABILITACIÓN PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL IES MARIANO JOSÉ DE LARRA, MADRID

TABLA 4.2 ALTITUD TOPOGRÁFICA DE LAS CAPITALES DE PROVINCIA

Capital	Altitud m
Asiun (El)	N
Albacete	690
Alicante	N
Almería	N
Avila	1.130
Badajoz	180
Barcelona	N
Bata	N
Bilbao	N
Burgos	880
Caceres	490
Cádiz	N
Castellón de la Plana	N
Ciudad Real	640
Córdoba	100
Coruña (La)	N
Cuenca	1.010
Gerona	70
Granada	690
Guadalajara	680
Huelva	N
Huesca	470
Jaén	570
León	820
Lerida	150
Lugo	380
Lugo	470
Madrid	660
Malaga	N
Murcia	40
Orense	120

Ilustración 2: Altitud considerada por provincia M.V. 101-1962

TABLA 4.1 SOBRECARGA DE NIEVE SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL

Altitud topográfica h m	Sobrecarga de nieve kg/m²
0 a 200	40
201 a 400	50
401 a 600	60
601 a 800	80
800 a 1.000	100
1.001 a 1.200	120
> 1.200	h:10

Ilustración 3: Sobrecarga de nieve M.V.101-1962

La solución adoptada viene condicionada, además de por la casi nula información de que se dispone (ya comentada en el apartado anterior) sobre el proceso de cálculo de la estructura y los materiales empleados para su construcción, por la escasez de datos respecto del proceso constructivo de la misma.

Se trata por tanto de diseñar una estructura que se pueda ejecutar sin intervenir sobre los elementos ya contruidos y que las acciones que transmita a la cubierta no sobrepasen las que presumiblemente se consideraron en su día para su cálculo.

En este sentido se ha optado por una estructura que funcione por gravedad, de tal forma que no sea necesario anclarla a la estructura existente, y no producir fisuras u otro tipo de patologías que pueden conllevar este proceso de fijación.

Por tal motivo, el diseño se ha elaborado con bloques de hormigón prefabricados y patentados por la empresa SOLARBLOC®.

La geometría de estos bloques se muestra en la ilustración siguiente de este documento. Cada panel se apoya sobre dos de estos bloques, que son los encargados de transmitir a la cubierta las acciones que actúan sobre ellos. Además, existe una alta posibilidad de que los anclajes de los paneles solo cuenten con los presumiblemente 5cm. de espesor de la capa de compresión para su fijación mecánica o química. Espesor claramente insuficiente para que funcionen de manera eficiente y sin que produzcan patologías (Fisuración, arranques, etc.) una vez entren en carga.



Se estudian a vuelco y deslizamiento, a tal fin, se añaden elementos como contrapesos o deflectores traseros. (Ver ilustración 5)

Las cargas consideradas sobre los paneles son:

- Acciones gravitatorias permanentes:
Peso propio de los paneles y bloques de hormigón aligerado.
- Acciones gravitatorias quasi-permanentes:
Nieve
- Acciones debidas al viento.

Estas son las acciones que actúan sobre los bloques de hormigón aligerado y que se tienen en cuenta para evitar el vuelco y el deslizamiento de estos.

Para el estudio de la cubierta se consideran las acciones gravitatorias ya descritas, que repartidas superficialmente sobre su área de actuación se concretan en 74 Kg/cm², prácticamente un 25% menos de los 100 Kg/cm² que la normativa MV-101-1962; vigente en la época en la que se construyó la edificación que nos ocupa; establecía como sobrecarga de uso. Sobrecarga que no se tiene en cuenta en la zona ocupada por los paneles solares.

Las acciones debidas al viento se han establecido según marca el anejo D del DB SE-AE del vigente Código Técnico de la Edificación (CTE) Los efectos de la presión y la succión; acciones desestabilizadoras; son los más críticos y se contrarrestan por las acciones estabilizadoras aportadas por la carga gravitatoria de los bloques de hormigón y contrapesos. La succión, que podría levantar los paneles, se palia por la colocación de los deflectores traseros.

