



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

**ESTUDIO TECNO-ECONÓMICO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA EL INSTITUTO
DE EDUCACIÓN SECUNDARIA ``REYES
DE ESPAÑA`` SITUADO EN LINARES
(JAÉN)**

Alumno: Pablo Raya Izquierdo

Tutor: David Vera Candéas
Depto.: Ingeniería Eléctrica

Febrero, 2020

ÍNDICE

1	Resumen.....	4
2	Abstract.....	5
3	Objetivos y Alcance.....	6
4	Introducción	7
4.1	Evolución del mercado fotovoltaico global, europeo y nacional	7
4.1.1	Marco global	7
4.1.2	Marco Europeo	9
4.1.3	Marco nacional.....	10
4.2	Energía solar fotovoltaica.....	11
4.2.1	Efecto fotoeléctrico.....	11
4.2.2	Tipología de células	13
4.2.3	Módulo fotovoltaico	15
4.2.4	Soporte	18
4.2.5	Inversor.....	19
4.2.6	Contador inteligente (Bidireccional).....	20
5	Antecedentes	21
5.1	Normativa aplicable.....	21
5.1.1	Real Decreto 244/2019 de 5 de abril	22
5.2	Otros casos de éxito de instalaciones de autoconsumo en centros educativos de España	24
5.3	Ubicación de la instalación	25
5.4	Situación actual y replanteo de la nueva instalación.....	26
5.5	Consumo eléctrico del centro	31
6	Materiales y métodos	35
6.1	Estudio Técnico.....	35
6.1.1	Inversor.....	35
6.1.2	Medidor bidireccional para inyección a red eléctrica	37

6.1.3	Orientación de los módulos fotovoltaicos	38
6.1.4	Inclinación de los módulos fotovoltaicos.....	40
6.1.5	Número de módulos fotovoltaicos de la instalación	40
6.1.6	Cálculo número de módulos en serie	41
6.1.7	Cálculo número de ramas en paralelo.....	42
6.1.8	Configuración serie-paralelo elegida	43
6.1.9	Estructura	44
6.1.10	Estudio del recurso solar.....	45
6.1.11	Cálculo de pérdidas del generador FV	47
6.1.12	Rendimiento energético del generador FV o “performance ratio”, PR 52	
6.1.13	Cálculo de la producción energética mensual y anual esperada de la instalación 53	
6.1.14	Cálculo de los conductores.	56
6.1.15	Protecciones de DC	64
6.1.16	Protecciones de CA	64
6.1.17	Puesta a tierra.....	68
6.2	Estudio Económico	69
6.2.1	Inversión	69
6.2.2	Incentivos.....	71
6.2.3	Compensación por la energía generada	72
6.2.4	Amortización	73
7	Discusión	78
8	Conclusión	79
9	ANEXOS.....	80
9.1	ANEXO A: Fichas Técnicas.....	80
9.2	ANEXO B: Presupuesto Detallado.	102
10	Índice de Figuras	109
11	Índice de Ecuaciones.....	112
12	Índice de Gráficas.....	113

13	Índice de Tablas	114
14	Bibliografía.....	116
15	Planos	117

1 RESUMEN

El instituto de educación secundaria “Reyes de España” situado en el municipio de Linares (Jaén), decide implicarse en actuaciones medioambientalmente respetuosas y, al mismo tiempo, que permitan un ahorro significativo de los recursos económicos del centro destinados a energía eléctrica.

Tras la instalación, años atrás, de una caldera de biomasa la cual sustituyó a la anterior caldera de gasoil para ACS y para calefacción del centro, se decide realizar el presente estudio tecno-económico para valorar la instalación de un generador solar fotovoltaico sobre las cubiertas de los edificios del instituto.

Además, se realizará un estudio económico aproximado para valorar, tanto los costes de la nueva instalación, como el periodo de amortización de la inversión a realizar.

De esta manera, al concluir el presente estudio, el centro educativo dispondrá de la información necesaria para llevar a cabo o no, la nueva instalación.

2 ABSTRACT

The "Reyes de España" high school located in Linares (Jaén), decided to engage in environmentally friendly actions and, at the same time, to allow a significant saving of economic resources of the center for electricity.

After the biomass boiler installation, years ago, which replaced the previous diesel boiler for ACS and for heating the center, it is decided to carry out this techno-economic study to assess the installation of a photovoltaic solar generator on the institute buildings roofs.

In addition, an approximate economic study will be carried out to assess both the costs of the new installation, and the amortization period of the investment to be made.

Finally, the high school will have the necessary information to carry out or not, the new installation.

3 OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo del presente proyecto consiste en la instalación de un generador solar fotovoltaico sobre las cubiertas de los edificios del Centro Educativo "IES Reyes de España" situado en el municipio de Linares (Jaén). La instalación funcionará en modo autoconsumo aprovechando así las ventajas que ofrece la legislación vigente.

El alcance de las actuaciones realizadas son las siguientes:

- Estudio de la evolución del mercado fotovoltaico global, europeo y nacional.
- Introducción a la energía solar fotovoltaica
- Exponer las instalaciones actuales del centro y estudiar las distintas posibilidades para instalar el generador fotovoltaico.
- Dimensionado de la instalación (Inversor, módulos FV, medidor bidireccional para inyección a red, orientación de los módulos FV, cálculos de secciones de conductores, estructuras, protecciones etc.)
- Estudio de la producción del futuro generador fotovoltaico.
- Estudio económico donde se detalla el presupuesto del coste de la instalación y el periodo de amortización y rentabilidad de esta.
- Discusión de los resultados obtenidos.
- Conclusión final para cerrar el TFG.

4 INTRODUCCIÓN

4.1 Evolución del mercado fotovoltaico global, europeo y nacional

Actualmente, existe una gran concienciación sobre las limitaciones de los combustibles fósiles y su efecto negativo sobre el medioambiente, lo cual beneficia el desarrollo de las energías de origen renovable y, por consiguiente, conlleva a la descentralización de la generación de energía.

4.1.1 Marco global

Según la asociación Solar Power Europe en su informe Global Market Outlook For Solar Power / 2018-2022, en 2018, la energía solar disminuyó la tasa de crecimiento global con respecto a los años anteriores. Sin embargo, el mercado solar creció un 4%, suficiente para superar de nuevo a cualquier otra tecnología de generación de energía el 2018. El despliegue de energía solar fotovoltaica superó a todos los combustibles fósiles y la energía nuclear juntos. Además, la capacidad agregada al mix de energías renovables por la energía solar también fue superior con respecto al resto de las fuentes de energías, incluida la potente hidroeléctrica, y tenía el doble de energía instalada que la energía eólica (Figura 1).

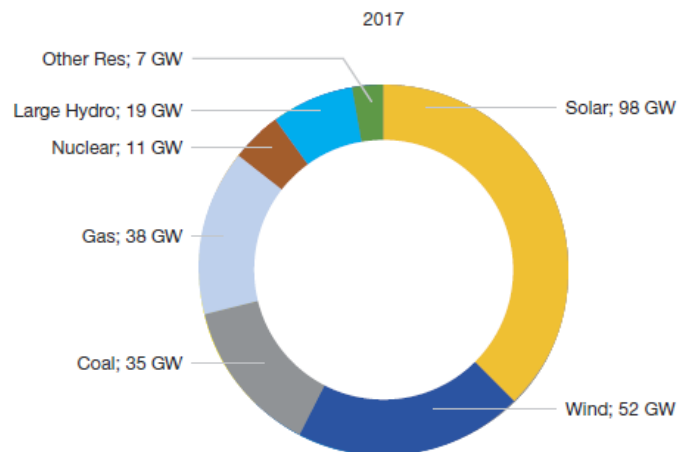


Figura 1. Capacidad de generación global de potencia neta añadida en 2017 por la tecnología principal. (Michael Schmela, SolarPowerEurope, 2019)

El motivo por el cual ha destacado la energía solar por encima del resto de tecnologías se debe a la pronunciada curva de reducción del coste, la cual continúa disminuyendo (Figura 2). Actualmente, el coste de generación de la energía solar es significativamente más bajo que el asociado a las nuevas centrales nucleares y de carbón, pero por lo general también están por debajo del gas, y en el rango del viento, dependiendo de la región,

incluso más bajos. En 2018, las licitaciones y los acuerdos de compra de energía mostraron varios casos de ofertas, adjudicaciones y contratos cuyo precio de energía solar se encontraba en el rango de 0.018 euros / kWh.

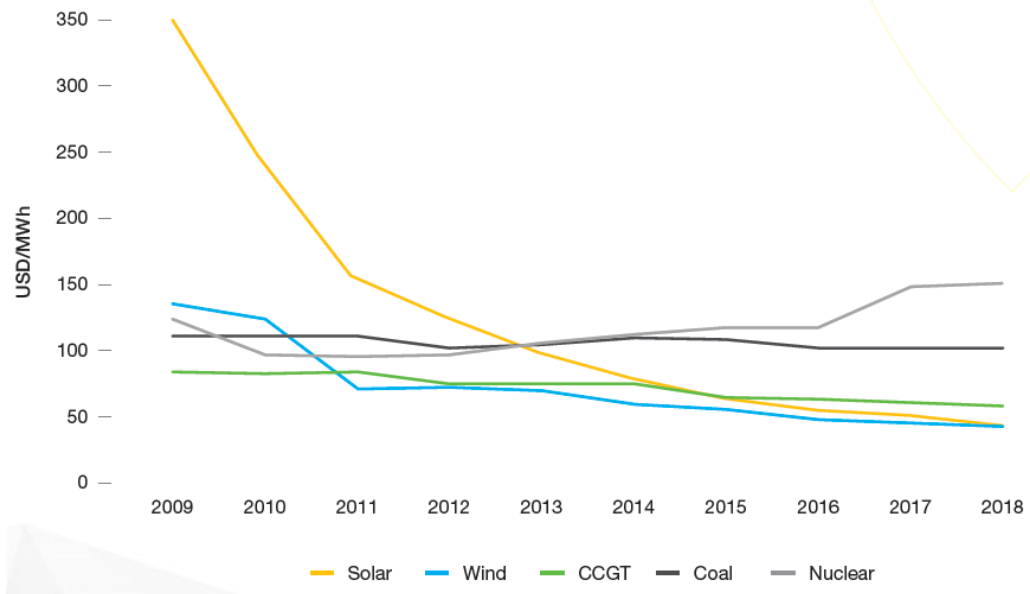


Figura 2. Coste de generación eléctrica solar en comparación con otras fuentes de energía 2009-2018. (Michael Schmela, SolarPowerEurope, 2019)

En 2018 se instaló un total de 102,4 GW de energía solar (figura 3), de tal forma que se superaron los 100 GW en un año por primera vez. Aunque solo sea un incremento interanual del 4% sobre los 98.5 GW instalados en 2017, es más alto de lo que los analistas pronosticaban. China se consolida como la mayor potencia en capacidad instalada solar.

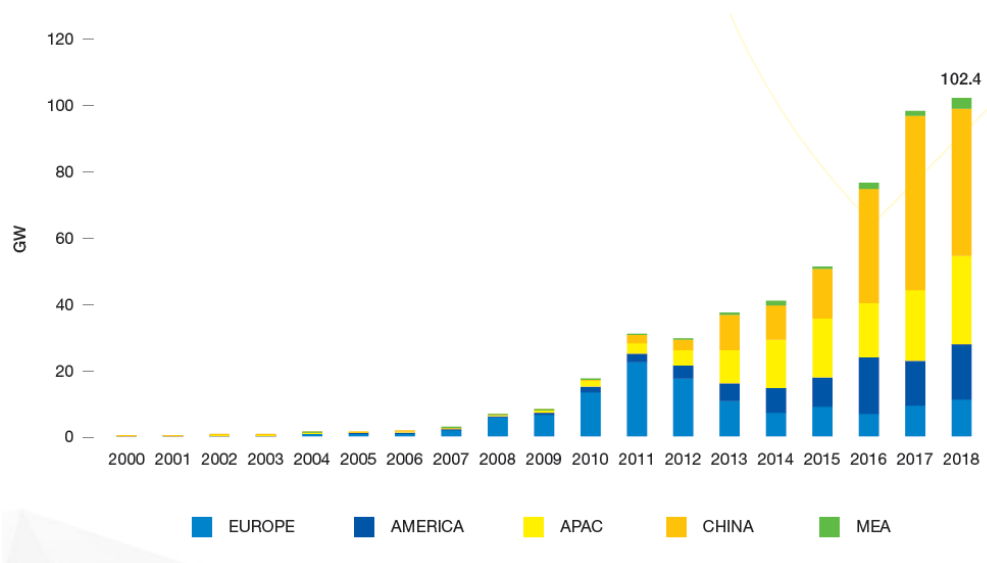


Figura 3. Evolución de la capacidad instalada solar PV anual global 2000-2018. (Michael Schmela, SolarPowerEurope, 2019)

4.1.2 Marco Europeo

2018 ha sido un gran año para la energía solar en Europa. El continente añadió 11.3 GW en 2018, un incremento del 21% sobre los 9.3 GW instalados el 2017 (figura 4). En la Unión Europea, la demanda incluso creció un 37% a 8.2 GW, frente a los 6.0 GW instalados en 2017. El crecimiento comparativamente más bajo de Europa se debe principalmente a la repentina y fuerte caída del mercado de Turquía debido a la crisis financiera y la falta de apoyo político, el número uno del continente en 2017.

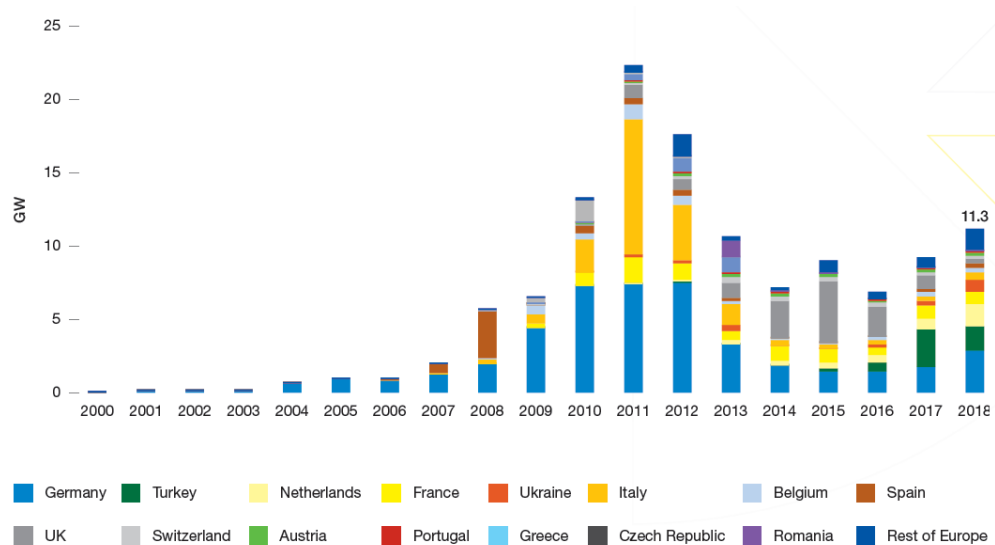


Figura 4. Capacidad instalada solar PV anual europea 2000-2018. (Michael Schmela, SolarPowerEurope, 2019).

La capacidad total instalada de energía solar en Europa en 2018 es muy parecida a la de 2017 (figura 5). Alemania continúa a la cabeza de Europa con 45.9 GW de capacidad instalada total, seguido de Italia con 19.9 GW. Alemania (36,5%) e Italia (15,8%) aportaron más de la mitad de las capacidades de generación de energía solar de Europa.

En resumen, la energía solar en la Unión Europea y en Europa en general se encuentra en crecimiento. De los 28 estados miembros de la UE, 22 en el 2018 conectaron más energía solar a la red que el año 2017.

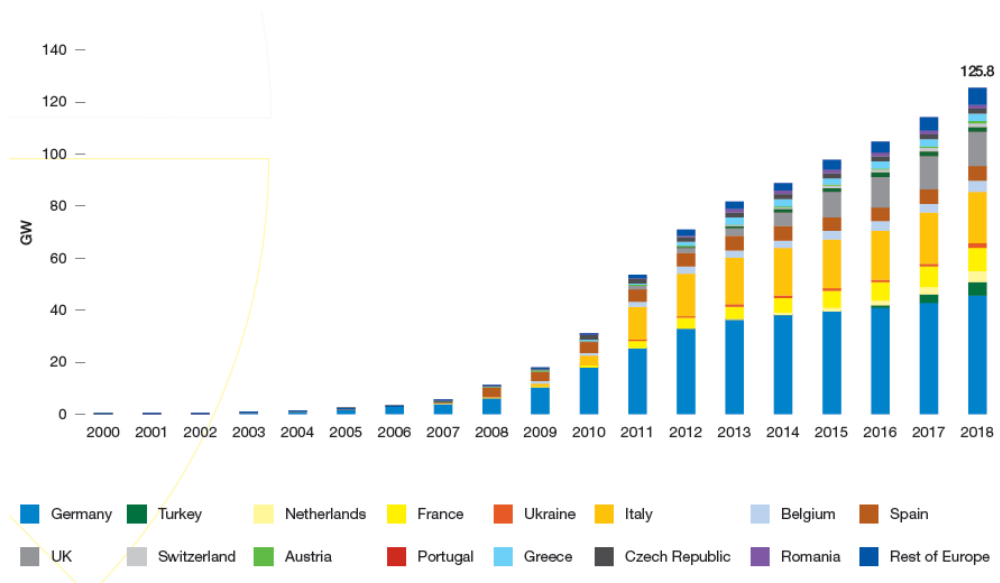


Figura 5. Capacidad instalada FV solar total europea 2000-2018. (Michael Schmela, SolarPowerEurope, 2019).

4.1.3 Marco nacional

La potencia instalada procedente de la energía solar se situó al terminar el 2017 en 6.991 MW (4.687 MW correspondientes a la energía solar fotovoltaica y 2.304 MW a la solar térmica), lo cual corresponde a un 6,7 % del total de la potencia instalada en España (figura 6). Sin embargo, en los últimos años la potencia se ha estabilizado. Los incrementos más altos se sitúan en los años 2007 y 2008.

Con relación al marco europeo, España se encuentra en el cuarto lugar por potencia instalada solar, muy por detrás de Alemania la cual se sitúa a la cabeza como se ha visto anteriormente

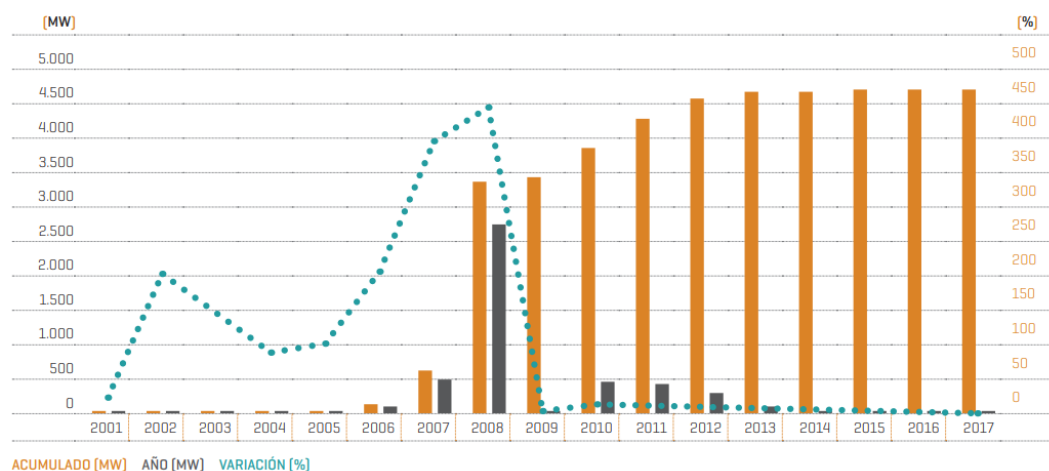


Figura 6. Potencia solar FV instalada. Sistema eléctrico nacional. (Red Eléctrica de España (REE), 2018).

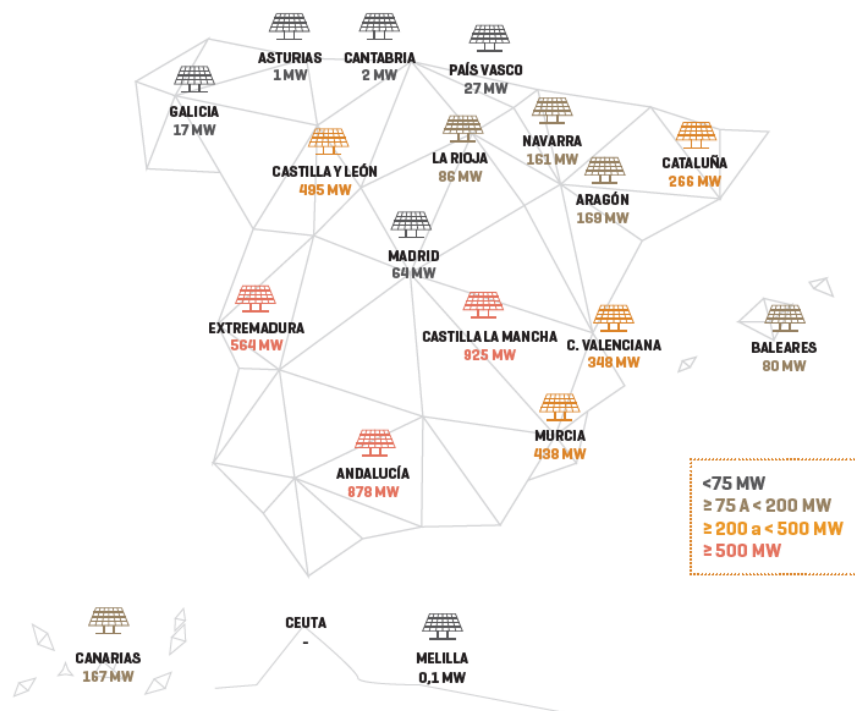


Figura 7. Potencia solar FV instalada a 31.12.2017. Sistema eléctrico nacional por CC. AA. [MW]. (Red Eléctrica de España (REE), 2018)

Como se puede observar en la figura 7, Castilla la Mancha se sitúa a la cabeza en cuanto a potencia solar FV instalada con 925 MW, seguida de Andalucía con 878 MW y en tercer lugar Extremadura con 564 MW instalados.