Se desarrolla de forma más extensa esta justificación en el AM-02: ANEJO CÁLCULO DE ESTRUCTURAS.

1.4.5. Anexo V: Estructuras soporte para paneles fotovoltaicos

1.4.5.1. Conceptos generales

La estructura soporte, asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

$$P = F / S = 0,11 \cdot V^2$$

Dónde:

- F: Fuerza del viento en Kp
- V: Velocidad del viento en m/s
- S: Superficie receptora en m²
- P: Presión del viento en Kp/m²

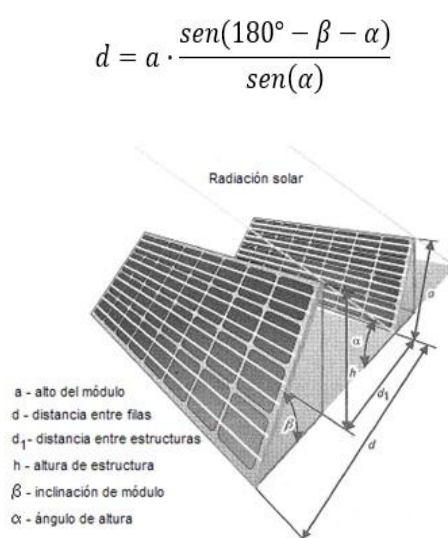
Respecto a la orientación que han de tener los paneles ha de ser hacia el sur (cuando nos encontremos en el hemisferio Norte) y hacia el norte (cuando nos encontremos en el hemisferio Sur), ya que es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el sol a lo largo del día. Solo en situaciones muy especiales, como la existencia de obstáculos que impida aprovechar la radiación directa

del sol, podremos desplazar la orientación hacia el poniente o el levante. Es importante reseñar que la ganancia no será muy elevada en lo que respecta a potencial eléctrico, ya que el amanecer y el atardecer son los periodos del día que menos intensidad solar tienen.

A menudo es necesario conjuntar los módulos en filas de paneles y por tanto es posible que las filas produzcan sombra entre estas en función de la posición del sol y la posición y su distancia. La posibilidad en verano es menor ya que el recorrido del sol es más elevado y por tanto la sombra es más pequeña.

1.4.4.2 Cálculo según el método general

La distancia mínima entre fila y fila depende del alto de los módulos así como de la inclinación de estos (según el ángulo β) y el ángulo de la altura solar (según el ángulo α) mínimo en el lugar de la instalación.



El resto de los valores característicos, los podremos obtener mediante las expresiones siguientes:

$$h = a \cdot \text{sen}(\alpha)$$

y

$$d_1 = d - a \cdot \cos(\alpha)$$

La distancia d_1 , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d_1 será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d_1 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})}$$

Donde la inversa de $\tan(61^\circ - \text{Latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

1.4.6. Anexo VI: cálculo del cuadro secundario de fotovoltaica

Se instalará un cuadro secundario para albergar la aparamenta relacionada con la instalación de fotovoltaica.

Dicho cuadro secundario se ubicará en la cubierta, junto a los inversores proyectados, bajo un techo o protección ante agentes climatológicos.

Cálculo de la Línea: CGBT - CS-FOTOVOLTAICA

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: E-Unip.o Mult.Bandeja Perfor
- Longitud: 60 m; $\cos \varphi_R$: 0.8; $\cos \varphi_S$: 0.8; $\cos \varphi_T$: 0.8; $X_u(m\Omega/m)$: 0.08;
- Coeficiente de simultaneidad: R = 1; S = 1; T = 1;
- Potencias: P(w): 66600 Q(var): 49949.99
- Intensidades fasores: IR = 96.13-72.1i; IS = -110.5-47.2i; IT = 14.37+119.3i; IN = 0
- Intensidades valor eficaz: IR = 120.16; IS = 120.16; IT = 120.16; IN = 0

Calentamiento:

Intensidad(A)_R: 120.16

Se eligen conductores Tetrapolares 4x35+TTx16mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE+Pol - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: RZ1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 144 A. según ITC-BT-19

Dimensiones bandeja: 75x60 mm. Sección útil: 2910 mm².

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 74.82; S = 74.82; T = 74.82; N = 40

e(parcial):

Simple: RN = 3.79 V, 1.64%; SN = 3.79 V, 1.64%; TN = 3.79 V, 1.64%;

Compuesta: RS = 6.56 V, 1.64%; ST = 6.56 V, 1.64%; TR = 6.56 V, 1.64%;

e(total):

Simple: **RN = 3.79 V, 1.64%**; SN = 3.79 V, 1.64%; TN = 3.79 V, 1.64%;

Compuesta: RS = 6.56 V, 1.64%; ST = 6.56 V, 1.64%; TR = 6.56 V, 1.64%;

Protección Termica en Principio de Línea

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 125 A.

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 125 A.

Protección diferencial en Principio de Línea

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase AC.

Cálculo de cuadro secundario: CS-FOTOVOLTAICA

- Potencia nominal: 66600 W

- Tensión de servicio: 400 V.

- Canalización: E-Unip.o Mult.Bandeja Perfor

- Longitud: 20 m; Cos φ : 0.8; $X_u(m\Omega/m)$: 0.08;

- Potencias: P(w): 66600 Q(var): 49949.99

- Intensidades fasores: IR = 96.13-72.1i; IS = -110.5-47.2i; IT = 14.37+119.3i; IN = 0

- Intensidades valor eficaz: IR = 120.16; IS = 120.16; IT = 120.16; IN = 0

Calentamiento:

Intensidad(A)_R: 120.16

Se eligen conductores Unipolares 4x35+TTx16mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE+Pol,RF - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida, resistente al fuego -. Desig. UNE: RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 144 A. según ITC-BT-19

Dimensiones bandeja: 75x60 mm. Sección útil: 2910 mm².

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 74.82; S = 74.82; T = 74.82; N = 40

e(parcial):

Simple: RN = 0.63 V, 0.27%; SN = 0.63 V, 0.27%; TN = 0.63 V, 0.27%;

Compuesta: RS = 1.09 V, 0.27%; ST = 1.09 V, 0.27%; TR = 1.09 V, 0.27%;

e(total):

Simple: **RN = 4.42 V, 1.91% ADMIS (6.5% MAX.);** SN = 4.42 V, 1.91%; TN = 4.42 V, 1.91%;

Compuesta: RS = 7.65 V, 1.91%; ST = 7.65 V, 1.91%; TR = 7.65 V, 1.91%;

Prot. Térmica:

I. Aut./Tet. In.: 125 A. Térmico reg. Int.Reg.: 125 A.

Protección diferencial:

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase AC.

Previsión de cargas

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm ²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)
Línea CGBT – CS-Fotov.	66600	40	4x35+TTx16Cu	120.16	144	1.09	1.09

Cortocircuito

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln
Línea CGBT – CS-Fotov.	40	4x35+TTx16Cu	12	15 10	7.612	2668.95	125;10 In 125;10 In

Subcuadro “CS-Fotov.”

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm ²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)
LÍNEA INVERSOR	66600	10	4x35+TTx16Cu	120.16	144	0.27	1.37

Cortocircuito:

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln
LÍNEA INVERSOR	10	4x35+TTx16Cu	7.612	10	6.749	2183.29	125;10 In