4.2 Energía solar fotovoltaica

4.2.1 Efecto fotoeléctrico

Tal efecto tiene lugar cuando las partículas de luz llamadas fotones, chocan con los electrones de un metal, arrancando sus átomos. El electrón desprendido produce una corriente eléctrica en el desplazamiento hacia otro átomo. La fabricación de la primera célula solar se le atribuye a Charles Fritts en 1884 y estaba compuesta de selenio recubierto de una fina capa de oro.

Sin embargo, el descubrimiento del efecto fotoeléctrico vino de la mano de Heinrich Hertz, en 1887, cuando observó que el arco que salta entre dos electrodos los cuales se encuentran conectados a alta tensión alcanza una mayor distancia cuando se ilumina con luz ultravioleta, que cuando se deja en la oscuridad. En 1905, Albert Einstein publica la explicación teórica de dicho efecto.

El aprovechamiento de este fenómeno viene asociado al empleo de materiales semiconductores, los cuales poseen valores intermedios de resistividad entre conductores y aislantes. Se trata de materiales los cuales en circunstancias normales no conducen la electricidad, pero al aumentar la temperatura se convierten en conductores. Cuando estos materiales están hechos de un solo átomo se denominan semiconductores intrínsecos (Figura 8).

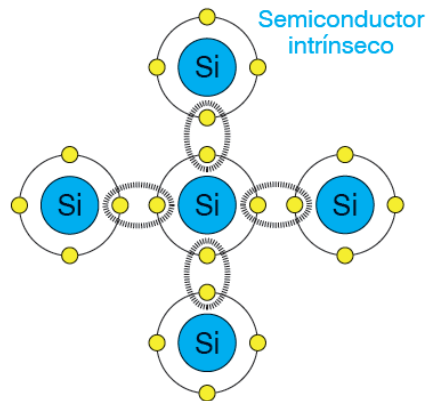


Figura 8. Estructura atómica de un material semiconductor intrínseco. (Salvador Escoda S.A., 2017)

Por tanto, la conducción eléctrica a través de un semiconductor es el resultado del movimiento de electrones (carga negativa) y de los huecos (carga positiva) en direcciones opuestas al conectarse a un generador.

Además, para mejorar las propiedades de los semiconductores, se someten al proceso de dopaje, un proceso de impurificación, mediante el cual se introducen átomos de otros elementos con el fin de aumentar su conductividad. El material semiconductor obtenido se denomina semiconductor extrínseco.

Según el dopante se distingue entre semiconductores tipo P (figura 9), los cuales originan un hueco debido a la falta de un electrón, y los semiconductores de tipo N (figura 9), en los cuales el dopante aporta un exceso de electrones.

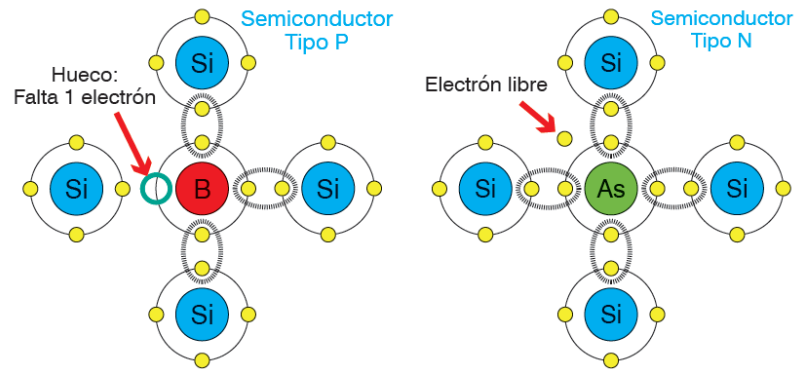


Figura 9. A la izquierda semiconductor tipo P y a la derecha tipo N. (Salvador Escoda S.A., 2017)

Por tanto, mediante la creación de una unión P-N, se creará un flujo de electrones de la capa N a la capa P, en la zona intermedia entre ambas capas se crea un campo eléctrico.

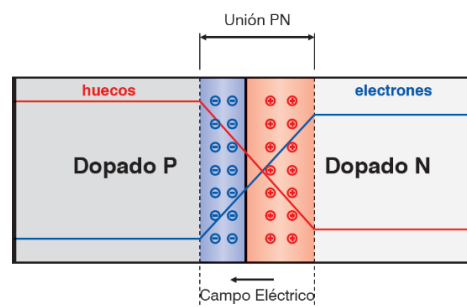


Figura 10. Unión P-N. (Salvador Escoda S.A., 2017)

4.2.2 Tipología de células

Clasificando los tipos de placas solares según su tecnología nos encontramos con:



ELECCIÓN DEL TIPO DE TECNOLOGÍA			
	C. Si monocristalino	C. Si policristalino	C. Si amorfo
Ventajas	- Buen rendimiento de 16% al 18%. - Buena relación potencia-superficie ($\approx 170 \text{ Wp/m}^2$, lo que ahorra espacio en caso necesario) - Número de fabricantes elevado.	- Células cuadradas que permite un mejor funcionamiento en un módulo. - Eficiencia de conversión óptima, alrededor de 160 Wp/m^2, pero un poco menor que en el monocristalino, rendimiento alrededor del 16%. - Lingote más barato de producir que el monocristalino.	- Funciona con luz difusa baja (incluso en días nublados). - Un poco menos costosa que otras tecnologías. - Integración sobre soporte flexibles o rígido.
Desventajas	- Coste más elevado.	- Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.	- Rendimiento a pleno sol, del 5% al 7%. - Rendimiento decreciente con el tiempo ($\approx 7\%$).

Tabla 1. Ventajas y desventajas a la hora de elegir la tecnología de una placa solar FV.
(Salvador Escoda S.A., 2017)

Aunque anteriormente se ha mencionado la tecnología de las células multiunión, ha de destacarse que han sido desarrolladas especialmente para aplicaciones espaciales y poseen una alta eficiencia.

4.2.3 Módulo fotovoltaico

Eléctricamente la célula FV se comporta como un diodo con una superficie amplia que, al exponerse a la radiación solar, se comporta como un generador de corriente. La característica tensión-corriente, puede describir su funcionamiento.

La I_{cc} varía proporcionalmente a la variación de intensidad de la radiación, aumentando al aumentar esta.

De la misma manera, la temperatura es inversamente proporcional a la tensión de vacío.

En condiciones de cortocircuito la corriente que se genera es máxima (I_{sc}) y cuando el circuito está abierto es máxima la tensión (V_{oc}). En ambas condiciones la potencia obtenida será nula ($P = V \times I$).

Típicamente, los módulos FV están formados por 60 células en serie, conectadas y soldadas entre ellas por medio de terminales en los contactos anteriores y posteriores (en secuencia N-P-N-P-N...) de tal forma que se forman cadenas.



Figura 11. Conexión células solares. (Salvador Escoda S.A., 2017)

4.2.3.1 Parámetros y curva característica de un módulo fotovoltaico

Los parámetros que caracterizan una célula fotovoltaica se ven reflejados mediante la curva característica de la figura 12.

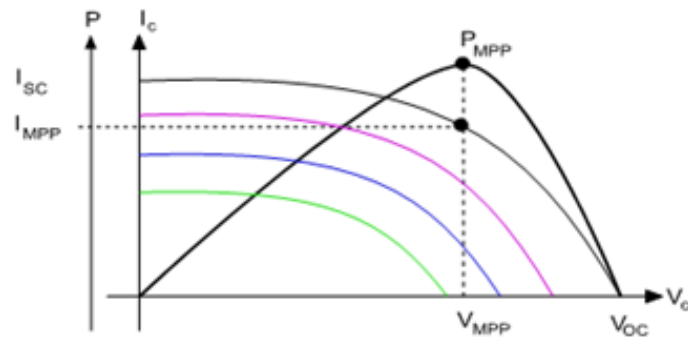


Figura 12. Curva característica Tensión/Corriente/Potencia módulo fotovoltaico. (Salvador Escoda S.A., 2017)

A continuación, se definen dichos parámetros clave:

Potencia nominal o máxima ($P_{MÁX}$ o P_{MPP}): Valor máximo de potencia que se puede alcanzar del módulo en cuestión. Se calcula mediante el producto entre tensión máxima y corriente máxima de salida del módulo.

Tensión en circuito abierto (V_{oc}): valor máximo de tensión que se obtendría en el panel si no hubiese circulación de corriente entre los bornes del mismo.

Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): valor máximo de corriente que se puede obtener del panel fotovoltaico.

Tensión en el punto máximo de potencia (V_{MPP} o $V_{MÁX}$): Valor de tensión en el punto de máxima potencia (típicamente 80% de la de vacío).

Intensidad de corriente máxima (I_M o $I_{MÁX}$): Valor de corriente en el punto $P_{MÁX}$.

Temperatura de operación nominal de la célula: temperatura alcanzada por la célula en condiciones de operación normales, a 20°C de temperatura ambiente y una irradiancia de 800W/m².

Factor de forma (FF): relación entre la potencia máxima y el producto de I_{sc} y V_{oc} ($FF = P_{MÁX}/(I_{sc} \cdot V_{oc})$). Este valor será más elevado cuanto mejor sea la célula. Valores de FF bajos se asocian a pérdidas de eficiencia.

Eficiencia: viene expresada en tanto por ciento y es la relación entre potencia eléctrica entregada por el módulo y la potencia de la radiación incidente sobre el módulo.

4.2.3.2 Conexión de los módulos

Una instalación solar fotovoltaica no contará de un solo módulo fotovoltaico, sino que será necesario la conexión de varios de ellos para conseguir la potencia demandada por el usuario. Dicha conexión se puede realizar en serie, en paralelo o mixto, mediante la cual se obtendrán valores de tensión y de corriente distintos.

Mediante la **conexión en serie** de varios módulos fotovoltaicos (figura 13), la corriente que circulará por los mismos será constante mientras que la tensión total será igual a la suma de las tensiones de cada módulo.

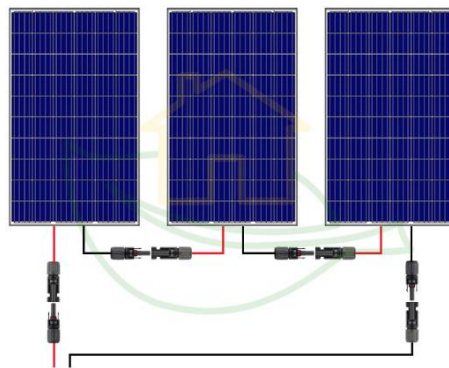


Figura 13. Conexión en serie de 3 módulos. (AutoSolar Energía del Perú, 2018)

Utilizando una **conexión en paralelo** (figura 14), la tensión se mantendrá constante en todo el circuito, pero la corriente total será la suma de las corrientes que circulan por cada uno de los módulos de la instalación.

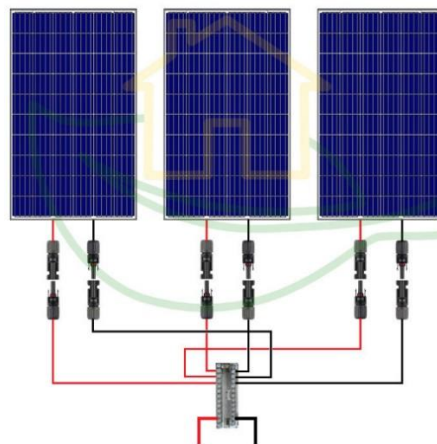


Figura 14. Conexión en paralelo de 3 módulos. (AutoSolar Energía del Perú, 2018)

Una conexión mixta nos permite jugar con las magnitudes de tensión y corriente (figura 15).

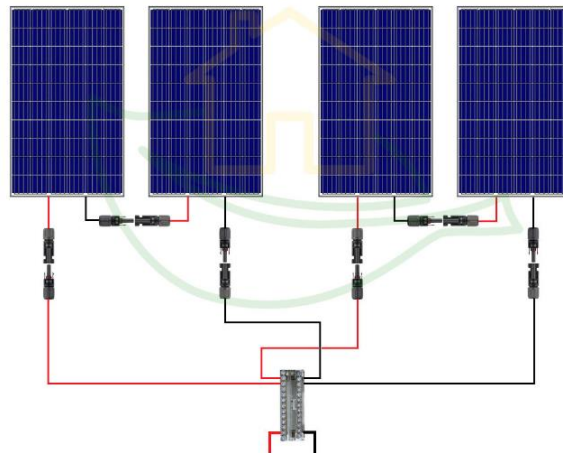


Figura 15. Conexión mixta de 3 módulos. (AutoSolar Energía del Perú, 2018)

4.2.4 Soporte

Se trata del elemento mecánico encargado de soportar los módulos. Según el CTE apartado SE-AE (Seguridad Estructural – Acciones en la Edificación), se debe calcular el soporte para hacer frente a cargas extremas por factores climatológicos adversos.

La estructura y los marcos metálicos de los módulos se conectarán a una toma de tierra según el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), instrucción complementaria MIE BT-039.



Figura 16. Soporte módulo fotovoltaico. (Google imágenes, s.f.)

4.2.5 Inversor

Los inversores CC/CA son dispositivos encargados de transformar la corriente continua en corriente alterna a 230 V. Según el tipo de instalación existen dos tipos de inversores:

Inversores empleados en instalaciones aisladas de la red eléctrica:

Tiene la capacidad de poder autogenerar la onda senoidal.

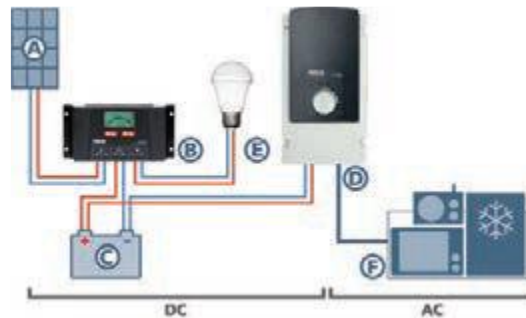


Figura 17. Inversor en instalación aislada de red. (Salvador Escoda S.A., 2017)

Inversores empleados en instalaciones conectadas a red:

Utilizan la señal de la red eléctrica para generar la misma onda senoidal siguiendo su frecuencia y tensión.

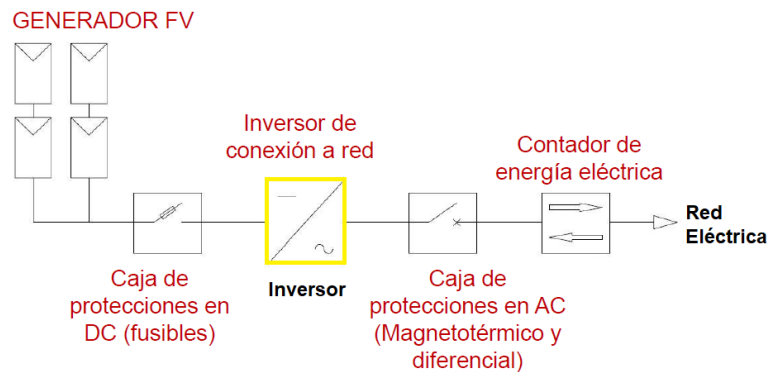


Figura 18. Instalación solar FV con vertido a red. (Vera, 2019)

Un inversor viene definido por las siguientes características: Potencia nominal (W), Tensión nominal de entrada (V), Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales, fabricante y número de serie, polaridad y terminales.

La tensión de salida (Vca) está normalizada y es de 230 V. Además, se debe asegurar la estabilidad de dicha tensión y frecuencia de salida para cumplir con los valores

establecidos por la red eléctrica, independientemente de la de la potencia demandada por el consumidor.

4.2.6 *Contador inteligente (Bidireccional)*

Los contadores inteligentes permiten la gestión de redes de generación distribuida la cual se produce con las instalaciones de energía solar fotovoltaica para autoconsumo.

Puesto que, el excedente se vierte a la red eléctrica y será compensado por la compañía distribuidora, el contador tiene que ser bidireccional de manera que lea tanto la corriente de entrada como la de salida.

5 ANTECEDENTES

En este apartado, se recoge la normativa aplicable, los datos de la instalación actual, los relacionados con la ubicación de los edificios y casos de éxito de instalaciones de autoconsumo en España.

5.1 Normativa aplicable

Es esencial para poder llevar a cabo cualquier proyecto de instalación fotovoltaica, conocer la legislación y normativa vigente en el momento de la realización. En España la legislación debe atenderse a las siguientes legislaciones o niveles: europea (Directivas, nacionales (Leyes, Reales Decretos...), Comunidades Autónomas, Municipales y Reglamentos de Red Eléctrica Española y de las Compañías de distribución. Por otro lado, cuando no exista disposición normativa de obligatorio cumplimiento aplicable, se tendrá en cuenta los siguientes elementos: Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no amortizadas; Códigos de buenas prácticas; Normas UNE; Estado actual de la técnica.

La normativa de aplicación se presenta a continuación.

Normativa estatal:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el **Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT)**, junto con sus Instrucciones Complementarias (ITC).
- **ITC-BT-40** Instalaciones generadoras de baja tensión del Reglamento electrotécnico de baja tensión.
- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre**, del Sector Eléctrico.
- **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 1699/2011, de 18 de noviembre**, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **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 2 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre**, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre**, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo**, por el que se aprueba el **Código Técnico de la Edificación** (CTE).
- **Normas UNE** que procedan.

Normativa autonómica:

- **Orden de 5 de marzo de 2013**, por la que se dictan normas de desarrollo del Decreto 59/2005, de 1 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación, ampliación, traslado y puesta en funcionamiento de los establecimientos industriales, así como el control, responsabilidad y régimen sancionador de los mismos (PUES).
- **Orden de 24 de octubre de 2005**, por la que se regula el procedimiento electrónico para la puesta en servicio de determinadas instalaciones de Baja Tensión (TECI)
- **Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio**, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía.

Lo que hace atractivo el presente estudio tecno-económico y, a su vez, lo diferencia de cualquier proyecto de ingeniería o estudio similar al aquí presente, reside en la reciente aprobación del Real Decreto que regula el autoconsumo, anteriormente mencionado.

Es por ello, que a continuación, se resume de manera clara y simple en qué consiste esta nueva ley.

5.1.1 Real Decreto 244/2019 de 5 de abril

Este Real Decreto detalla la normativa referente a:

- **Simplificación administrativa:** hasta 15 kW con excedentes o hasta 100 kW sin excedentes, se reducirá a una sola gestión: Boletín de baja tensión en la comunidad autónoma.
- **Autoconsumo colectivo** (comunidades de vecinos, polígonos industriales, etc): La energía generada en un sistema compartido podrá ser compartida entre los usuarios en función de quién esté consumiendo en cada momento, lo cual se traduce en un mejor aprovechamiento de la instalación.
- **Balance Neto** (compensación de la energía producida y no consumida) en instalaciones de hasta 100 kW y en el periodo de 1 mes.

Diferencia el autoconsumo en función de varios factores: de excedentes (figura 19), la propiedad (figura 20), permisos de acceso y conexión (figura 21) e inscripción en el registro administrativo de autoconsumo (figura 22).