1.4.7. Fichas técnicas

1.4.7.1. Módulos fotovoltaicos



Alta **eficiencia** de **22.5%**



Excelente **rendimiento** con baja irradiancia



Alta **resistencia** PID



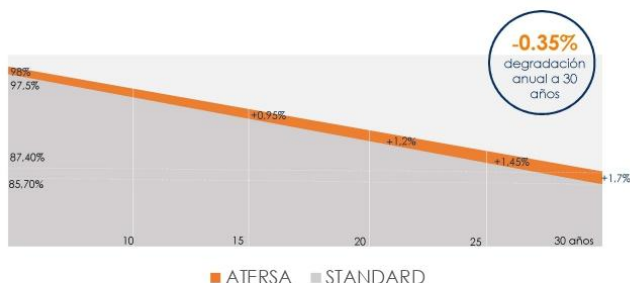
Doble control de **calidad**



Mayor **potencia** a 30 años



GARANTÍA LINEAL DE RENDIMIENTO



Garantía de producto
ATERSA-España



Garantía lineal de
rendimiento



IEC 61215
IEC 61730
IEC 61701



ER-0098/1995-01400



GA-20000294-01400



SST-0194/2007



HCO-20150011





Características eléctricas

	A-570M GS 144	A-575M GS 144	A-580M GS 144	A-585M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	570 Wp	575 Wp	580 Wp	585 Wp
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	42.22 V	42.37 V	42.52 V	42.70 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13.50 A	13.57 A	13.64 A	13.70 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	50.60 V	50.75 V	50.90 V	51.10 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	14.11 A	14.18 A	14.25 A	14.31 A
Eficiencia del Módulo (%)	22.1	22.3	22.5	22.7
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)	25			
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.500V			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m2, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±3% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%
Clasificación protección eléctrica: CLASS II
Clasificación seguridad al fuego: CLASS C

Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2279x1134x30 mm
Peso (± 0.5 kg)	26.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa (**)
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa (**)
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

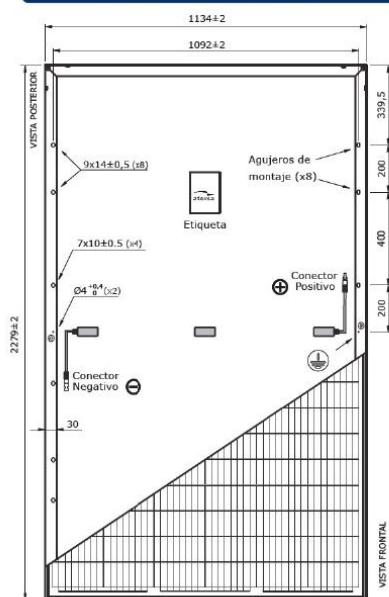
(**) Instalación en Tracker en taladros centrales (400mm) máx carga 1800 Pa (frontal y posterior).

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)*	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)**	144 células (6x24) / Mono N-Type 10BB (TOPCon) / 182x91 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1400 mm. / 4 mm² / JM / IP68

(*) Con capa anti-reflectante / Bajo contenido en hierro (Fe)
(**) Tecnología célula TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact)
Parte posterior panel: TPT (blanco)

Dimensiones mecánicas



B dibujo en esta escala

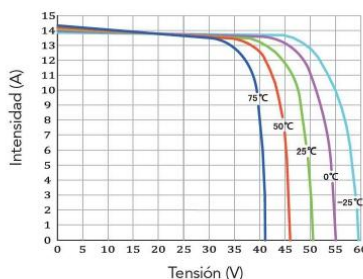
Características de temperatura

Coefficiente Temp. de Isc (TK Isc)	0.043 % / °C
Coefficiente Temp. de Voc (TK Voc)	-0.24 % / °C
Coefficiente Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.30 % / °C
Temperatura de funcionamiento	-40 a +85 °C

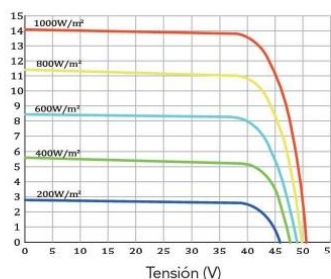
Embalaje

Módulos/palé	36 pz as
Palés/contenedor 40' HQ	20 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	720 pz as

I-V Temperatura



I-V Irradiación



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.



1.4.7.2. Inversores

Inversor trifásico con tecnología Synergy Para Europa

SE50K / SE66.6K / SE90K / SE100K / SE120K

12-20 AÑOS DE GARANTÍA



INVERSORES

Equipado con puesta en marcha previa para una rápida instalación del sistema

- Función de puesta en marcha previa para la validación de los componentes y el cableado del sistema durante el proceso de instalación de la planta y antes de la conexión a la red
- Fácil instalación entre dos personas con un diseño ligero y modular (cada inversor está formado por 2 o 3 unidades Synergy y un Synergy Manager).
- El funcionamiento independiente de cada unidad Synergy aumenta el tiempo de operación y facilita el mantenimiento.
- Los sensores de temperatura integrados detectan errores en la conexión del cableado, lo que garantiza una mayor protección y seguridad.
- Protección integrada contra fallos de arco y desconexión rápida opcional
- Mitigación de PID integrada para maximizar el rendimiento del sistema
- Dispositivos de protección contra sobretensiones monitorizados* y reemplazable en campo, para mejorar la resistencia a las sobretensiones causadas por tormentas o rayos: RS485 y en CC tipo 2 integrados, en CA tipo 2 opcional
- El interruptor de seguridad de CC integrado opcional elimina la necesidad de elementos de corte en carga externos de CC.
- Monitorización a nivel de módulo integrado con Ethernet y opcional por GSM para una visualización completa del sistema

*Aplicable solamente a descargadores (SPD) de CC y CA

solaredge.com

solaredge

/ Inversor trifásico con tecnología Synergy

Para Europa

SE50K / SE66.6K / SE90K / SE100K / SE120K

Aplicable a inversores con código de producto	SE50K ⁽¹⁾ Para red de 400 V				SE66.6K Para red de 400 V		SE90K Para red de 400 V		SE100K Para red de 400 V		SE120K Para red de 480 V		SExxK- xxx8Ixxxx	
	SE50K ⁽¹⁾ Para red de 400 V		SE66.6K Para red de 400 V		SE90K Para red de 400 V		SE100K Para red de 400 V		SE120K Para red de 480 V					
SALIDA														
Potencia activa nominal de salida en CA	50000 ⁽²⁾		66600		90000		100000		120000				W	
Potencia aparente máxima de salida en CA	50000 ⁽²⁾		66600		90000		100000		120000				VA	
Tensión de salida CA - Fase a fase/fase a neutro (nominal)	380 / 220 ; 400 / 230									480 / 277		VCA		
Rango de tensión de salida CA - Fase a neutro	304 - 437 / 176 - 253 ; 320 - 460 / 184 - 264.5									432 - 529 / 249 - 305		Vca		
Frecuencia CA	50/60 ± 5%													Hz
Corriente de salida máxima continua (por fase)	72.5		96.5		130.5		145						A CA	
Conexiones de salida de CA	3 W + PE, 4 W + PE													
Redes eléctricas compatibles	WYE: TN-C, TN-S, TN-C-S, TT, IT; delta: IT													
Máxima inyección de corriente residual ⁽³⁾	200								300				mA	
Monitorización de la red, protección contra el funcionamiento en isla, factor de potencia configurable, umbrales configurables por país	Si													
Distorsión armónica total	≤ 3													%
Rango de factor de potencia	+/-0,2 a 1													
ENTRADA														
Potencia máxima de CC (módulo STC) por Inversor / Unidad Synergy	87500 / 43750		116550 / 58275		157500 / 52500		175000 / 58300		210000 / 70000				W	
Sin transformador, sin conexión a tierra	Si													
Tensión de entrada máxima CC+ a CC-	1000													Vcc
Rango de tensión de funcionamiento	680 - 1000													Vcc
Corriente de entrada máxima	2 x 36,25		2 x 48,25		3 x 43,5		3 x 48,25		3 x 48,25				Acc	
Protección contra polaridad inversa	Si													
Detección de fallo de aislamiento a tierra	Sensibilidad de 167 KΩ por unidad Synergy ⁽⁴⁾													
Eficiencia máxima del inversor	98.3									98.1				%
Eficiencia ponderada europea	98													%
Consumo de energía nocturno	< 8								<12				W	
CARACTERÍSTICAS ADICIONALES														
Interfaces de comunicación compatibles ⁽⁵⁾	2 x RS485, Ethernet, Wi-Fi (opcional), GSM (opcional)													
Gestión Smart Energy	Limitación de exportación													
Puesta en marcha del inversor	Con la aplicación móvil SetApp utilizando la conexión Wi-Fi integrada para la conexión local													
Protección contra arco eléctrico	Integrado, configurable por el usuario (conforme con UL1699B)													
Desconexión rápida	Opcional (automático tras desconexión de la red de CA)													
Rectificador PID	Nocturno, integrado													
Protección contra sobretensiones RS485 (puertos 1 y 2)	Tipo II, reemplazable en campo, integrada													
Protección contra sobretensiones de CC	Tipo II, reemplazable en campo, integrada													
Protección contra sobretensiones de CA	Tipo II, reemplazable en campo, opcional													
Fusibles de CC (un polo)	25 A, opcional													
Interruptor de desconexión de CC	Opcional													
CUMPLIMIENTO DE NORMATIVAS														
Seguridad	IEC-62109-1, IEC-62109-2, AS3100													
Normas de conexión a la red ⁽⁶⁾	RD1699, RD413, UNE 206007-1, UNE 206006, EN50549-1, EN50438, VDE 0126-1-1 Productor de energía tipo A+B, G99 tipo A+B, G99 (NI) tipo A+B, VFR 2019													
Emisiones	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 Clase A, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12													
RoHS	Si													