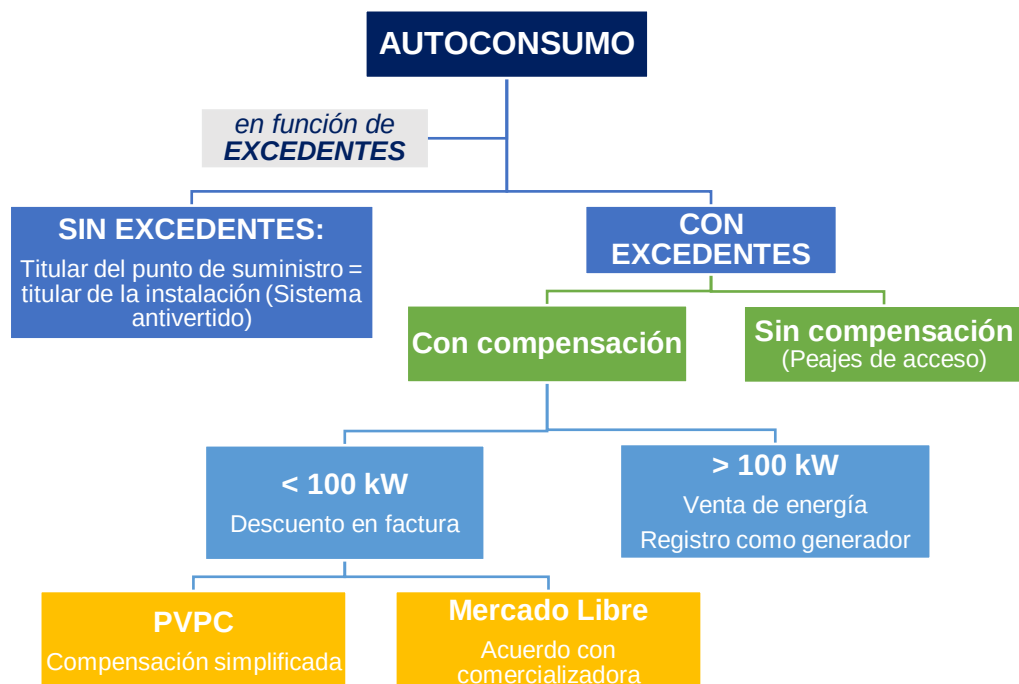


Figura 19. Autoconsumo en función de excedentes. (Albasolar, 2019)



Figura 20. Autoconsumo en función de la propiedad. (Albasolar, 2019)

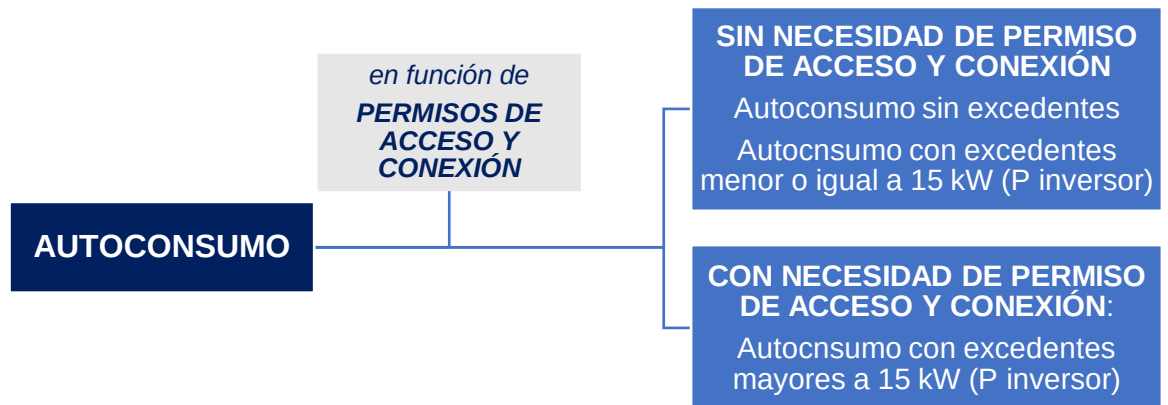


Figura 21. Autoconsumo en función de permisos de acceso y conexión. (Albasolar, 2019)

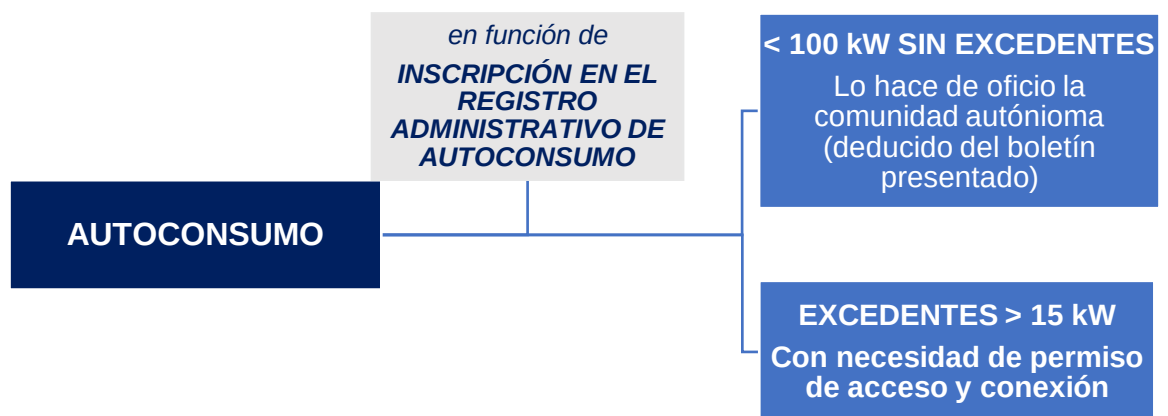


Figura 22. Autoconsumo en función de inscripción en el registro administrativo de autoconsumo. (Albasolar, 2019)

5.2 Otros casos de éxito de instalaciones de autoconsumo en centros educativos de España

Antes de realizar el presente estudio tecno-económico, se han investigado otras actuaciones similares de instalaciones FV de autoconsumo en centros educativos de Andalucía similares a la que se pretende llevar a cabo en el Centro Reyes de España. A continuación, se muestran 4 casos (Greening Ingeniería, 2019):

Colegio Salesianos (Mérida): fueron integrados sobre la cubierta de su sede principal, un kit solar de 30kW destinado a la producción de energía de autoconsumo para el colegio. La instalación consta de 108 paneles solares bifaciales de 280 Wp de Canadian Solar y un inversor Fronius Symo (27kW). La empresa instaladora fue Cambio Energético (cambioenergetico, 2019).

Centro público rural Sened (Jerez del Marquesado, Granada): fueron instalados 38 módulos fotovoltaicos de 275 W, con una potencia de 9,35 kWp. Esta instalación produce anualmente 26.451,45 kWh/año.

CEIP Muestra Señora del Amparo (Darro, Granada): 34 paneles solares cuya producción anual es de 13.922,6 kWh/año.

CEIP Santísima Trinidad (Sierra de Yeguas, Málaga): 25 paneles de 270 W, con una potencia pico de 6,75 kWp.

CEIP Los Llanos (Monachil, Granada): 36 paneles de 280 kW, con una potencia instalada de 10,08 kW y cuya producción anual es de 28.330,27 kWh.

5.3 Ubicación de la instalación

La instalación solar fotovoltaica estará ubicada en el IES Reyes de España situado en el municipio de Linares, Jaén, Avenida San Cristóbal, 0 (figura 23).



Figura 23. Vista aérea I.E.S. Reyes de España. (Google maps, 2019)

Dicho municipio pertenece a la zona climática V (tabla 2), según los datos de *Radiación Solar Global media diaria anual* que para las capitales de provincia se recogen en el documento “Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT”, publicado en el año 2012 por la Agencia Estatal de Meteorología (figura 24).

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Tabla 2. Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H).
(Ministerio de Fomento: Secretaría de Estado de Infraestructuras, Transporte y Vivienda, 2017)

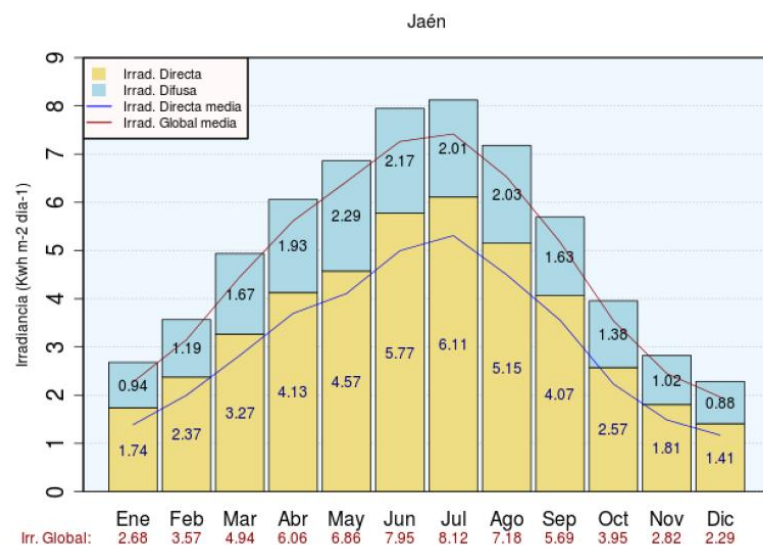


Figura 24. Irradiancias Global, Directa y Difusa en las capitales de provincia [1983-2005].
(AEMET)

5.4 Situación actual y replanteo de la nueva instalación

El centro IES Reyes de España cuenta con 5 edificios:

- Edificio A destinado a usos comunes, aularios, dirección del centro, sala de profesores, conserjería y departamentos.
- Edificio B destinado a aularios y departamentos.
- Talleres mecánicos.
- Taller de chapa y pintura.

Tras determinar (apartado 5.1.3.) los paneles necesarios para inyectar a la red la potencia demandada por el centro, las posibilidades estudiadas para instalar el generador fotovoltaico son las siguientes:

- A. Instalar todos los paneles fotovoltaicos sobre el edificio A lo cual implica instalar una pequeña cantidad de paneles en la cara orientada hacia el norte, lo cual implica un menor rendimiento. La ventaja que ofrece es un menor coste de instalación puesto que bastaría con instalar un solo inversor con sus protecciones correspondientes tanto de DC como de AC y no hay obstáculos que puedan producir sombras sobre los paneles. Además, se reduce el número de canalizaciones y la corriente generada se inyectaría directamente en el CGBT.
- B. Dividir la instalación en dos partes, utilizando los edificios A y B lo cual permitiría que todos los paneles estuvieran orientados hacia el sur. Además, al igual que el edificio A, no hay obstáculos que puedan producir sombras. La principal desventaja sería el coste, puesto que sería necesario instalar dos inversores, uno en cada edificio, lo cual implicaría duplicar protecciones, canalizaciones y, además, en el edificio B, inyectaríamos la corriente generada por las placas fotovoltaicas en un subcuadro.

Ambas opciones simplifican la instalación de los paneles fotovoltaicos sobre las cubiertas de los edificios, pues no sería necesario la instalación de estructuras metálicas inclinadas las cuales, además, incrementan el coste de la instalación.

Queda descartada la posibilidad de instalar los paneles sobre los edificios destinados a talleres de formación profesional, puesto que no disponen del espacio suficiente para instalar todos los generadores fotovoltaicos, además de la irregularidad del tejado que dificulta la instalación.

Por lo tanto, **se escoge la opción A)**, ubicar la instalación al completo sobre la cubierta del edificio A.

En el punto 13 del presente estudio aparece el plano en el cual se reflejan las dimensiones de las cubiertas de los edificios valorados para la instalación del generador solar fotovoltaico.



Figura 25. Vista aérea I.E.S. Reyes de España. (Google maps, 2019)

El CGBT se encuentra en el edificio A en el cuarto técnico junto al salón de actos (Figuras 26, 27 y 28). De este, se reparten las líneas para cada subcuadro principal de los distintos edificios del centro. A su vez, en cada planta de cada edificio existen otros subcuadros. Junto al CGBT, se desmontará la estantería para instalar la caja de protección de AC junto con el medidor bidireccional.



Figura 26. Cuarto técnico.



Figura 27. CGBT

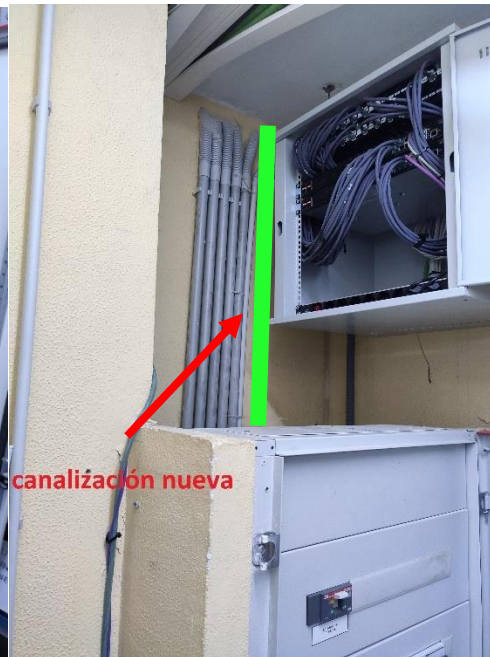


Figura 28. Nueva canalización alimentación CGBT edificio A.

Las nuevas canalizaciones para la alimentación del CGBT a partir de la instalación solar fotovoltaica situada en la cubierta del edificio A transcurrirían junto a las canalizaciones existentes que reparten corriente a cada uno de los subcuadros de cada planta del edificio. En la figura 29, se observa las canalizaciones de entrada al cuadro eléctrico mientras que en la figura 30, se puede ver la subida a las plantas superiores, la cual nos llevará hasta la última planta del edificio.



Figura 29. Recorrido nueva canalización de entrada al cuarto técnico.



Figura 30. Bajante de la nueva canalización.

A partir de la tercera planta del edificio A (figura 31), se puede acceder mediante unas escaleras a un cuarto en el cual se instalará tanto el inversor como las protecciones de continua (fusibles).



Figura 31. Nueva canalización planta tercera hasta el acceso a la cubierta del edificio A.

Como se puede observar en la figura 32, el acceso al tejado es de espacio reducido y, por tanto, los paneles solares deberán ser trasladados al tejado mediante una máquina

elevadora. Será en esta habitación en la cual se instalará la caja de conexión, la caja de protecciones DC y el inversor.

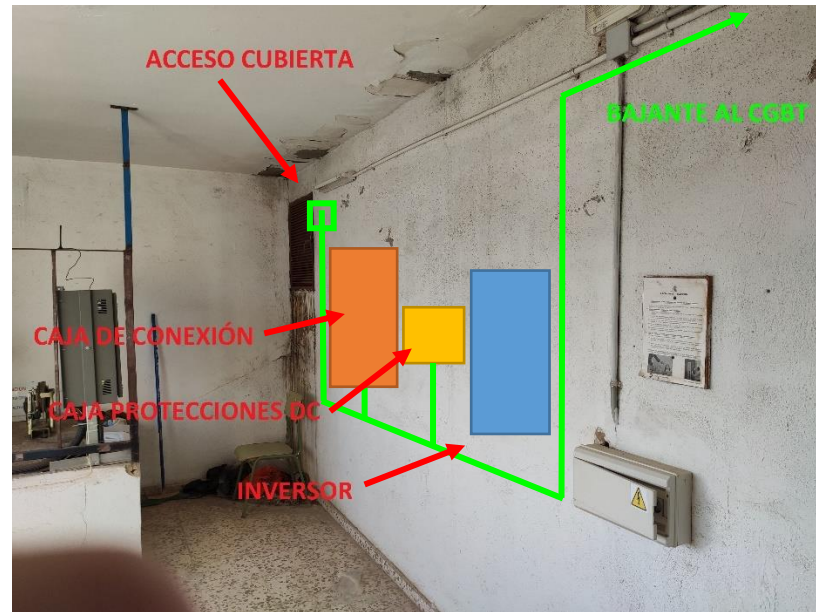


Figura 32. Cuarto de acceso a la cubierta del edificio A.

En la figura 33 se puede observar la cubierta del edificio A la cual es de teja cerámica.



Figura 33. Cubierta del edificio A.

5.5 Consumo eléctrico del centro

El centro IES Reyes de España destaca por ser el centro con mayor número de alumnos y alumnas debido a su amplia oferta académica. Además, el centro se encuentra activo por las tardes puesto que cuenta con el bachillerato de adultos, además de una gran variedad de actividades extraescolares.

Es interesante conocer este marco introductorio al centro para justificar el elevado consumo diario de corriente eléctrica. Las cargas presentes en el centro educativo son: alumbrado, tomas de corriente destinados a dispositivos electrónicos como pueden ser ordenadores, proyectores etc., equipos de gran consumo de potencia de aplicación principalmente en los ciclos de formación profesional.

La tarifa contratada actualmente por el centro es la 3.0 A de Endesa (figura 34), la cual hace discriminación horaria en tres periodos como se puede observar en la figura 35.



ANEXO ENERGÉTICO DE PRECIOS. CONDICIONES ECONÓMICAS.

		Denominación Producto	Tarifa de Acceso	Precios		Condiciones Económicas (*)
				Término Potencia (€/kW mes)	Término Energía (€/kWh)	
ELECTRICIDAD	POTENCIAS > 15kW	Tarifa Elección +15	3.0A	Punta: 3,495896	Punta: 0,187157	Plana: 15% de descuento en las horas Tempo, que son todas las horas del día de todos los días de la semana. Día: 20% de descuento en las horas Tempo, que son todos los días de 8-24h. Laboral: 25% de descuento en las horas Tempo, que son de lunes a viernes de 8-24h. Fin de Semana: 45% de descuento en las horas Tempo, que son las 24h de sábados, domingos y festivos nacionales. Noche: 55% de descuento en las horas Tempo, que son todos los días de 0-8h. Los descuentos se aplican sobre el término de energía en las horas Tempo por tiempo indefinido.
				Llano: 2,097537	Valle: 0,115270	
				Valle: 1,398358	SuperValle: 0,082849	
Promoción descuento 2% en el Término de Energía durante 1 año en todas las tarifas de luz (excepto Tarifa Elección) y acumulable al resto de descuentos, por activar el servicio de factura						

Figura 34. Tarifa eléctrica contratada por el centro. (Endesa, s.f.)



Figura 35. Discriminación horaria tarifa 3.1A. (Endesa, s.f.)

Tras facilitar el centro educativo las facturas del consumo eléctrico anual de este, se ha elaborado una tabla (tabla 3), la cual sintetiza tanto el consumo eléctrico como el coste asociado a dicho consumo.

AÑO 2017										
Mes	Término de energía variable				Lectura de máxímetros			Factura Término Variable	Factura Término Fijo 80kW	Factura Término Fijo 74kW
	Punta (kWh)	Valle (kWh)	Supervalle (kWh)	Total mes	Punta (kW)	Valle (kW)	Supervalle (kW)			
Ene	2333	7123	2845	12301	34	70	16	1493,4	559,3	517,4
Febr	2115	7092	2288	11495	38	70	20	1402,9	559,3	517,4
Mar	2128	5489	2524	10141	34	56	20	1240,1	559,3	517,4
Abr	4049	3854	2325	10228	54	50	16	1394,7	559,3	517,4
May	3798	3908	2571	10277	62	50	16	1374,3	559,3	517,4
Jun	3807	3960	2595	10362	22	50	16	1384,0	559,3	517,4
Jul	1325	2079	1935	5339	22	18	12	647,9	559,3	517,4
Ago	740	1635	2042	4417	22	18	12	496,1	559,3	517,4
Sept	3554	3583	3112	10249	62	50	12	1336,0	559,3	517,4
Oct	4352	5240	2506	12098	70	68	16	1626,1	559,3	517,4
Nov	2110	7102	2706	11918	34	70	16	1437,7	559,3	517,4
Dic	1727	7553	2704	11984	42	74	16	1417,9	559,3	517,4
Total (€)								15251,2	6712,1	6208,7

Hasta hace dos años, la instalación eléctrica del centro consumía potencia reactiva lo cual incrementaba las facturas hasta en 40 euros, sin embargo, se optó por instalar una batería de condensadores para compensar esta energía.

La potencia contratada por el centro es de 80 kW, sin embargo, en la tabla 3 se puede observar cómo según la lectura del máxímetro el pico máximo de potencia instalada es de 74 kW en el mes de diciembre.

Se plantea, como es lógico, reducir la potencia contratada de 80 kW a 74 kW.

Tabla 3. Consumo eléctrico año 2018. (Facturas del Centro IES Reyes de España)

6 MATERIALES Y MÉTODOS

6.1 Estudio Técnico

6.1.1 Inversor

Para el cálculo de una instalación fotovoltaica conectada a red, tras determinar la potencia que se desea inyectar a la red (74 kW), se escoge el inversor adecuado para convertir la corriente generada por los paneles fotovoltaicos en DC a corriente AC.

Tras comparar varios fabricantes punteros en el sector como Solax Power, SMA, Huawei, Kostal, entre otros, se ha propuesto el inversor de inyección a red modelo Sunny Highpower Peak 1 (figura 36), de la casa SMA, debido a su fiabilidad, su robustez y el precio del equipo.



Figura 36. Inversor modelo Sunny Highpower Peak 1 de la casa SMA. (SMA, s.f.)

En la tabla 4 se pueden observar las especificaciones técnicas de mayor relevancia del inversor para el dimensionado de la presente instalación.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador FV	112500 Wp
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión del MPP (400 Vca)	570 V a 800 V
Tensión entrada mín. (400 Vca)	565 V
Corriente de entrada máx.	140 A
Corriente de cortocircuito máx.	210 A
Salida (CA)	
Tensión nominal (trifásica)	400 V
Frecuencia	50 Hz
Potencia asignada a tensión nominal	75000 W
Rendimiento eléctrico	98,2 %

*Tabla 4. Especificaciones inversor modelo Sunny Highpower Peak 1 de la casa SMA.
(SMA, s.f.)*

Además, se instalará una caja de conexión del generador la cual contendrá las protecciones para DC. A partir de esta, se alimentará en inversor mediante una sola línea.

Se ha escogido el modelo DC String Combiner Box CMB02 for STP60/75 con 12 entradas de strings del fabricante SMA (figura 37). Las especificaciones técnicas se pueden ver en el Anexo A.



*Figura 37. DC String Combiner Box CMB02 for STP60/75 con 12 entradas de strings.
(SMA, s.f.)*

6.1.2 Medidor bidireccional para inyección a red eléctrica

El medidor bidireccional tiene la capacidad de diferenciar entre la energía que nos suministra la Red Eléctrica y la energía que entregan los paneles solares cuando no la consumimos en su totalidad.

Se ha escogido el modelo SMA Energy Meter (figura 38), el cual cuenta con salida de cable de datos para controlar a distancia el consumo y vertido de energía eléctrica del centro educativo.



Figura 38. Medidor bidireccional SMA ENERGY METER. (SMA, s.f.)

Al igual que con el inversor, se han comparado los modelos de varias marcas destacadas en el sector como LG energy, SunPower, Winaico, CanadianSolar, entre otros, para finalmente proponer el modelo HiKu Super High Power Poly Perc Module CS3W – 415P del fabricante CanadianSolar (figura 39), un panel policristalino de última generación reflejado en su alto rendimiento.