(1) Disponible solo en Polonia y Reino Unido. Consultar: https://www.solaredge.com/sites/default/files/se_inverters_supported_countries.pdf

(2) 49990 en Reino Unido

(3) Si se requiere un Dispositivo de Corriente Residual (RCD), su valor de activación debe ser ≥ 200 mA para SE50K/SE66.6K; ≥ 300 mA para SE90K, SE100K, SE120K.

(4) Donde permitido por la normativa local

(5) Para consultar las especificaciones de las opciones de comunicación alternativa, visitar <https://www.solaredge.com/products/communication> o la página web de la biblioteca de recursos <https://www.solaredge.com/resource-library> para descargar las fichas técnicas de los productos correspondientes

(6) Para descargar todas las normas y certificados, consultar la pestaña Certifications (Certificaciones) en la página web de la biblioteca de recursos: <https://www.solaredge.com/resource-library>

/ Inversor trifásico con tecnología Synergy

Para Europa

SE50K / SE66.6K / SE90K / SE100K / SE120K

Aplicable a inversores con código de producto	SEXXK-RWX0IXXXX				SExxK- xxx8lxxxx	
	SE50K ⁽¹⁾ Para red de 400 V	SE66.6K Para red de 400 V	SE90K Para red de 400 V	SE100K Para red de 400 V	SE120K Para red de 480 V	
ESPECIFICACIONES DE INSTALACIÓN						
Cantidad de unidades Synergy por inversor	2		3			
Sección transversal de cable de salida CA y diámetro exterior: Fase/PE (Aluminio o cobre)	Sección transversal hasta 120/70 mm ² ; diámetro exterior 30-50 / 12-20 mm					
Entrada CC: Inversor/ Unidad Synergy ⁽⁷⁾	8 / 4 pares de MC4		12 / 4 pares de MC4			
Dimensiones (Al x An x Pr)	Unidad Synergy: 558 x 328 x 273 Synergy Manager: 360 x 560 x 295					mm
Peso	Unidad Synergy: 32 Synergy Manager: 18					kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 a +60 ⁽⁸⁾					°C
Refrigeración	Ventilador (reemplazable)					
Ruido	< 67					dBA
Clasificación de protección	IP65: exterior e interior					
Montaje	Soportes incluidos					

(7) Se permite únicamente el uso de conectores MC4 fabricados por StaUBLI

(8) Para obtener información sobre la reducción de la potencia, consulte: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>

Accesorios-SPD (No incluidos)	
Accesorio	Código de producto (PN)
Kit SPD CA para Synergy Manager (5 unidades por caja)	SE-CA-SPD-SM

En Madrid, abril 2025

Fdo. El arquitecto José Manuel Pintado Moreno

Airia Ingeniería y Servicios S.A.