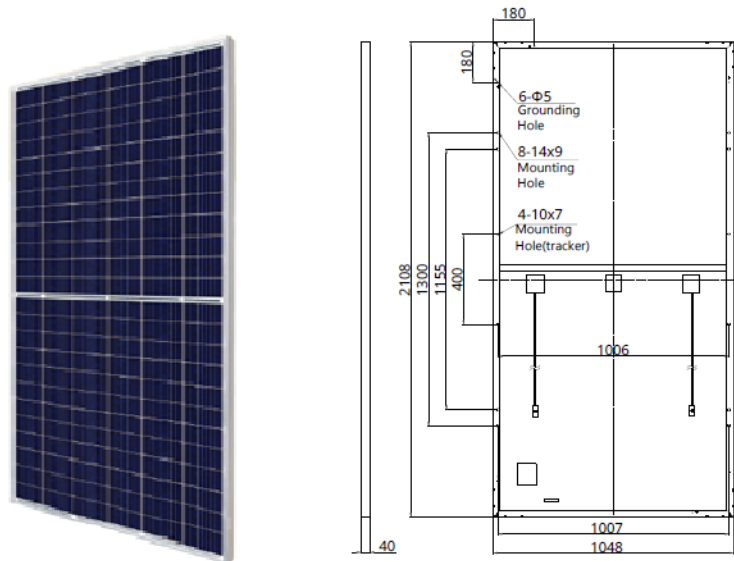


Figura 39. Panel FV HiKu Super High Power Poly Perc Module CS3W – 415P.
(CanadianSolar, s.f.)

En la tabla 5 se pueden observar las especificaciones técnicas de mayor relevancia para el dimensionado de la presente instalación.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Características eléctricas	
Potencia máx. (P _{máx})	415 W
Tensión máx. potencia (V _{mp})	39,3 V
Corriente máx. potencia (I _{mp})	10,56 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	47,8 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	11,14 A
Rendimiento eléctrico del módulo (%)	18,79 %
Especificaciones mecánicas	
Dimensiones	2108 x 1048 x 40 mm
Peso	24.9 kg

Tabla 5. Especificaciones panel FV HiKu Super High Power Poly Perc Module CS3W – 415P. (CanadianSolar, s.f.)

6.1.3 Orientación de los módulos fotovoltaicos

Se trata de uno de los aspectos más importante a la hora del diseño de nuestra instalación solar fotovoltaica para sacarle el mayor rendimiento posible.

Debido a la ubicación del centro donde se pretende instalar los módulos fotovoltaicos, el hemisferio norte, se deberán orientar los módulos hacia el sur (no

sucedería lo mismo si la ubicación fuera en una región del hemisferio sur, para la cual, los módulos se orientarían hacia el norte).

Definiendo la orientación como el ángulo de desviación respecto al sur geográfico de una superficie, serán admisibles desviaciones máximas en torno a $\pm 20^\circ$ respecto al sur geográfico.

En la figura 40, se puede observar tal desviación respecto al sur geográfico. Dicho ángulo es denominado como Azimut (α). Su valor será 0° para módulos orientados al Sur.

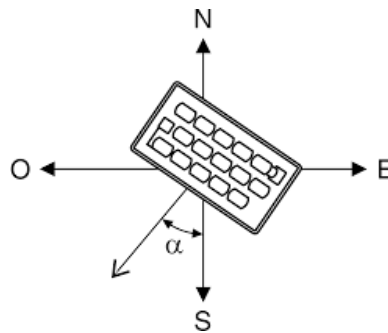


Figura 40. Ángulo de azimut. (Pareja-Aparicio, 2009)

En caso del presente estudio, el azimut de nuestros paneles está marcado por la orientación de los tejados donde se pretende situar la instalación, el cual es de -21° , como se puede apreciar en la figura 41.



Figura 41. Azimut de la instalación fotovoltaica. (Google maps, 2019)

6.1.4 Inclinación de los módulos fotovoltaicos

El siguiente parámetro de gran importancia en el diseño de nuestra instalación será la inclinación de los paneles.

La inclinación de la instalación solar fotovoltaica será de 25° aproximadamente la cual viene determinada por la inclinación de la cubierta del edificio sobre el cual se instalará.

Sin embargo, para poder instalar los 214 paneles sobre el mismo edificio, se ha decidido instalar 18 de estos en la cara menos favorable para obtener un mayor rendimiento de la instalación. Es por ello que se instalará una estructura metálica triangular que permita mantener la misma inclinación que el resto de placas colocadas paralelamente a la cubierta del edificio. En este caso, el ángulo será un poco menor, 20° aproximadamente (figura 42).

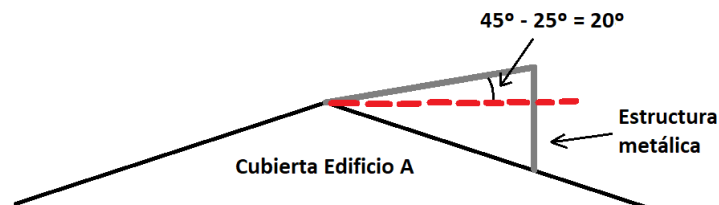


Figura 42. Inclinación de los paneles sobre estructura triangular metálica.

6.1.5 Número de módulos fotovoltaicos de la instalación

Tras escoger el inversor y el modelo de panel que compondrán la instalación, se ha determinado, en primer lugar, la potencia generada por la instalación fotovoltaica (Ec.1; (Pareja-Aparicio, 2009)) para, posteriormente, obtener el número de paneles que nos producirá dicha potencia (Ec.2; (Pareja-Aparicio, 2009)).

$$P_{\text{GFV}} = P_{\text{inv}} / (\eta_{\text{panel}} * \eta_{\text{inv}}) \quad [\text{kW}] \quad \text{Ecuación 1}$$

donde:

P_{GFV} : Potencia del generador fotovoltaico [kW]

P_{inv} : Potencia del inversor [Kw]

η_{panel} : rendimiento de producción de la capacidad nominal del panel

η_{inv} : rendimiento del inversor

Sustituyendo los valores se obtiene una potencia del generador fotovoltaico de:

$$P_{GFV} = 74 / (0,85 * 0,98) = \mathbf{88,8 \text{ kW}}$$

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = P_{GFV} / P_{PP} + 1 \text{ [kW]}$$

Ecuación 2

donde:

P_{GFV} : altura del módulo fotovoltaico [m]

P_{PP} : potencia pico del panel fotovoltaico [kW]

Sustituyendo los valores correspondientes en Ec.2, se obtiene una potencia del generador fotovoltaico de:

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = 88,8 / 0,415 + 1 = \mathbf{214 \text{ paneles}}$$

Sin embargo, como se especifica más adelante en el punto 5.1.8., para cumplir con unas condiciones técnicas de diseño de la instalación, se reduce el **número de módulos fotovoltaicos** a **209**. Esto conlleva una reducción de potencia del generador FV que se traduce en **86,73 kW** empleando la ecuación 2 de manera inversa y, por tanto, una **potencia inyectada a la instalación por el inversor de 73 kW**.

6.1.6 Cálculo número de módulos en serie

Según teoría de circuitos, a través de varias cargas conectadas en serie circula el mismo valor de corriente, sin embargo, la tensión total del circuito se corresponde a la suma de las tensiones individuales de cada carga (Mora, 2012).

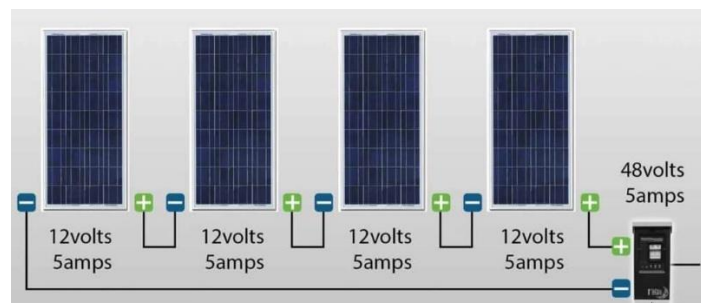


Figura 43. Configuración de conexionado en serie.

Por lo tanto, según la ecuación 3 se obtiene el número de paneles que se instalarán mediante esta configuración.

$$N_{\text{serie}} = V_N / V_{N_{\text{panel}}}$$

Ecuación 3

donde:

V_N : tensión de entrada (DC) de inversor [W]

$V_{N_{\text{panel}}}$: tensión de trabajo de cada panel solar [W]

Se recomienda escoger el mayor valor de tensión, en caso de existir un rango de tensión de funcionamiento variable, para de este modo obtener una menor sección de los conductores de continua. Aplicando la ecuación 3 se obtiene:

$$N_{\text{serie}} = 800 / 39,3 = 20,35 \approx \mathbf{20 \text{ paneles}}$$

6.1.7 Cálculo número de ramas en paralelo

Según teoría de circuitos, varias cargas conectadas en paralelo tienen la misma tensión y la intensidad total del circuito resulta de la suma de cada una de las corrientes que circulan por cada rama (Mora, 2012).

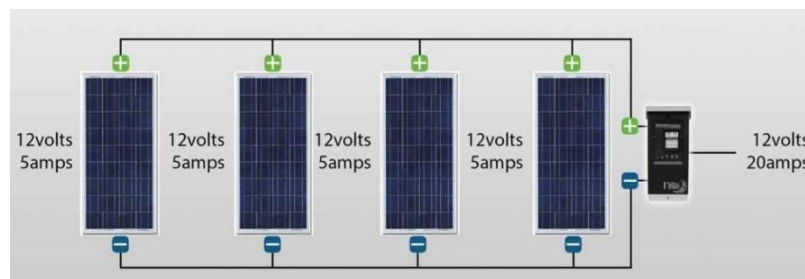


Figura 44. Configuración de conexiónado en paralelo.

Por lo tanto, según la ecuación 3 se obtiene el número de paneles que se instalarán mediante esta configuración.

$$N_{\text{paralelo}} = N_{\text{paneles}} / N_{\text{serie}}$$

Ecuación 4

donde:

N_{paneles} : número de paneles totales del generador fotovoltaico [uds]

N_{serie} : número de paneles distribuidos en serie [uds]

Aplicando la ecuación 4 se obtiene:

$$N_{\text{paralelo}} = 214 / 20 = \mathbf{10,7 \text{ paneles}}$$

Tras obtener estos valores orientativos se busca la manera de colocar los 214 de forma que cumplan con las restricciones marcadas por la entrada del inversor.

6.1.8 Configuración serie-paralelo elegida

La configuración final es la siguiente:

- **11 ramales de 19 placas en serie** (209 placas).

Aunque se obtendrá una potencia menor de la calculada teóricamente, puesto que no son los 214 módulos obtenidos anteriormente, ha sido la solución establecida para cumplir con los requisitos de tensión y corriente de la instalación.

Se procede a comprobar si los valores de la instalación de corriente de cortocircuito (I_{cc} , Ec.5), de corriente a máxima potencia de funcionamiento (I_{mp} , Ec.6) y de tensión a máxima potencia de funcionamiento (V_{mp} , Ec.7), se encuentran entre los límites fijados por la entrada DC del inversor a instalar (Pareja-Aparicio, 2009).

$$I_{cc \text{ instalación}} = I_{cc \text{ panel}} \times N_{\text{serie}} \quad \text{Ecuación 5}$$

donde:

$I_{cc \text{ instalación}}$: Corriente de cortocircuito de la instalación [A]

$I_{cc \text{ panel}}$: Corriente de cortocircuito de la instalación [A]

N_{serie} : número de paneles distribuidos en serie [uds]

$$I_{mp \text{ instalación}} = I_{mp \text{ panel}} \times N_{\text{serie}} \quad \text{Ecuación 6}$$

donde:

$I_{mp \text{ instalación}}$: Corriente a máxima potencia de funcionamiento de la instalación [A].

$I_{mp \text{ panel}}$: Corriente a máxima potencia de funcionamiento del panel [A].

N_{serie} : número de paneles distribuidos en serie [uds]

$$V_{\text{mp instalación}} = V_{\text{mp panel}} \times N_{\text{paralelo}}$$

Ecuación 7

donde:

$V_{\text{mp instalación}}$: tensión a máxima potencia de funcionamiento de la instalación [V].

$V_{\text{mp panel}}$: tensión a máxima potencia de funcionamiento del panel [V].

N_{paralelo} : número de paneles distribuidos en paralelo [uds].

Por lo tanto:

$$I_{\text{cc instalación}} = 11,14 \times 11 = \mathbf{122,5 \text{ A} < 210 \text{ A CUMPLE}}$$

$$I_{\text{mp instalación}} = 10,56 \times 11 = \mathbf{116,2 \text{ A} < 140 \text{ A CUMPLE}}$$

$$V_{\text{mp instalación}} = 39,3 \times 20 = 786 \text{ V} (570 \text{ V} < \mathbf{786 \text{ V}} < 800 \text{ V CUMPLE})$$

6.1.9 Estructura

El generador fotovoltaico contará con dos tipos de estructura de soporte:

- Modelo KH915VR (figura 45) especialmente diseñado para cubiertas de teja con varilla, del fabricante Sunfer (Teknosolar, s.f.).



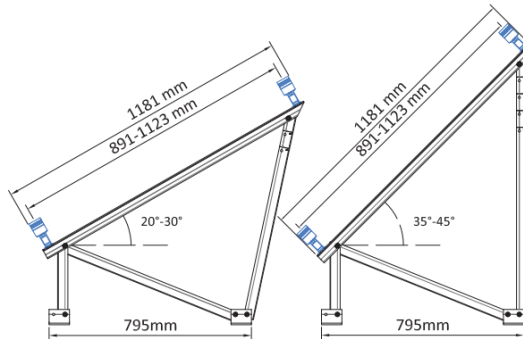
Figura 45. Estructura Soporte Placas Solares para Cubierta de Teja con Varilla. (Teknosolar, s.f.)

- Soporte triangular elevado 35°, 40° o 45° dintel 1181mm, del fabricante solarstem (solarstem, s.f.) (figura 46).

Soportes



Soporte triangular elevado 1181mm 20° - 45°



- Dos versiones estándar: soporte de 30° y soporte de 45°.
- Pata posterior marcada y taladrada para adaptarlos a ángulos intermedios. Bajo pedido se pueden servir con la pata ya cortada.
- Diseño de perfiles ASYM para conseguir mayor eficiencia con el menor peso.
- Fabricados completamente en aluminio de alta calidad 6082-T6.
- Tornillería de acero inoxidable A2-70.
- Aplicación que facilita el cálculo de los elementos necesarios en función de la cantidad de módulos a instalar y su ubicación.

(1) Anclajes a superficie base no incluidos.

Figura 46. Soporte triangular elevado 1181 20°-45° (solarstem, s.f.).

6.1.10 Estudio del recurso solar

Para realizar un estudio del recurso solar para nuestro generador fotovoltaico ubicado en el municipio de Linares se ha empleado el software gratuito PVGIS, una aplicación web que nos permite obtener datos de la radiación solar disponible y de la producción energética de sistemas fotovoltaicos (FV), para cualquier emplazamiento en prácticamente todo el mundo. Su uso es completamente gratuito.

Tras introducir previamente una serie de parámetros como son la inclinación de los módulos o las coordenadas del centro donde se pretende instalar el generador fotovoltaico, se obtienen los resultados de irradiancia mostrados en la figura 47 y en la tabla 6.

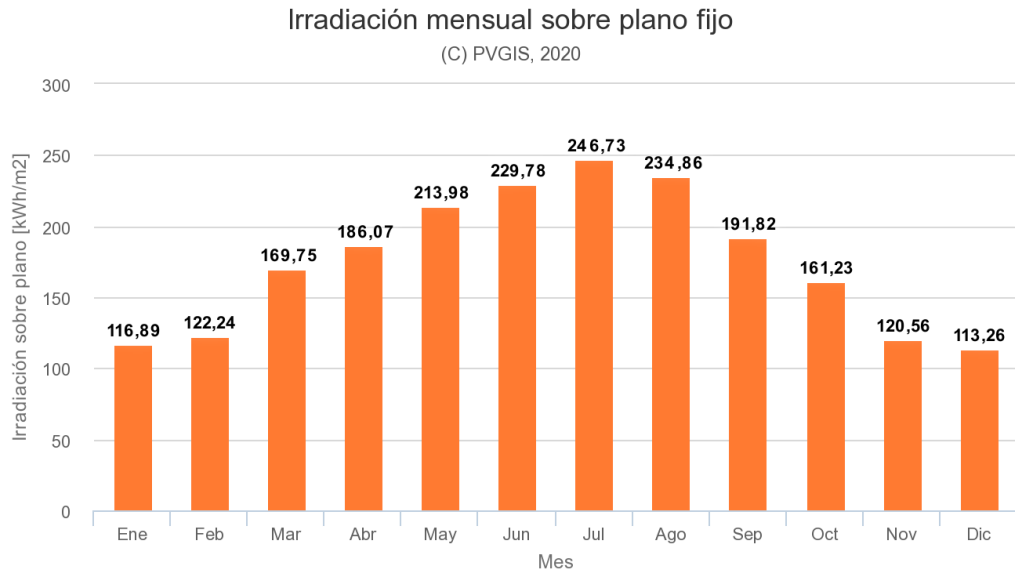


Figura 47. Irradiancia mensual sobre plano fijado. (Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2020)

Mes	Días	Hm (kWh/m²)	Hd (kWh/m²)
ENERO	31	116,89	3,770
FEBRERO	29	122,24	4,215
MARZO	31	169,75	5,475
ABRIL	30	186,07	6,202
MAYO	31	213,98	6,902
JUNIO	30	229,78	7,659
JULIO	31	246,73	7,959
AGOSTO	31	234,86	7,576
SEPTIEMBRE	30	191,82	6,394
OCTUBRE	31	161,23	5,200
NOVIEMBRE	30	120,56	4,018
DICIEMBRE	31	113,26	3,653

Tabla 6. Radiación solar diaria y mensual. (Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2020)

Hd: Irradiación media diaria global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

Hm: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

6.1.11 Cálculo de pérdidas del generador FV

En este apartado se determina los distintos tipos de pérdidas que afectan a nuestro generador fotovoltaico.

6.1.11.1 Pérdidas por inclinación y orientación

Según el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de julio de 2011, tras determinar el ángulo de azimut de los módulos, se calculan los límites máximos admisibles de pérdidas respecto a la inclinación óptima. Para ellos, se empleará la figura 48, la cual es válida para una latitud, ϕ , de 41° .

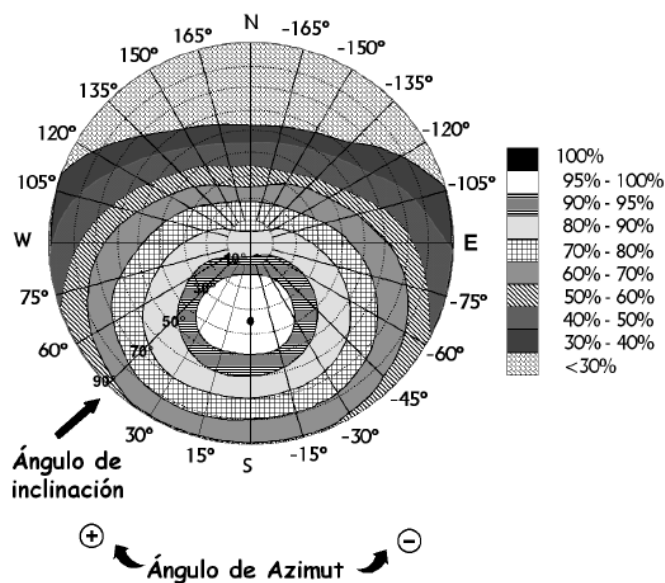


Figura 48. Determinación de límites de inclinación para un ángulo de azimut determinado. (IDAE, 2011)

Partiendo de un ángulo de azimut de 21° , se determina mediante la figura 32 los límites de inclinación para el caso de $N = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut -21° nos proporcionan los valores (figura 49):

Inclinación máxima = 57°

Inclinación mínima = 7°

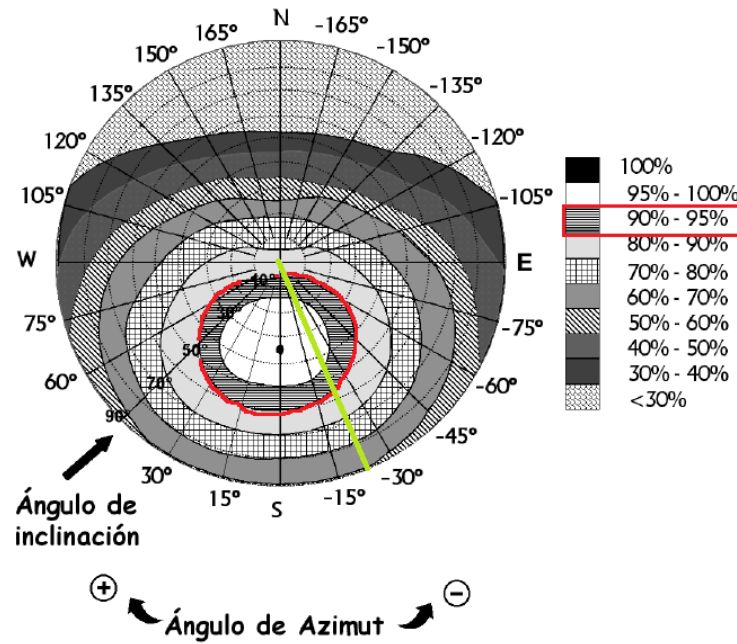


Figura 49. Límites admisibles para un ángulo de azimut de -21° .

Corrigiendo para la latitud de la ubicación de la instalación:

$$\text{Inclinación máxima} = 57^\circ - (41^\circ - 21^\circ) = 37^\circ$$

Inclinación mínima = $7^\circ - (41^\circ - 21^\circ) = -13^\circ$, que al estar fuera de rango se toma, por lo tanto, la inclinación mínima = 0° .

Por tanto, esta instalación, de inclinación 20° - 25° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

Para comprobar que las pérdidas se encuentran dentro del 10% permitido como máximo, se emplea la ecuación 8 facilitada por el PCT-C-REV-julio 2011 para ángulos de inclinación (β) $15^\circ < \beta < 90^\circ$.

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2] \quad \text{Ecuación 8}$$

donde:

β : ángulo de inclinación de los paneles solares $[\circ]$.

ϕ : latitud de la ubicación de la instalación $[\circ]$.

α : ángulo de azimut $[\circ]$.

Por tanto, obtenemos un valor de pérdidas de:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (25 - 41 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times 21^2] = \mathbf{1,97\% < 10\%}$$

6.1.11.2 Pérdidas por temperatura

La temperatura a la cual se verán sometidos las placas fotovoltaicas variará constantemente según el emplazamiento de la instalación, la época del año y según la hora del día.

El calibrado de cualquier panel solar fotovoltaico se realiza a una temperatura de 25° según el Standard Test Conditions (STC). Por otro lado, la temperatura de operación nominal (NOCT) es de 42° según indica la ficha técnica de este (tabla 7).

La temperatura ambiente media de cada mes en la zona donde se instalará el generador solar fotovoltaico se obtendrá de la página de la Agencia Estatal de Meteorología www.aemt.es. El incremento de la temperatura se obtendrá de la diferencia entre la temperatura media de cada mes y la NOCT de la placa solar.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Tabla 7. Característica de temperatura del módulo Super Highpower Poly Perc.

Según el Anexo 1 del PCT-C-REV-julio 2011 se emplearán las ecuaciones para determinar las pérdidas por temperatura media durante un año (Ptem).

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \times (1000/800) \quad \text{Ecuación 9}$$

donde:

T_c : temperatura de las células solares [°C].

T_{amb} : temperatura ambiente [°C].

TONC: temperatura de operación nominal del módulo [°C].

$$\Delta T = T_c - T_{STC}$$

Ecuación 10

donde:

 ΔT : incremento de temperatura [°C]. T_c : temperatura de las células incremento de temperatura [°C].solares [°C]. T_{STC} : temperatura bajo Standard Test Conditions [°C].

$$P_{tem} (\%) = \Delta T \times \gamma$$

Ecuación 11

donde:

 P_{tem} : pérdidas debido a la temperatura [%]. ΔT : incremento de temperatura [°C]. γ : coeficiente de temperatura [°C].

La tabla 8 muestra los resultados de las pérdidas mensuales debido al factor temperatura y el porcentaje medio anual de estas.

MES	Tamb (°C)	Tc (°C)	ΔT (°C)	Ptem (%)
ENERO	8,6	29,85	4,85	1,7945
FEBRERO	10,3	31,55	6,55	2,4235
MARZO	13,1	34,35	9,35	3,4595
ABRIL	14,5	35,75	10,75	3,9775
MAYO	18,2	39,45	14,45	5,3465
JUNIO	23,7	44,95	19,95	7,3815
JULIO	27,6	48,85	23,85	8,8245
AGOSTO	26,9	48,15	23,15	8,5655
SEPTIEMBRE	22,8	44,05	19,05	7,0485
OCTUBRE	17,9	39,15	14,15	5,2355
NOVIEMBRE	12,3	33,55	8,55	3,1635
DICIEMBRE	9,5	30,75	5,75	2,1275
MEDIA	17,11	38,36	13,36	4,94

Tabla 8. Pérdidas por temperatura.

Se puede observar que el valor medio anual de pérdidas debidas a la temperatura es de **4.95%**.

6.1.11.3 Pérdidas por conexionado (o mismatch)

El significado de mismatch es “emparejar mal” y ese es el problema. El efecto mismatching o de mal acoplamiento sucede en muchas situaciones en el mundo eléctrico, cuando se unen varios generadores o, transformadores en paralelo o en serie.

Se estimará un **2%** por pérdidas de este tipo (el software PVsyst así lo considera como valor por defecto).

6.1.11.4 Pérdidas por suciedad y polvo

La acumulación de suciedad puede provocar efectos perjudiciales en la producción del generador FV, dependiendo del ambiente este, de las condiciones meteorológicas, etc.

De esta manera, en climas con lluvias frecuentes (Europa central), las pérdidas son muy bajas (menos del 1%). Los desechos de las aves también son un inconveniente, produciendo un impacto que puede llegar a ser del 2%.

Consideraremos el valor general que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de julio de 2011 en el Anexo 1, que para generadores fotovoltaicos con módulos fijos es de **1%**, considerando el mantenimiento y limpieza periódica de nuestro generador fotovoltaico.

6.1.11.5 Pérdidas por sombras

Se considerarán despreciables puesto que la instalación se encuentra ubicada en una zona de considerable altura con respecto al resto de los edificios cercanos y, además, los módulos fotovoltaicos no poseen inclinación con respecto a la superficie sobre la cual serán instalados, exceptuando una fila de placas que se instalarán mediante soporte triangular orientados hacia el sur pero sobre la cubierta del tejado más desfavorable y por lo tanto no estorbará al resto del generador solar fotovoltaica.

6.1.11.6 Pérdidas espectrales y angulares

Reflectancia espectral: los módulos fotovoltaicos producen una corriente diferente para cada longitud de onda (son espectralmente selectivos). Por esta razón, la corriente puede variar de unos a otros en una misma instalación, ya que las variaciones horarias y estacionales del espectro solar afectan al trabajo de estos.

Reflectancia angular: se trata de la radiación incidente sobre la superficie de los módulos con un ángulo distinto de 0° , la cual provoca unas pérdidas de potencia. A mayor ángulo de incidencia, mayores serán las pérdidas. Incrementando el ángulo de incidencia, aumenta la reflexión.

Consideraremos el valor general que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de julio de 2011 en el Anexo 1, que para generadores fotovoltaicos con módulos fijos es de **2,5%**.

6.1.11.7 Pérdidas en el cableado

Aunque se consideran pequeñas, se tendrán en cuenta. Se ha considerado el valor general que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de julio de 2011 en el Anexo 1.

L_{cab} (Pérdidas de potencia en los cableados) = **2%**

6.1.11.8 Pérdidas en el inversor

El inversor tiene pérdidas de energía puesto que su rendimiento no es ideal. Su comportamiento lo define su curva de eficiencia en función de la potencia de operación. Según las especificaciones del inversor escogido para nuestra instalación, **las pérdidas serán del 1,8%** puesto que el rendimiento de este es del 98,2%.

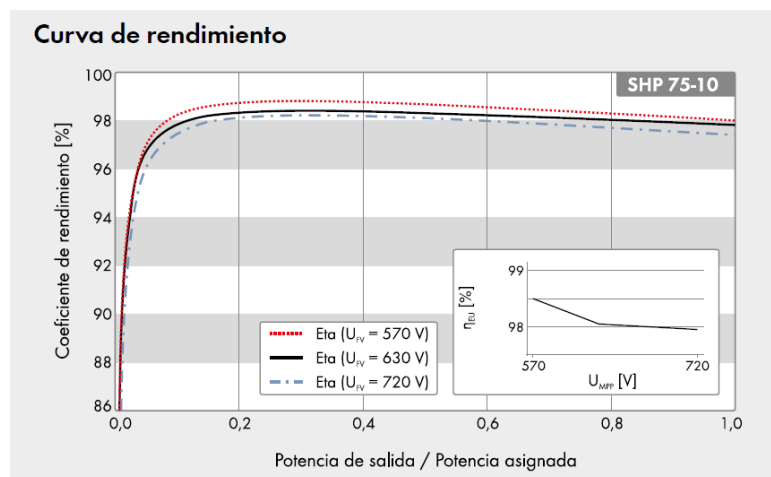


Figura 50. Curva de rendimiento del inversor Sunny Highpower Peak (SMA, s.f.).

6.1.12 Rendimiento energético del generador FV o “performance ratio”, PR

El rendimiento energético del generador FV (PR) determina la eficiencia del generador fotovoltaico en condiciones que se acercan más o menos a la realidad. Este factor vendrá determinado por las pérdidas determinadas anteriormente. En la tabla 9 se puede observar un resumen de estas pérdidas.

PÉRDIDAS FIJAS	%
----------------	---

Inclinación y orientación	1,97
Conexionado (mismatch)	2
Suciedad polvo	1
Espectrales angulares	2,5
Cableado	2
Inversor (conversión DC/AC)	1,8
TOTAL	11,27

Tabla 9. Resumen de pérdidas del generador fotovoltaico.

Para la obtención del PR se utilizarán las pérdidas mensuales causadas por la temperatura. La tabla 10 muestra los valores de PR mensuales y el promedio anual.

MES	PÉRDIDAS FIJAS (%)	PÉRDIDAS T (%)	PR
ENERO	11,27	1,7945	0,869355
FEBRERO	11,27	2,4235	0,863065
MARZO	11,27	3,4595	0,852705
ABRIL	11,27	3,9775	0,847525
MAYO	11,27	5,3465	0,833835
JUNIO	11,27	7,3815	0,813485
JULIO	11,27	8,8245	0,799055
AGOSTO	11,27	8,5655	0,801645
SEPTIEMBRE	11,27	7,0485	0,816815
OCTUBRE	11,27	5,2355	0,834945
NOVIEMBRE	11,27	3,1635	0,855665
DICIEMBRE	11,27	2,1275	0,866025
MEDIA			0,838

Tabla 10. Performance Ratio Mensual (PR).

Por tanto, el PR promedio anual es de **0,838**.

6.1.13 Cálculo de la producción energética mensual y anual esperada de la instalación

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de julio de 2011, la estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la ecuación 12.

$$E_p = (G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR) / G_{CEM} \quad [\text{kWh/día}]$$

Ecuación 12

donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador [$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ día})$]

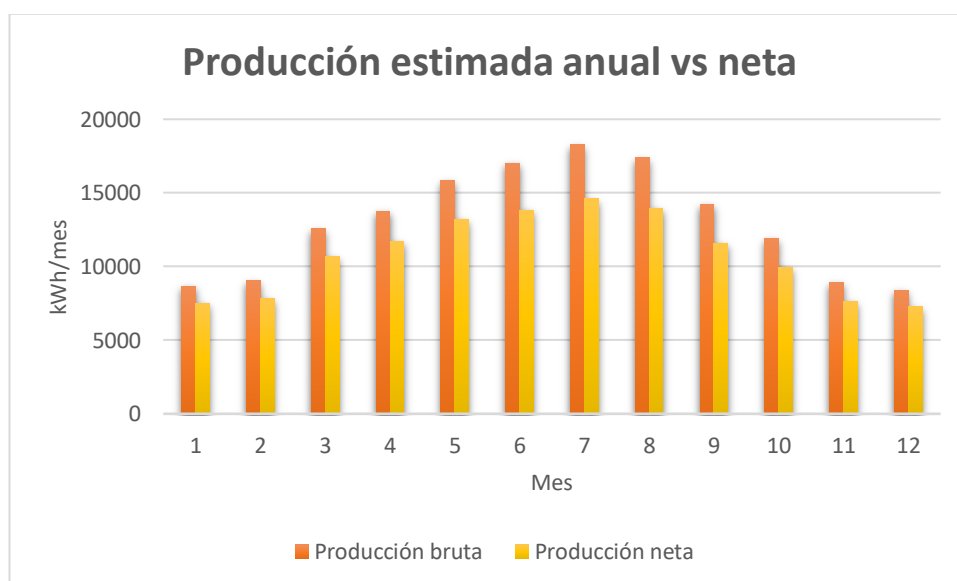
P_{mp} : potencia pico del generador [kW].

PR: rendimiento energético del generador FV.

G_{CEM} : $1 \text{ kW}/\text{m}^2$

MES	Días mes	Gdm (-21°, 25°)	Ep bruta	PR	Ep neta
ENERO	31	3,771	8532,970	0,869	7418,180
FEBRERO	29	4,215	8923,520	0,863	7701,578
MARZO	31	5,476	12391,750	0,853	10566,507
ABRIL	30	6,202	13583,110	0,848	11512,025
MAYO	31	6,903	15620,540	0,834	13024,953
JUNIO	30	7,659	16773,940	0,813	13645,349
JULIO	31	7,959	18011,290	0,799	14392,011
AGOSTO	31	7,576	17144,780	0,802	13744,027
SEPTIEMBRE	30	6,394	14002,860	0,817	11437,746
OCTUBRE	31	5,201	11769,790	0,835	9827,127
NOVIEMBRE	30	4,019	8800,880	0,856	7530,605
DICIEMBRE	31	3,654	8267,980	0,866	7160,277

Tabla 11. Estimación de la energía inyectada bruta y neta.

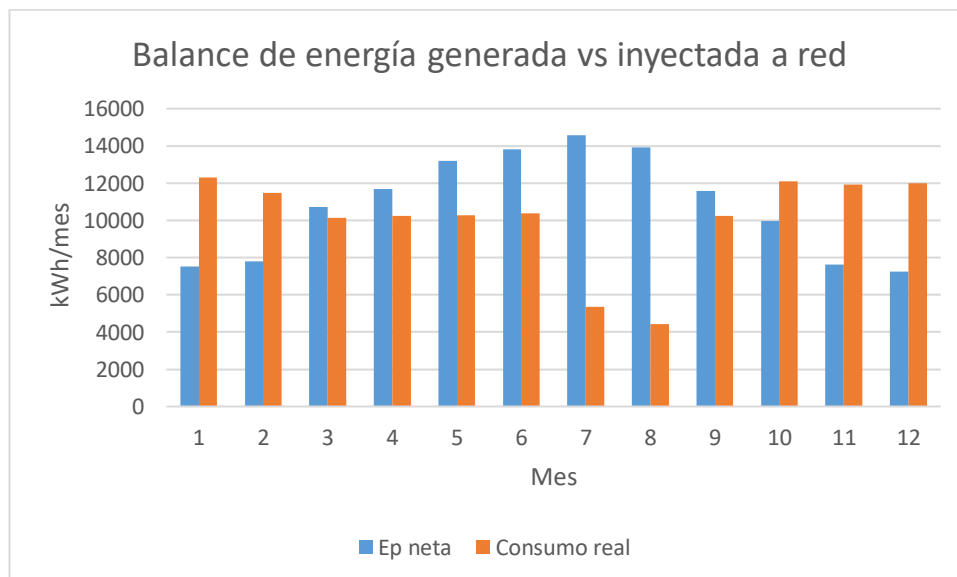


Gráfica 1. Producción estimada anual bruta vs neta.

Como es de esperar, en los meses más calurosos el rendimiento de la instalación es menor y de ahí, el descenso del PR en los meses de verano, donde la diferencia entre la energía bruta y la energía neta se hace más notable.

MES	Ep neta (kWh/mes)	Consumo real (kWh/mes)	Energía vertida a la red (kWh/mes)
ENERO	7519,8	12301	-4883
FEBRERO	7807,1	11495	-3793
MARZO	10711,3	10141	426
ABRIL	11669,7	10228	1284
MAYO	13203,4	10277	2748
JUNIO	13832,3	10362	3283
JULIO	14589,2	5339	9053
AGOSTO	13932,3	4417	9327
SEPTIEMBRE	11594,4	10249	1189
OCTUBRE	9961,7	12098	-2271
NOVIEMBRE	7633,8	11918	-4387
DICIEMBRE	7258,4	11984	-4824
TOTAL ANUAL	129713,3	120809	8904,3

Tabla 12. Balance Ep neta vs E inyectada a red.



Gráfica 2. Comparación entre la energía generada FV y energía consumida..

La conclusión obtenida de la gráfica 2 es clara, sin entrar aún en el apartado económico, durante más de medio año la instalación estará vertiendo a la red una gran

cantidad de energía la cual se le compensará con lo consumido de la red eléctrica al centro. Si es cierto que durante 5 meses será necesario un aporte energético de la red eléctrica para satisfacer el consumo mensual del centro, pero gracias a la nueva legislación sin impuestos al sol y al no superar los 100 kWp de consumo, el beneficio de la nueva instalación es notable. Aun así, para que fuera más exacto el estudio, el balance se debería de realizar por periodos. Al tratarse de un estudio previo a la realización del proyecto, nos bastará con los resultados obtenidos.

6.1.14 Cálculo de los conductores.

El cableado de la instalación se divide en tres tramos, dos de ellos para transporte de corriente en DC y el tercer tramo en AC (figura 51).

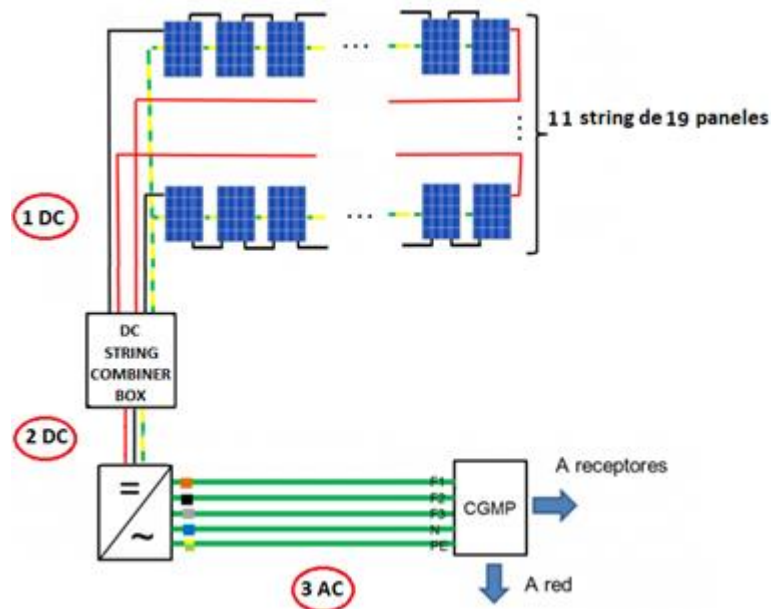


Figura 51. Diferentes tramos del cableado de la instalación.

El primer tramo conecta los distintos paneles fotovoltaicos entre sí y los centraliza en la caja de conexión del generador la cual contendrá las protecciones para DC. Se ha escogido el conductor PRYSUN H1Z2Z2-K, el cual cumple con el estándar europeo EN 50618 y el internacional IEC 62930.

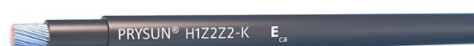


Figura 52. PRYSUN H1Z2Z2-K. (prysmianclub, 2019)

El segundo tramo parte de la caja de conexión hacia el inversor y cuenta tan solo con dos conductores de alimentación y de retorno, y un tercero para la derivación a tierra. Se ha escogido al igual que en el primer tramo, el conductor PRYSUN H1Z2Z2-K.

En el tercer tramo comienza la parte de AC de la instalación y, partiendo del inversor, alimenta tanto los distintos circuitos del centro, como a la red eléctrica cuando hay vertido a red. Se ha escogido el conductor Afumex Class 1000 V (AS) de alta seguridad con clase de reacción al fuego C_{ca}-s1b.d1.a1.



Figura 53. Afumex Class 1000 V (AS). (prysmianclub, 2019)

6.1.14.1 Dimensionamiento del conductor del primer tramo DC (Paneles solares FV – Caja de conexión).

Para determinar la sección óptima del conductor, han de aplicarse dos criterios: criterio de caída de tensión y criterio de corriente máxima admisible. La sección escogida deberá ser la más restrictiva de las dos obtenidas.

➤ Cálculo de la sección del conductor mediante el criterio de intensidad máxima admisible

La máxima intensidad que circulará por el conductor será igual a la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico. Según las especificaciones técnicas de este, es de 11,14 A. Según el punto 5 (cables de conexión) de la ITC-BT-40 del REBT-02, los cables de conexión tendrán que dimensionarse para una corriente no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Según el punto 2.2.3 (Intensidades máximas admisibles) de la ITC-BT-19 del REBT-02, en la Tabla A se indican las intensidades admisibles para una temperatura ambiente del aire de 40 °C, sin embargo, al ser conductores que estarán sometidos a unas condiciones de temperatura severas, se tomará como temperatura ambiente 50 °C para los cuales, se aplicará un factor de corrección por temperatura de 0,90 para conductores XLPE según la Guía técnica de aplicación del REBT-02.

Por lo tanto, aplicando el 125 % marcado por la norma y aplicando el factor de corrección por temperatura, obtenemos una corriente máxima de **15,47 A**.

TABLA C.52.1 bis

Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO																			
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
A2		PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)											
B1				PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)						XLPE2 (90 °C)		
B2				PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)							
C						PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)				PVC2 (90 °C)		
D*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E						PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)		
F							PVC3 (70 °C)					PVC2 (70 °C)		PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	28	30	32	34
	2,5	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46	
	4	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	6	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	10	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	16	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	25	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	35	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	50	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	70	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	95	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	120	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	150	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	185	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	240	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

Tabla 13. Tabla A, Intensidades admisibles (A) para cables con conductores de cobre, no enterrados Temperatura ambiente 40 °C en el aire. (REBT-02, 2019)

A partir de la tabla 13 se obtiene que la sección de conductor correspondiente a una corriente máxima de 15,47 A es **1,5 mm²**.

➤ Cálculo de la sección mediante el criterio de caída de tensión:

Según el punto 5 (cables de conexión) de la ITC-BT-40 del REBT-02, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Según el PCT-C-REC-julio 2011, en el punto 5.5.3, se especifica que la longitud de los conductores será la suficiente para no producir esfuerzos en el circuito, ni enganches por el paso de las personas. Se toma como referencia la longitud más desfavorable, es decir, la del módulo fotovoltaico situado a mayor distancia de la caja de conexión. Esta es de 60 metros aproximadamente.

La temperatura máxima que soportará el conductor PRYSUN H1Z2Z2-K, según especificaciones técnicas, es de 90°C y, por tanto, según la tabla 3 del Anexo II del REBT-02, la conductividad de los conductores de cobre a tal temperatura es 56 (S/m).

La tensión máxima que soportará el cableado será el producto de la tensión de un panel a máxima potencia por el número de paneles del string más desfavorable, es decir, el de 20 paneles (Pareja-Aparicio, 2009).

$$U = U_{\text{pmp}} / N^{\circ}_{\text{paneles}} \text{ [V]} \quad \text{Ecuación 13}$$

donde:

U: Tensión máx de un string (V).

U_{pmp} : Tensión en el punto de máxima potencia del string (V):

$N^{\circ}_{\text{paneles}}$: Número de paneles de un string.

$$U = 39,3 \times 19 = 746,7 \text{ V}$$

Según la tabla 3 del Anexo II del REBT-02, la ecuación que nos permite calcular la sección del conductor es la siguiente:

$$S = (2 \times L \times I) / (\gamma_c \times U) \text{ [mm}^2\text{]} \quad \text{Ecuación 14}$$

donde:

S: Sección del conductor (mm²).

γ_c : Conductividad del conductor (S/m).

L: Longitud de la línea (m).

U: Caída de tensión de la línea (V).

I: Intensidad eficaz por la línea (A):

$$S = (2 \times 60 \times 15,47) / (56 \times 0,015 \times 786) = \mathbf{2,8 \text{ mm}^2}$$

Se puede deducir que la sección más restrictiva de las dos obtenidas por ambos criterios, es la de **2,8 mm²** obtenida mediante el criterio de caída de tensión.

6.1.14.2 Dimensionamiento del conductor del segundo tramo DC (Caja de conexión – Inversor).

Para determinar la sección óptima del conductor, han de aplicarse dos criterios: criterio de caída de tensión y criterio de corriente máxima admisible. La sección escogida deberá ser la más restrictiva de las dos obtenidas.

➤ *Cálculo de la sección del conductor mediante el criterio de intensidad máxima admisible*

La máxima intensidad que circulará por el conductor será igual a la corriente total de la instalación. Al multiplicar la corriente que circula por un string por el número total de strings de la instalación, obtenemos una intensidad de 122,54 A. Según el punto 5 (cables de conexión) de la ITC-BT-40 del REBT-02, los cables de conexión tendrán que dimensionarse para una corriente no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Según el punto 2.2.3 (Intensidades máximas admisibles) de la ITC-BT-19 del REBT-02, la Tabla A indica las intensidades admisibles para una temperatura ambiente del aire de 40 °C. En este caso no se aplicará el factor de corrección por temperatura puesto que los conductores discurrirán por el interior del edificio.

Por lo tanto, aplicando el 125 % marcado por la norma, obtenemos una corriente máxima de **152,17 A**.

TABLA C.52.1 bis

Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO																			
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
A2		PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)											
B1			PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)			XLPE2 (90 °C)						
B2			PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	PVC2 (90 °C)										
C						PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)						
D*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E							PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
F								PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
Cobre																			
	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	96	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	120	135	146
	35	72	77	85	95	100	104	108	111	114	116	121	125	128	132	137	143	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

Tabla 14. Tabla A, Intensidades admisibles (A) para cables con conductores de cobre, no enterrados Temperatura ambiente 40 °C en el aire. (REBT-02, 2019)

A partir de la tabla 14 se obtiene que la sección de conductor correspondiente a una corriente máxima de 152,17 A es **35 mm²**.

➤ Cálculo de la sección mediante el criterio de caída de tensión:

La caja de conexión se instalará justamente al lado del inversor por lo que la longitud de conexionado entre ambos será de apenas de 1 metro. Por lo tanto, se omite el cálculo de caída de tensión.

Así que la sección del conductor del tramo dos será de **35 mm²**.

6.1.14.3 Dimensionamiento del conductor del tercer tramo AC (Inversor – Repartidor de CGBT).

Para determinar la sección óptima del conductor, han de aplicarse dos criterios: criterio de caída de tensión y criterio de corriente máxima admisible. La sección escogida deberá ser la más restrictiva de las dos obtenidas.

➤ Cálculo de la sección del conductor mediante el criterio de intensidad máxima admisible

La máxima intensidad de salida del inversor es de 109 A según la ficha técnica de este. Según el punto 5 (cables de conexión) de la ITC-BT-40 del REBT-02, los cables de conexión tendrán que dimensionarse para una corriente no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

El punto 2.2.3 (Intensidades máximas admisibles) de la ITC-BT-19 del REBT-02, en la Tabla A se indican las intensidades admisibles para una temperatura ambiente del aire de 40 °C. En este caso no se aplicará el factor de corrección por temperatura puesto que los conductores discurrirán por el interior del edificio.

Por lo tanto, aplicando el 125 % marcado por la norma y aplicando el factor de corrección por temperatura, obtenemos una corriente máxima de **136 A**.

TABLA C.52.1 bis

Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO																			
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)										
A2		PVC3 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)											
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)						XLPE2 (90 °C)			
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	PVC2 (90 °C)								
C						PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)				PVC2 (90 °C)		
D*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E								PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)	
F										PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)
VER SIGUIENTE TABLA																			
	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	121	135	146
Cobre	35	74	77	85	95	100	101	106	109	114	118	124	127	133	137	142	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

Tabla 15. Tabla A, Intensidades admisibles (A) para cables con conductores de cobre, no enterrados Temperatura ambiente 40 °C en el aire. (REBT-02, 2019)

A partir de la tabla 15 se obtiene que la sección de conductor correspondiente a una corriente máxima de 136 A es **35 mm²**.

➤ Cálculo de la sección mediante el criterio de caída de tensión:

Según el punto 5 (cables de conexión) de la ITC-BT-40 del REBT-02, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

La longitud entre el inversor y el repartidor es aproximadamente de 50 metros.

La temperatura máxima que soportará el conductor PRYSUN H1Z2Z2-K, según especificaciones técnicas, es de 90°C y, por tanto, según la tabla 3 del Anexo II del REBT-02, la conductividad de los conductores de cobre a tal temperatura es 56 (S/m).

Según la tabla 3 del Anexo II del REBT-02, la ecuación que nos permite calcular la sección del conductor es la siguiente:

$$S = (\sqrt{3} \times L \times I \times \cos(\varphi)) / (\gamma_c \times U) \quad [\text{mm}^2] \quad \text{Ecuación 15}$$

donde:

S: Sección del conductor (mm²).

γ_c : Conductividad del conductor (S/m).

L: Longitud de la línea (m).

U: Caída de tensión de la línea (V).

I: Intensidad eficaz por la línea (A):

$$S = (\sqrt{3} \times 50 \times 136 \times 1) / (56 \times 0,015 \times 400) = \mathbf{34,5 \text{ mm}^2}$$

Se puede deducir que la sección más restrictiva de las dos obtenidas por ambos criterios, es la de **35 mm²** obtenida mediante el criterio de intensidad máxima admisible.

La sección del **conductor de protección o neutro**, según la Tabla 1 (tabla 16) del punto 2 de la ITC-BT-08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica, del REBT-02, refleja que, para una sección de conductor de fase de 35 milímetros cuadrados, corresponderá una sección de conductor neutro de **16 milímetro cuadrados**.

Sección de los conductores de fase (mm ²)	Sección nominal del conductor neutro (mm ²)	
	Redes aéreas	Redes subterráneas
16	16	16
25	25	16
35	35	16
50	50	25
70	50	35
95	50	50
120	70	70
150	70	70
185	95	95
240	120	120
300	150	150
400	185	185

Tabla 16. Sección del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. (REBT-02, 2019)

6.1.15 Protecciones de DC

En la parte de la instalación por donde circula corriente continua se instalarán fusibles como medida de protección. La caja de conexión seleccionada **DC String Combiner Box CMB02** for STP60/75 con 12 entradas de strings, cuenta con portafusibles para la instalación de estos.

Conociendo que la máxima intensidad que circulará por cada string es de 11,14 A y que la corriente máxima admisible para el conductor seleccionado de corriente continua es de 15,47, se ha escogido el **fusible 10,3X38 12A PV** del fabricante Phoenix Contact, el cual cumple con las medidas adecuadas para poder ser instalado en la caja de conexión.



Figura 54. Fusible 10,3X38 12A PV (phoenixcontact, s.f.)

6.1.16 Protecciones de CA

Las protecciones que se instalarán en la parte de la instalación de CA son un interruptor magnetotérmico y una protección diferencial.

Para escoger el **interruptor magnetotérmico** correcto se han de cumplir 2 condiciones según la aplicación de la Guía Técnica de Aplicación para el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión para la ITC-22 del REBT-02:

$$1. \quad I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$2. \quad I_Z \leq 1,45 I_Z$$

Donde:

I_B : Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.

I_n : Corriente asignada del dispositivo de protección.

I_Z : Corriente máxima admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado.

I_Z : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

Por lo tanto:

$$I_B = P / (\sqrt{3} U \times \cos\phi) \quad \text{Ecuación 16.}$$

donde:

I_B : Intensidad nominal del circuito (A).

P: Potencia (W).

U: Tensión de servicio (V).

$\cos\phi$: Factor de potencia.

$$I_B = 74000 / (\sqrt{3} \times 400 \times 1) = \mathbf{106,8 \text{ A}}$$

Además, según el Anexo 3 de la Guía Técnica de Aplicación para el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, ha de calcularse la corriente de cortocircuito, aplicando la ecuación 17.

$$I_c = (0,8 U) / R \quad \text{Ecuación 17.}$$

donde:

Ic: Intensidad de cortocircuito máximo en el punto considerado (kA).

U: Tensión entre fase-neutro (V).

R: Resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación (a 20°C) (Ω).

Para el cálculo de R, se aplica la ecuación 17.

$$R = \rho L / S$$

Ecuación 18.

donde:

R: Resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación (a 20°C) (Ω).

ρ : Resistividad (para el CU se toma 0,018) ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$).

L: Longitud del conductor (m).

S: Sección del conductor (mm^2)

El interruptor elegido para la instalación tendrá una protección de corte superior a la obtenida mediante la ecuación 16.

$$R = 0,018 \times 60 / 35 = 0,030857 \Omega$$

$$I_c = (0,8 \times 230) / 0,030857 = \mathbf{5,9 \text{ kA}}$$

Se ha escogido el interruptor automático magnetotérmico - NG125N - 4P - 125 A – Curva C del fabricante Schneider, el cual cumple con los requisitos especificados por la norma, además de incluir las bornas correspondientes a la sección de cables de la instalación.



Figura 55. Interruptor automático magnetotérmico - NG125N - 4P - 125 A – Curva C (schneider, 2020).

En cuanto al **interruptor diferencial**, se ha seleccionado el Bloque diferencial – Vigi NG125 – 4P – 125A – 300mA el cual, según el catálogo de Schneider es compatible con el interruptor escogido NG125N.



Figura 56. Bloque diferencial – Vigi NG125 – 4P – 125A – 300mA (schneider, 2020)

6.1.17 Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación cumplirá con las exigencias especificadas en:

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto - REBT y sus ITC (ITC-BT).
- Normas Particulares de Endesa, Ed. 2 de 9 de septiembre de 2018.

Según el artículo 12 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se hará siempre de forma que no altere las condiciones de la toma de tierra de la empresa distribuidora, de manera que se asegure que no se produce transferencia de los defectos a la red de distribución.

Además, las masas del generador fotovoltaico han de estar conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora conforme al REBT, así como de las masas del resto del suministro.

La resistencia de la instalación de puesta a tierra general será inferior a 20 ohmios según la ITC-BT-18 del REBT. Se instalarán picas necesarias para llegar a una resistencia inferior a esos 20 ohmios.

La tabla 2 (tabla 17) de la ITC-BT-18 del REBT especifica la relación entre la sección del conductor de protección y los de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 17. Relación entre las secciones de los conductores de protección y las de fase. (REBT-02, 2019)

De manera resumida, se dispondrán de las siguientes tomas de tierra unificadas:

- Puesta a tierra de todas las estructuras de soporte de los paneles solares fotovoltaicos.
- Red de tierra del inversor.
- Red de tierra para el cuadro de protección, tanto de DC, como de AC.

6.2 Estudio Económico

En este apartado se determinará si la instalación del generador fotovoltaico será viable y rentable o no, estudiando el tiempo necesario para amortización de la instalación.

6.2.1 Inversión

El Presupuesto de ejecución por contrata del proyecto de instalación solar fotovoltaica para el Instituto de Educación Secundaria ``Reyes de España´´ situado en Linares, asciende a la cantidad de CIENTO SEIS MIL SEISCIENTOS SEIS CON CATORCE CÉNTIMOS DE EURO (106.606,14 €).

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO

Código	Capítulo	Total €	
1	GENERADOR FOTOVOLTAICO	53.645,52	72%
2	ESTRUCTURA SOPORTE MÓDULOS FV	524,29	1%
3	INVERSOR Y CAJA DE CONEXIÓN	5.110,00	7%
4	CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDA	3.472,38	5%
5	MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA	4.285,00	6%
6	INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA	7.000,00	9%
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		74.037,19	
13 % Gastos Generales		9.624,83	
6 % Beneficio Industrial		4.442,23	
Suma		88.104,25	
21 % I.V.A. de Contrata		18.501,89	
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN		106.606,14	

=====

1 de Febrero de 2020

EL INGENIERO TECNICO,

Pablo Raya Izquierdo

6.2.2 Incentivos

Desde el 5 de septiembre de 2019 la Agencia Andaluza de la Energía reanuda los incentivos para las actuaciones de aprovechamiento de energía solar ubicadas en la línea Construcción Sostenible del Programa para el desarrollo energético sostenible de Andalucía, cofinanciado con el programa operativo FEDER Andalucía.

Como se puede observar en la tabla 18, al tratarse de una solución eficiente que mejora el confort en centros educativos, el incentivo será del 90% como se marca en rojo la tabla 18, siempre que la instalación la realiza una empresa suscrita al programa.

INTENSIDADES DE INCENTIVO (**)							OTRAS CONDICIONES DE EJECUCIÓN...		
GENERAL		ESPECÍFICAS							
40% 90% para centros educativos	45% Integración arquitectónica de las instalaciones	60% Servicios municipales en municipios con menos de 20.000 habitantes	45% Ámbito prioritario RIS3 o uso de TIC para la medición y seguimiento energético	45% Tecnologías incluidas en el Programa NER300	80% Actuaciones en edificios de entidades locales	85% Rehabilitaciones energéticas en viviendas sociales			
Plazo Ejecución	Plazo Justificación	Inversión mínima	Solo para el caso de beneficiarios que ejercen actividad económica						
	 6 meses a contar desde la finalización del plazo máximo de ejecución	500 € (IVA excluido)	Régimen de ayudas Decreto 303/2015	 ¿Requiere inversión de referencia?					
INTERVENCIÓN DE ENTIDADES COLABORADORAS									
Para suministro de bienes o prestación de servicios incentivables al beneficiario o entidad beneficiaria			Tramitación de solicitudes de incentivo en representación de las personas o entidades beneficiarias (+)			Empresas acreditadas del Real Decreto 56/2016 para la elaboración de los certificados previo y posterior			
Obligatoria			Obligatoria			Obligatorio			
Ejecución material de las actuaciones incentivables			Cesionarias de derecho de cobro (+)			Obligatorio			
Obligatoria			Obligatoria						

- + Las actuaciones incentivables deberán cumplir con el objeto, el alcance, las condiciones y elementos de ejecución previstos en el catálogo de la línea Construcción Sostenible.
- + La referida ejecución no puede derivarse del cumplimiento de la normativa nacional o comunitaria.
- + Las actuaciones se dirigirán a conseguir una reducción de la demanda de energía en edificios, cualquiera que sea su uso, o bien a satisfacer eficientemente la demanda de energía de los mismos, así como en sus instalaciones asociadas y las infraestructuras destinadas a servicios públicos, ubicados en Andalucía.
- + Las intervenciones en edificios titularidad de las entidades locales deberán tener un carácter integral, abarcando como mínimo dos actuaciones de las previstas en el presente catálogo, en una o más de una solicitud de incentivo. Asimismo, deberán llevar aparejadas sistemas de monitorización que permita realizar un seguimiento de los ahorros alcanzados, y en cualquier caso irán más allá de los requisitos mínimos de eficiencia energética previstos en la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética. Los cálculos de reducción del consumo de energía primaria en los edificios públicos se basarán en sus certificados de eficiencia energética antes y después de la intervención objeto de incentivo.
- + En las actuaciones a las que resulte de aplicación lo dispuesto en la Ley 22/2011, de 28 de julio, de Residuos y Suelos Contaminados y el Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, deberá acreditarse el cumplimiento de dicha normativa a través de la correspondiente declaración de gestión de residuos tóxicos, que se facilitará a la entidad que emita el certificado posterior a la ejecución de las actuaciones incentivadas.
- + Las actuaciones incentivadas conllevarán una mejora energética en las edificaciones y/o instalaciones sobre las que se actúe o permitirán avanzar en la evaluación y gestión energética, para ello se requiere:
 - **Certificado previo:** Previamente a la ejecución de la actuación incentivada, por parte de alguna de las empresas acreditadas conforme al Real Decreto 56/2016, que haya obtenido la condición de entidad colaboradora en la elaboración de los certificados previo y posterior a la ejecución, emitirá un certificado que se pronunciará sobre la viabilidad y eficacia de las medidas energéticas solicitadas para satisfacer las necesidades identificadas, así como los resultados esperados.
 - **Certificado posterior:** Una vez finalizada, se emitirá, igualmente por una de las referidas empresas, un nuevo certificado que se pronunciará sobre la eficacia y adecuación de las medidas ejecutadas para la mejora energética y para el logro de los objetivos y resultados esperados.

Tabla 18. Incentivos para aprovechamiento de energía solar en viviendas, pymes y edificios. Programa para el desarrollo energético sostenible de Andalucía. (Agencia Andaluza de la Energía, 2020)

El esquema lógico para la tramitación de la solicitud del incentivo es la siguiente mostrada en la figura 57.



Figura 57. Esquema lógico para la tramitación de la solicitud del incentivo. (Agencia Andaluza de la Energía, 2020)

Sin embargo, también se estudiará el periodo de amortización para un incentivo del 45% para integración arquitectónica de la instalación, puesto que no siempre se conceden las subvenciones a todos los centros.

6.2.3 Compensación por la energía generada

En puntos anteriores del presente estudio se ha hecho referencia a la energía obtenida mediante el generador fotovoltaico. Sin embargo, no toda la energía inyectada a red será compensada según la legislación actual (**Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica).

La tabla 19 hace un balance de energía obteniendo como resultado la energía por la cual el usuario de la instalación ha de pagar en la factura eléctrica.

MES	Ep neta (kWh/mes)	Consumo real (kWh/mes)	Balance Energía (kWh/mes)	Energía Compensada (kWh/mes)	Energía a pagar (kWh/mes)
ENERO	7418	12301	-4883	0	4883
FEBRERO	7702	11495	-3793	0	3793
MARZO	10567	10141	426	10141	0
ABRIL	11512	10228	1284	10228	0
MAYO	13025	10277	2748	10277	0
JUNIO	13645	10362	3283	10362	0
JULIO	14392	5339	9053	5339	0
AGOSTO	13744	4417	9327	4417	0
SEPTIEMBRE	11438	10249	1189	10249	0
OCTUBRE	9827	12098	-2271	0	2271
NOVIEMBRE	7531	11918	-4387	0	4387
DICIEMBRE	7160	11984	-4824	0	4824
Total (kWh/año)	127960	120809	7151	61013	20158

Tabla 19. Balance energético de la instalación con compensación, término variable. (Elaboración propia).

En color violeta se puede observar la energía inyectada a red sin ser compensada por superar la energía consumida por el centro, lo cual conlleva coste cero del término variable en esos meses como se puede ver en las casillas remarcadas en verde oscuro.

De color rojo se han marcado los meses en los cuales la compensación no cubrirá el coste total del término variable de la energía consumida por el centro.

La casilla en verde fosforito, indica el total de energía a pagar por el usuario anualmente.

6.2.4 *Amortización*

Para realizar el estudio de amortización de la nueva instalación solar fotovoltaica, se han elaborado dos tablas. En la primera (tabla 20) se ha aplicado el incentivo del 90% de la Junta de Andalucía destinado a centros educativos, mientras que en la segunda (tabla 21), se ha aplicado el incentivo del 45% para integración arquitectónica de la instalación. En ambas tablas, en la franja de beneficio del centro con instalación solar FV, se ha marcado de color verde las casillas que marca el inicio de obtención de beneficio gracias a la instalación y de color amarillo las casillas que marcan el año en el cual es amortizada la inversión realizada.

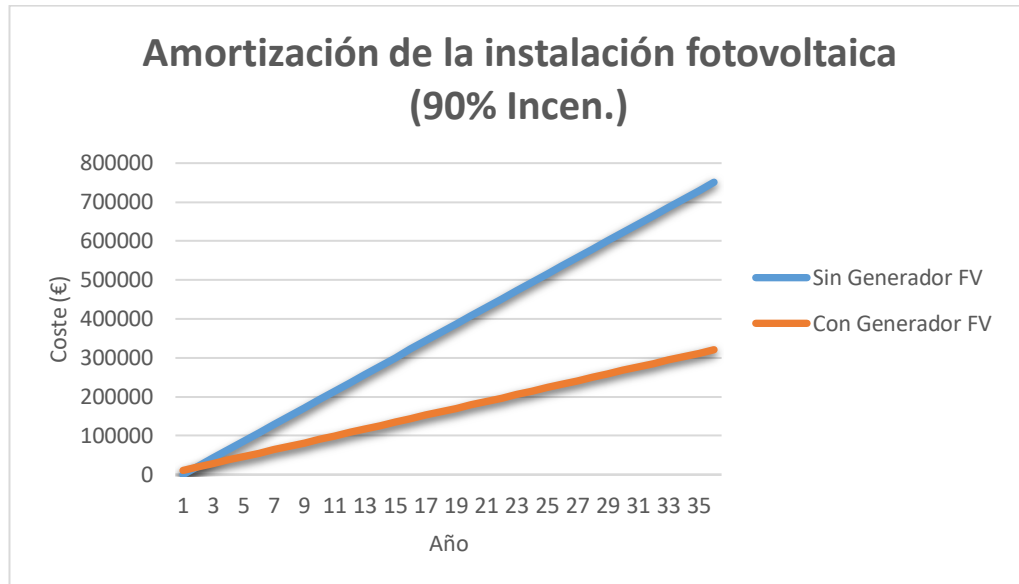
SIN GENERADOR FV	AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Coste Término Potencia (€/kW anual)	0	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208
	Coste Término Energía (€/kWh anual)	0	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251
	BALANCE ANUAL SIN GENERADOR FV (€)	0	21459	42918	64377	85836	107295	128754	150213	171672	193131	214590
CON GENERADOR FV	Inversión Inicial (€)	106606	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coste Término Energía no compensada (€/kWh anual)	-	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025
	Coste Término Potencia (€/kW anual)	-	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208
	Coste de mantenimiento (€)	-	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	BALANCE ANUAL CON GENERADOR FV (€)	10661	19667	28523	37379	46235	55091	63947	72803	81659	90515	99371
	BENEFICIO (€)	-10661	1792	14395	26998	39601	52204	64807	77410	90013	102616	115219
	INCENTIVO	95945,526										

Tabla 20. Amortización de la instalación fotovoltaica (90% Incentivo). (Elaboración propia)

SIN GENERADOR FV	AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Coste Término Potencia (€/kW anual)	0	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208
	Coste Término Energía (€/kWh anual)	0	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251	15251
	BALANCE ANUAL SIN GENERADOR FV (€)	0	21459	42918	64377	85836	107295	128754	150213	171672	193131	214590
CON GENERADOR FV	Inversión Inicial (€)	106606	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coste Término Energía no compensada (€/kWh)	-	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025	2648,025
	Coste Término Potencia (€/kW anual)	-	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208	6208
	Coste de mantenimiento (€)	-	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	BALANCE ANUAL CON GENERADOR FV (€)	58633	67639	76495	85351	94207	103064	111920	120776	129632	138488	147344
	BENEFICIO (€)	-58633	-46180	-33577	-20974	-8371	4231	16834	29437	42040	54643	67246
	INCENTIVO	47972,763										

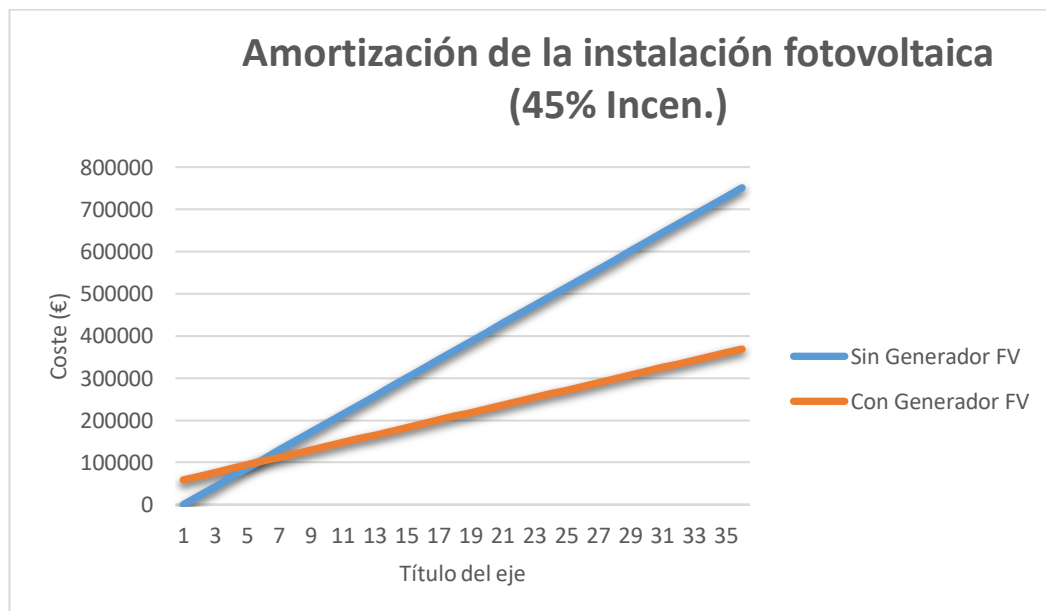
Tabla 211. Amortización de la instalación fotovoltaica (45% Incentivo). (Elaboración propia)

Mediante la gráfica 3 junto a la tabla 20, se observa que, gracias al incentivo del 90%, el coste de la instalación es prácticamente insignificante y la amortización se realizaría en apenas dos años.



Gráfica 3. (Elaboración propia)

En el caso más desfavorable de recibir el incentivo del 45%, igualmente sería rentable la instalación puesto que en 10 años el coste de la instalación es amortizado.



Gráfica 4. (Elaboración propia)

Como se puede observar, gracias a los incentivos anteriormente mencionados, se obtiene un ahorro económico importante en cuanto a los gastos de energía eléctrica del centro educativo.

Si se establece un periodo de vida útil de la instalación de unos 30 años, el beneficio acumulado aplicando un incentivo del 90% durante este periodo es de 264.662€. Mientras que si se aplica un incentivo del 45% el beneficio acumulado será de 252.060€.

7 DISCUSIÓN

La realización del presente TFG ha consistido en un Estudio Tecno-Económico para la instalación de un generador solar fotovoltaico sobre las cubiertas de los edificios del Centro Educativo "IES Reyes de España" situado en el municipio de Linares (Jaén).

El principal objetivo es estimar la rentabilidad que le supone al centro la instalación del generador fotovoltaico, al mismo tiempo que se contribuye al empleo de energía limpias y respetuosa con el medioambiente.

Tras realizar el estudio técnico, se han propuesto dos ubicaciones del generador fotovoltaico: sobre la cubierta de un solo edificio o sobre varios edificios. Finalmente, se ha estimado oportuno la instalación íntegra del generador FV sobre un solo edificio, el "A". Además, la instalación será de autoconsumo con vertido a red, lo cual permitirá al centro, según la actual legislación, obtener una compensación económica por la energía inyectada a red en caso de excedentes, hasta alcanzar la potencia contratada con la compañía suministradora.

Finalmente, tras elaborar un estudio económico, se han puesto sobre la mesa las diversas alternativas de obtener un incentivo por parte de la Junta de Andalucía mediante los fondos destinados a tales actuaciones y aplicando ambos incentivos (45% y 90%), la instalación sale económicamente rentable. En no más de 10 años, en el caso menos beneficioso (incentivo del 45%), se amortizará la inversión realizada.

8 CONCLUSIÓN

Se cierra el presente TFG, considerando viable técnica y económicamente, la instalación del generador fotovoltaico puesto que el centro comenzará a beneficiarse económicamente en un corto periodo de tiempo y cumplirá respetuosamente con el medioambiente.

9 ANEXOS

9.1 ANEXO A: Fichas Técnicas.







HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE
395 W ~ 415 W
CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P

MORE POWER

-  24 % more power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
-  Low NMOT: $42 \pm 3^\circ\text{C}$
Low temperature coefficient (Pmax): $-0.37\% / ^\circ\text{C}$
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Cell crack risk limited in small region, enhance the module reliability
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CEC AU
 IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE
 UL 1703: CSA
 Take-e-way





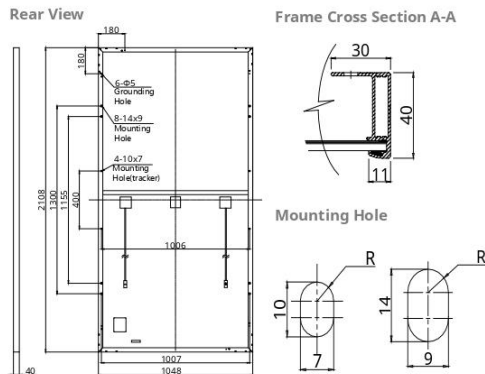



* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, and ammonia tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

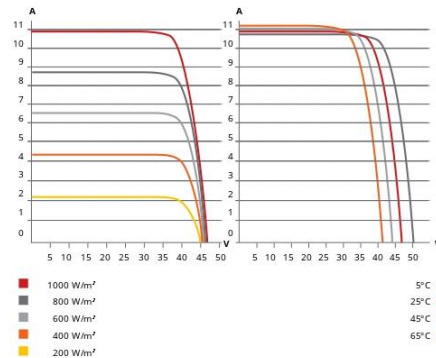
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	293 W	297 W	301 W	304 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.1 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.35 A	8.42 A	8.48 A	8.52 A	8.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.72 A	8.78 A	8.85 A	8.90 A	8.97 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

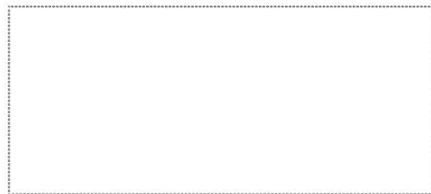
Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

January 2018. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.571_EN



SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Rentable

- Máxima densidad de potencia con 75 kW y un peso de solo 77 kg
- Máx. rendimiento gracias a la posible proporción CC/CA de hasta el 150 %

Seguro

- La mayor disponibilidad de la planta por unidades de 75 kW
- SMA Inverter Manager como unidad de control central

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Soluciones de CC flexibles mediante cajas de conexión del generador específicas para el cliente

Innovador

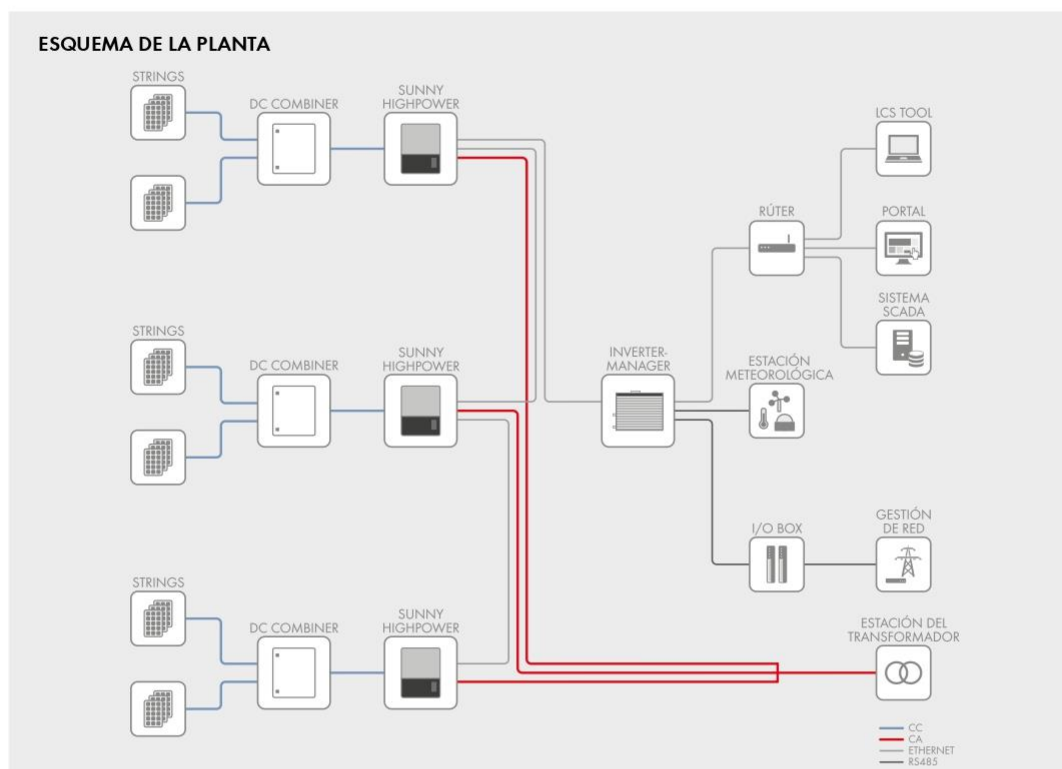
- Sistema pionero
- Innovador sistema de refrigeración activa

SUNNY HIGHPOWER PEAK1

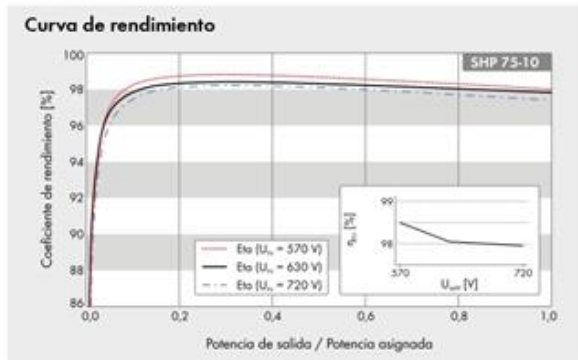
Lo mejor de dos mundos

El nuevo Sunny Highpower PEAK1 forma parte de una solución innovadora y global para plantas fotovoltaicas comerciales e industriales. La solución aúna las ventajas de una composición de planta descentralizada con las de los sistemas con inversores centrales, para combinar lo mejor de los dos mundos. Un alto rendimiento, un diseño flexible de la planta, una instalación y puesta en marcha sencillas así como unos bajos costes de mantenimiento contribuyen de forma decisiva a reducir los costes operativos de todo el sistema.

SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Datos técnicos	SMA Inverter Manager
Suministro de tensión	
Tensión de entrada	9 Vcc a 36 Vcc
Consumo de potencia	< 20 W
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	160/125/49 mm (6,3/4,9/1,9 in)
Peso	940 g (2 lb)
Cantidad máxima de inversores conectables	42
Tipo de protección	IP21
Montaje	Carril DIN o montaje mural
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 °C a +85 °C (-40° F a +185° F)
Humedad relativa del aire (sin condensación)	5 % a 95 %
Interfaces	
Interfaz de usuario del ordenador	Herramienta LCS
Interfaz de sensores/Protocolo	RS485/Modbus RTU para estaciones meteorológicas compatibles con SunSpec Alliance
Interfaz para el inversor	1 puerto ethernet (RJ45)
Interfaz para una red externa/Protocolo	6 DI a través de una SMA Digital I/O Box externa
Interfaz para el control remoto	1 puerto ethernet (RJ45)/Modbus TCP, SunSpec Alliance
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 n.º 60950-1-07, EN 55022 clase A, EN 60950-1, EN 61000-3-2 clase D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC parte 15, subparte B clase A
Modelo comercial SMA Inverter Manager	IM-20
Modelo comercial SMA Digital I/O Box	IM-DIO-10



● Equipamiento de serie ○ Opcional — No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizado: octubre de 2017

Datos técnicos	Sunny Highpower PEAK1
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	112500 Wp
Potencia asignada (CC)	86500 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión del MPP (a 400 Vca/a 480 Vca)	570 V a 800 V/685 V a 800 V
Tensión de entrada mín. (a 400 Vca/a 480 Vca)	565 V/680 V
Tensión de entrada de inicio (a 400 Vca/a 480 Vca)	600 V/720 V
Corriente de entrada máx./Corriente de cortocircuito máx.	140 A/210 A
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	1/1 (distribución por cajas de conexión del generador externas)
Tensión asignada de entrada de CC (a 400 Vca/a 480 Vca)	630 V/710 V
Salida (CA)	
Potencia asignada a tensión nominal	75000 W
Potencia máx. aparente de CA	75000 VA
Potencia reactiva máx.	75000 VAR
Tensión nominal de CA	3 / PE, 400 V a 480 V, ± 10 %
Rango de tensión de CA	360 V a 530 V
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/400 V
Corriente máx. de salida (a 400 Vca)	109 A
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 1 %
Fases de inyección/Fases de conexión	3 / 3
Rendimiento	
Rendimiento máx./Rendimiento europeo	98,8 %/98,2 %
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/Monitorización de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC/CA integrado	Tipo II/II + III (combinado)
Resistencia al cortocircuito de CA/Con separación galvánica	● / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	570/740/306 mm (22,4/29,1/12,0 in)
Peso	77 kg (170 lb)
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	58 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	< 3 W
Topología/Principio de refrigeración	Sin transformador/Activo
Tipo de protección (según IEC 60529/UL 50E)	IP65/NEMA 3R
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	95 %
Equipamiento/Función/Accesorios	
Conexión de CC/CA	Borne rosado/Borne rosado
Pantalla	Gráfica
Interfaz de datos	SunSpec Modbus TCP (a través del SMA Inverter Manager externo)
Posible funcionamiento aislado/diésel fotovoltaico	— / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	AS 4777, BDEW 2008, C10/11-2012**, CEI 0-16, DEWA 2015, EN 50438*, G39/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 62151, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, FEA 2015, R.D.661/2007, Res. n.º 7/2013, SIA777, TORD4**, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105**, VFR 2014 SHP 75-10
* No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438	
** Con limitaciones (consulte la declaración del fabricante)	
Modelo comercial	



CBL-DC-CMB2-10

Quick start guide
UM QS EN CBL-DC-CMB2-10

5 CBL-DC-CMB2-10

5.1 Ordering data

Products

Description	Type	Order No.	Pcs. / Pkt.
String combiner box for up to 12 photovoltaic strings	CBL-DC-CMB2-10	2400475	1

Accessories/replacement parts

Description	Type	Order No.	Pcs. / Pkt.
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 2A PV	3061295	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 4A PV	3061305	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 6A PV	3061318	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 8A PV	3061321	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 10A PV	3061334	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 12A PV	3061347	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 16A PV	3061350	10
Fuse, 10.3 mm x 38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristic	FUSE 10,3X38 20A PV	3061363	10
Closing cap, for closing unused bore holes in multiple seals and cable glands, diameter 8 mm.	SEALING PLUG 8X16 RD	1400257	10



Make sure you always use the latest documentation. It can be downloaded for the individual components at phoenixcontact.net/products.

5.2 Technical data

General data

Voltage (U_N)	DC 830 V
Max. continuous operating voltage (U_{CPV})	DC 1000 V
Rated insulation voltage (U_i)	DC 1000 V
Max. short-circuit current (I_{SCSTC})	16 A (per string)
Max. combined short-circuit current (I_{SCSTC})	192 A

Technical data

Housing	Fibox Arca 405021, polycarbonate
Housing dimensions (W x H x D in mm)	500 x 400 x 210
Mounting plate	MP 5040
Mounting plate dimensions (W x H in mm)	450 x 350
DIN rail	NS 35/15 PERF, steel galvanized and thick layer passivated, perforated, height 15 mm, width 35 mm
Weight	10 kg
Degree of protection	IP65
Protection class (0, I, II, III) according to DIN EN 61140	II (without separate grounding device)
Color (RAL)	RAL 7035

CBL-DC-CMB2-10

Technical data	
Type of cable entry	Cable glands
Torques	See "Torques for conductive connections" on page 16
Information on the installation location	See installation site information in section "General safety notes" on page 7
Ambient temperature (operation)	-25°C ... 60°C (derating above +45°C)
Ambient temperature (storage/transport)	-40°C ... 60°C
Humidity (operation/storage/transport)	5 ... 95%, non-condensing
Altitude	≤ 2000 m (amsl (above mean sea level))
DC input	
Number of strings	12
Fuse holder	24 x UK 10,3-HESI 1000 V
Fuse type	10.3 x 38 fuses for DC 1000 V
Fuse size	2 A ... 20 A
Terminals for + side	3 x STU 35/4X10
Terminals for - side	3 x STU 35/4X10 BU
Cable glands	24 x M16
Clamping area	5 ... 10 mm
Conductor cross section	4 ... 6 mm ²
Terminal type for + side	Screw connection with M5 screws (see "Torques for conductive connections" on page 16)
Terminal type for - side	Spring connection
DC output	
Cable glands	2 x M32
Clamping area	18 ... 25 mm
Conductor cross section solid	35 ... 95 mm ²
Conductor cross section solid AWG	2 - 4/0
Conductor cross section stranded	50 ... 95 mm ²
Conductor cross section stranded AWG	1/0 - 4/0
Conductor material	Copper or aluminum When connecting aluminum conductors, please refer to the "Notes and product release list for connecting aluminum conductors" document. This can be found at phoenixcontact.com in the download area for article 3010110.
Terminal type	Screw connection with M10 screws (see "Torques for conductive connections" on page 16)
Terminal output for + side	1 x UKH 150
Terminal output for - side	1 x UKH 150 BU

CBL-DC-CMB2-10

5.4 Housing dimensions

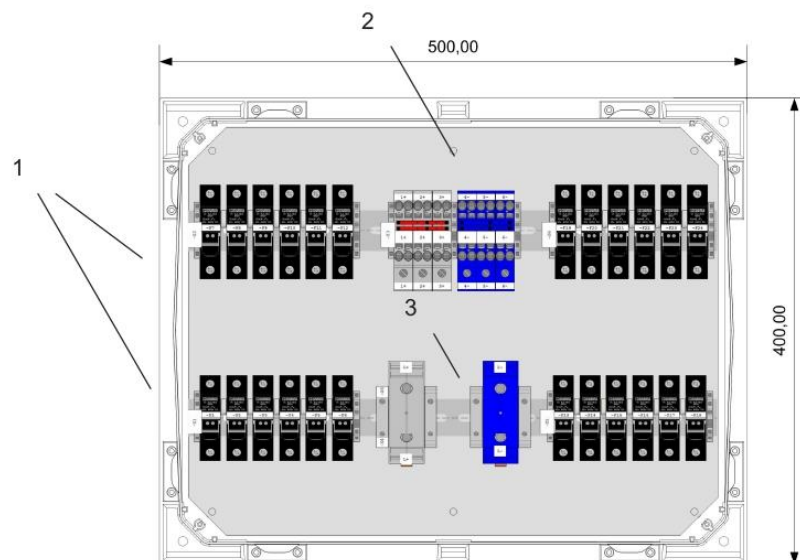


Figure 5-2 Housing dimensions/mounting plate layout - view from the front

Number	BMK	Component
1	F1 - F24	Fuse modular terminal block - UK 10,3-HESI 1000V
2	1+, 2+, 3+ 4-, 5-, 6-	Feed-through terminal block - STU 35/ 4X10 Feed-through terminal block - STU 35/ 4X10 BU
3	L+, L-	High-current connector - UKH 150/UKH 150 BU

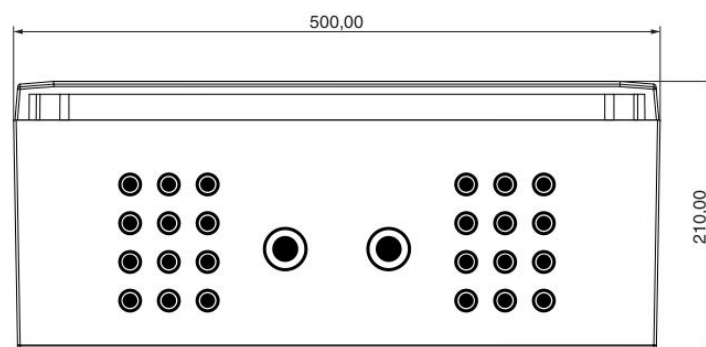


Figure 5-3 Housing dimensions - view from below



SMA ENERGY METER



Easy to Use

- Quick plug-and-play installation
- Graphic visualization of current measured values in Sunny Portal and local web UI

Flexible

- Space-saving, top-hat rail mounting in household distribution thanks to compact enclosure
- Flexible use in applications > 63 A thanks to external current transformers

- Suitable for universal use regardless of existing energy meter

High Performance

- Fast three-phase, bidirectional reading for effective energy management*
- Ideal coordination with SMA devices to ensure control tasks are carried out stably

SMA ENERGY METER

Universal recording of measured values for intelligent energy management

A high-performance measurement solution for intelligent energy management in PV systems with SMA devices. The SMA Energy Meter calculates phase-exact and balanced electrical measured values and communicates these via Ethernet in the local network. In this way, all data on grid feed-in and purchased electricity as well as PV generation by other PV inverters can be communicated to SMA systems frequently and with a high level of precision.

Integrating the SMA Energy Meter establishes, in all systems, an ideally coordinated system configuration that guarantees the highest performance and stability with the best cost savings and increased self-consumption.

* Can also be used in single-phase systems.

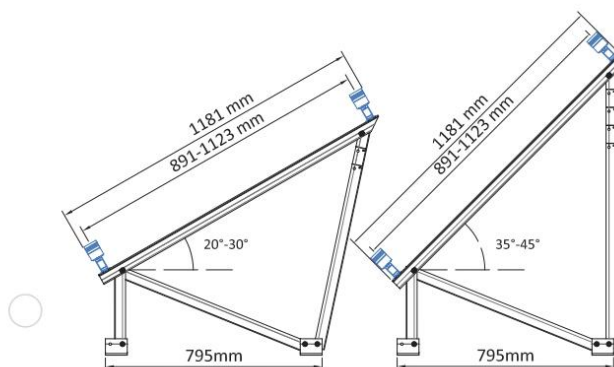


REGISTRATION NO. 1903421 SMA and Sunny Webbs are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Printed on FSC-certified paper. Changes to products and services, including those resulting from country-specific requirements, and deviations from technical data are subject to change without notice. SMA assumes no liability for errors or omissions. For the latest information, go to www.SMA-Solar.com



Soportes

Soporte triangular elevado 1181mm 20° - 45°

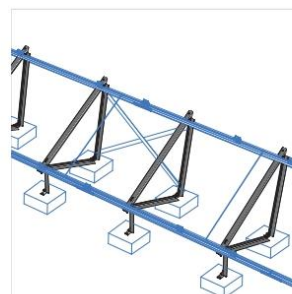
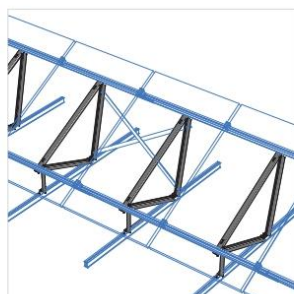


- Dos versiones estándar: soporte de 30° y soporte de 45°.
- Pata posterior marcada y taladrada para adaptarlos a ángulos intermedios. Bajo pedido se pueden servir con la pata ya cortada.
- Diseño de perfiles ASYM para conseguir mayor eficiencia con el menor peso.
- Fabricados completamente en aluminio de alta calidad 6082-T6.
- Tornillería de acero inoxidable A2-70.
- Aplicación que facilita el cálculo de los elementos necesarios en función de la cantidad de módulos a instalar y su ubicación.

(1) Anclajes a superficie base no incluidos.



Referencia	Denominación
1.07.0012-20	Soporte triangular elevado 20º dintel 1181mm
1.07.0012-25	Soporte triangular elevado 25º dintel 1181mm
1.07.0012-30	Soporte triangular elevado 20º,25º o 30º dintel 1181mm
1.07.0012-35	Soporte triangular elevado 35º dintel 1181mm
1.07.0012-40	Soporte triangular elevado 40º dintel 1181mm
1.07.0012-45	Soporte triangular elevado 35º,40º o 45º dintel 1181mm



IC-03467-SP

Solarstem®
c/Cal Ros dels Ocells, 20 | Pol. Ind. Coll de la Manyà
08403 Granollers | SPAIN
Tel. +34 933 072 817
mail: info@solarstem.com
www.solarstem.com

Solarstem® & CAD India Export PVT. LTD.
Survey No. 140, near Shell Petrol Pump, At Post. Bhukum, Tal. Mulshi
Pune 41057 | INDIA
Tel. +91 955 287 17 99
mail: india@solarstem.com
www.solarstem.com



Artículo nº KHT915

**Capacidad**

De 1 a 20 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 1 fila

Inclinación del módulo

Instalación integrada en la cubierta
Mantiene la inclinación existente

Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería - Acero Inoxidable

**Tamaño del módulo**

Soporte válido para módulos de hasta 72 células

Instalaciones recomendadas

Cubiertas de teja



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

Hoja de características del producto

Características

18662

NG125 - Interruptor automático magnetotérmico -
NG125N - 4P - 125A - curva C



Principal

Gama de producto	NG125
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 NG125
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	NG125N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	125 A en 40 °C
Tipo de red	CC CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	20 kA Icu en ≤ 500 V CC acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 25 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 50 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz 500 V CA 50/60 Hz ≤ 500 V CC 220...240 V CA 50/60 Hz 440 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x pol
[Ics] poder de corte en servicio	37,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz

01-feb-2020

Life Is On | Schneider Electric

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

	18,75 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 500 V CA 50/60 Hz 20 kA 100 % acorde a EN/IEC 60947-2 - ≤ 500 V CC
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	690 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta Prueba de disparo manual
Señalizaciones en local	Indicador de disparo Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	NO
Pasos de 9 mm	12
Altura	103 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	81 mm
Peso del producto	0,96 kg
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos
Preparado para candado	Con candado
Descripción de las opciones de bloqueo	Candado integrado
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel 16...70 mm² rígido Terminales de tipo túnel 10...50 mm² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	20 mm
Par de apriete	6 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN/IEC 60947-2
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK05 acorde a EN/IEC 62263
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Temperatura ambiente de funcionamiento	-30...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...70 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China

Hoja de características del producto

Características

19042

Bloque diferencial - Vigi NG125 - 4P - 125A - 300mA



Principal

Tipo de producto o componente	Bloque Vigi
Nombre corto del dispositivo	Vigi NG125
Número de polos	4P
[In] Corriente nominal	125 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	230...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a IEC 60947-2
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Conexión eléctrica a MCB	Mediante tornillos
Pasos de 9 mm	11
Altura	118 mm
Anchura	207 mm
Profundidad	81 mm
Peso del producto	0,8 kg
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos acorde a IEC 60947-2
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel 10...50 mm² Flexible

31-ene-2020

	Terminales de tipo túnel 16...70 mm ² rígido
Longitud de cable pelado para conectar bombas	20 mm
Par de apriete	6 N.m

Entorno

Normas	IEC 60947-2
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60947-2
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a IEC 60947-2
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1003875



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD

MÁXIMA PELABILIDAD
 Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

LIMPIO Y ECOLÓGICO
 La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF-STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).



V-2018.02.26

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

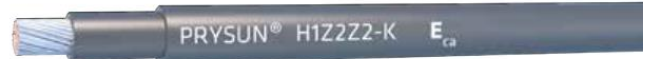
CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

PRYSUN

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90°C (120°C 20 000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 para IEC 60811-403 ; EN 50618 Tab.2 para EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 Anexo B y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C (N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide) para IEC 60811-404; EN 60811-404
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-503; EN 50618 Tab.2 para EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 para EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C para IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C para EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

PRYSUN

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C por 20 000 h)

Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

9.2 ANEXO B: Presupuesto Detallado.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
CAPÍTULO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO									
1.1	ud Módulo Fotovoltaico								
1.001	Panel Fotovoltaico CanadianSolar HiKu Super High Power Poly Perc Module CS3W – 415P						209,00	250,68	53.645,52
TOTAL CAPÍTULO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.								53.645,52	

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
CAPÍTULO 2 ESTRUCTURA SOPORTE MÓDULOS FV									
2.1	ud Estructura Paneles Solares Sunfer KH915 VR								
2.001	Instalación integrada en la cubierta manteniendo la inclinación existente, con capacidad de 1 a 20 módulos fotovoltaicos dispuestos en una fila. Incluso tornillería y accesorios necesarios para la instalación.						11,00	39,69	436,59
2.2	ud Soporte triangual elevado 1181mm 45°								
2.002	Instalación integrada en la cubierta manteniendo la inclinación existente, con capacidad de 1 a 20 módulos fotovoltaicos dispuestos en una fila. Incluso tornillería y anclaje a superficie.						2,00	43,85	87,70
TOTAL CAPÍTULO 2 ESTRUCTURA SOPORTE MÓDULOS FV.									524,29

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
CAPÍTULO 3 INVERSOR Y CAJA DE CONEXIÓN									
3.1	ud Inversor Sunny Highpower Peak 1								
3.001	Incluso SMA Inverte Manager para la gestión del generador, LCS-Tool para su puesta en marcha y accesorios para su instalación.						1,00	4.840,00	4.840,00
3.2	ud Caja de conexión CBL-DC-CMB2-10								
3.002	Con 12 salidas para strings incluso portafusibles para diferentes niveles de amperaje. Incluye accesorios de anclaje.						1,00	270,00	270,00
TOTAL CAPÍTULO 3 INVERSOR Y CAJA DE CONEXIÓN.								5.110,00	

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
CAPÍTULO 4 CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE M									
4.1	ud MEDIDOR BIDIRECCIONAL								
4.001	Modelo SMA Energy Meter, el cual cuenta con salida de cable de datos para controlar a distancia el consumo y vertido de energía eléctrica del centro educativo.						1,00	399,46	399,46
4.4	ml CABLEADO NEGRO DC 1 x 35 mm2								
4.004	Metro lineal de cable para instalaciones interiores o receptoras PRYSUN H1Z2Z2-K 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.) EN 50618; IEC 62930.						1,00	2,80	2,80
4.5	ml CABLEADO ROJO DC 1 x 35 mm2								
4.005	Metro lineal de cable para instalaciones interiores o receptoras PRYSUN H1Z2Z2-K 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.) EN 50618; IEC 62930.						1,00	2,80	2,80
4.6	ud CABLEADO AC 1 x 35 mm2								
4.006	Bobina de 100ml de cable para instalaciones interiores o receptoras AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS) 0,6/1kV, UNE 21123-4.						2,00	300,00	600,00
4.7	ud CABLEADO AC 1 x 16 mm2								
4.007	Bobina de 50ml de cable para instalaciones interiores o receptoras AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS) 0,6/1kV, UNE 21123-4.						1,00	120,00	120,00
4.8	ud CABLEADO PROTECCIÓN 1 x 4 mm2								
4.008	Bobina de 100 ml de conductor de cobre 1x4mm2 0,6/1kV.						2,00	75,00	150,00
4.9	ud CABLEADO PROTECCIÓN 1 x 16 mm2								
4.009	Bobina de 100 ml de conductor de cobre 1x16mm2 0,6/1kV.						1,00	120,00	120,00
4.10	ud FUSIBLE								
4.010	10,3 x 38 12A PV Phoenix Contac						22,00	3,67	80,74
4.11	ud INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO								
4.011	NG125N-4P-125 A-Curva C, Schneider.						1,00	257,65	257,65

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
4.12	ud BLOQUE DIFERENCIAL								
4.012	Vigi NG125-4P-125A-300mA, compatible con el Interruptor Magnetotérmico NG125N.						1,00	316,02	316,02
4.13	ml REHIBAND								
4.013	Bandeja de rejilla REJIBAND, marca pemsu, dimensiones 36x100mm, de fácil manipulación, su sistema cortar-doblar y unir permite adaptarse fácilmente a cada instalación.						7,00	4,37	30,59
4.14	ml CANALETA								
4.014	Canal Kib Euroquint 60x150mm - Legrand.						60,00	22,35	1.341,00
4.15	ud CAJA PARA PROTECCIONES DE AC								
4.015	Cuadro estanco Plexo 3 Legran IP65 de 1Fila y 18 Módulos con carril DIN.						1,00	51,32	51,32
TOTAL CAPÍTULO 4 CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDA									3.472,38

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
CAPÍTULO 5 MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA									
5.1	h INSTALACIÓN, MONTAJE Y CONEXIONADO								
5.001	De los módulos fotovoltaicos, caja de conexión, inversor, protecciones eléctricas y tendido el cableado de alimentación eléctrica, incluso medios mecánicos necesarios.						40,00	100,00	4.000,00
5.2	H GRÚA DE TIJERA								
5.002	Para elevar los paneles fotovoltaicos y las estructuras de soporte de estos hasta la cubierta del edificio.						3,00	95,00	285,00
TOTAL CAPÍTULO 5 MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA.								4.285,00	

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
IES REYES DE ESPAÑA

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Medición	Precio	Presupuesto
CAPÍTULO 6 INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA									
6.1 6.001	ud REALIZACIÓN DE PROYECTO EJECUTIVO DE LA INSTALACIÓN								
							1,00	3.500,00	3.500,00
6.2 6.002	ud REALIZACIÓN DE GESTIÓN Y TRÁMITES ADMINISTRATIVOS PARA LA LEGALIZACIÓN								
							1,00	2.500,00	2.500,00
6.3 6.003	ud DIRECCIÓN DE OBRA								
							1,00	1.000,00	1.000,00
TOTAL CAPÍTULO 6 INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA.								7.000,00	

10 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad de generación global de potencia neta añadida en 2017 por la tecnología principal. (Michael Schmela, SolarPowerPower Europe, 2019)	7
Figura 2. Coste de generación eléctrica solar en comparación con otras fuentes de energía 2009-2018. (Michael Schmela, SolarPowerPower Europe, 2019)	8
Figura 3. Evolución de la capacidad instalada solar PV anual global 2000-2018. (Michael Schmela, SolarPowerPower Europe, 2019)	8
Figura 4. Capacidad instalada solar PV anual europea 2000-2018. (Michael Schmela, SolarPowerPower Europe, 2019)	9
Figura 5. Capacidad instalada FV solar total europea 2000-2018. (Michael Schmela, SolarPowerPower Europe, 2019)	10
Figura 6. Potencia solar FV instalada. Sistema eléctrico nacional. (Red Eléctrica de España (REE), 2018)	10
Figura 7. Potencia solar FV instalada a 31.12.2017. Sistema eléctrico nacional por CC. AA. [MW]. (Red Eléctrica de España (REE), 2018)	11
Figura 8. Estructura atómica de un material semiconductor intrínseco. (Salvador Escoda S.A., 2017)	12
Figura 9. A la izquierda semiconductor tipo P y a la derecha tipo N. (Salvador Escoda S.A., 2017)	13
Figura 10. Unión P-N. (Salvador Escoda S.A., 2017)	13
Figura 11. Conexión células solares. (Salvador Escoda S.A., 2017)	15
Figura 12. Curva característica Tensión/Corriente/Potencia módulo fotovoltaico. (Salvador Escoda S.A., 2017)	16
Figura 13. Conexión en serie de 3 módulos. (AutoSolar Energía del Perú, 2018)	17
Figura 14. Conexión en paralelo de 3 módulos. (AutoSolar Energía del Perú, 2018)	17
Figura 15. Conexión mixta de 3 módulos. (AutoSolar Energía del Perú, 2018)	18
Figura 16. Soporte módulo fotovoltaico. (Google imágenes, s.f.)	18
Figura 17. Inversor en instalación aislada de red. (Salvador Escoda S.A., 2017)	19
Figura 18. Instalación solar FV con vertido a red. (Vera, 2019)	19
Figura 19. Autoconsumo en función de excedentes. (Albasolar, 2019)	23
Figura 20. Autoconsumo en función de la propiedad. (Albasolar, 2019)	23
Figura 21. Autoconsumo en función de permisos de acceso y conexión. (Albasolar, 2019)	24

Figura 22. Autoconsumo en función de inscripción en el registro administrativo de autoconsumo. (Albasolar, 2019)	24
Figura 23. Vista aérea I.E.S. Reyes de España. (Google maps, 2019).....	25
Figura 24. Irradiancias Global, Directa y Difusa en las capitales de provincia [1983-2005]. (AEMET)	26
Figura 25. Vista aérea I.E.S. Reyes de España. (Google maps, 2019).....	28
Figura 26. Cuarto técnico.	28
Figura 27. CGBT	29
Figura 28. Nueva canalización alimentación CGBT edificio A.	29
Figura 29. Recorrido nueva canalización de entrada al cuarto técnico.	29
Figura 30. Bajante de la nueva canalización.....	30
Figura 31. Nueva canalización planta tercera hasta el acceso a la cubierta del edificio A.	30
Figura 32. Cuarto de acceso a la cubierta del edificio A.	31
Figura 33. Cubierta del edificio A.....	31
Figura 34. Tarifa eléctrica contratada por el centro. (Endesa, s.f.).....	32
Figura 35. Discriminación horaria tarifa 3.1A. (Endesa, s.f.)	32
Figura 36. Inversor modelo Sunny Highpower Peak 1 de la casa SMA. (SMA, s.f.)	35
Figura 37. DC String Combiner Box CMB02 for STP60/75 con 12 entradas de strings. (SMA, s.f.)	36
Figura 38. Medidor bidireccional SMA ENERGY METER. (SMA, s.f.)	37
Figura 39. Panel FV HiKu Super High Power Poly Perc Module CS3W – 415P. (CanadianSolar, s.f.).....	38
Figura 40. Ángulo de azimut. (Pareja-Aparicio, 2009).....	39
Figura 41. Acimut de la instalación fotovoltaica. (Google maps, 2019)	39
Figura 42. Inclinación de los paneles sobre estructura triangular metálica.....	40
Figura 43. Configuración de conexionado en serie.	41
Figura 44. Configuración de conexionado en paralelo.	42
Figura 45. Estructura Soporte Placas Solares para Cubierta de Teja con Varilla. (Teknosolar, s.f.).....	44
Figura 46. Soporte triangular elevado 1181 20°-45° (solarstem, s.f.).....	45
Figura 47. Irradiancia mensual sobre plano fijado. (Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2020).....	46
Figura 48. Determinación de límites de inclinación para un ángulo de azimut determinado. (IDAE, 2011)	47
Figura 49. Límites admisibles para un ángulo de azimut de -21°.	48

Figura 50. Curva de rendimiento del inversor Sunny Highpower Peak (SMA, s.f.).	52
Figura 51. Diferentes tramos del cableado de la instalación.	56
Figura 52. PRYSUN H1Z2Z2-K. (prysmianclub, 2019)	56
Figura 53. Afumex Class 1000 V (AS). (prysmianclub, 2019)	57
Figura 54. Fusible 10,3X38 12A PV (phoenixcontact, s.f.)	64
Figura 55. Interruptor automático magnetotérmico - NG125N - 4P - 125 A – Curva C (schneider, 2020).	67
Figura 56. Bloque diferencial – Vigi NG125 – 4P – 125A – 300mA (schneider, 2020)	67
Figura 57. Esquema lógico para la tramitación de la solicitud del incentivo. (Agencia Andaluza de la Energía, 2020)	71

11 ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1	40
Ecuación 2	41
Ecuación 3	42
Ecuación 4	42
Ecuación 5	43
Ecuación 6	43
Ecuación 7	44
Ecuación 8	48
Ecuación 9	49
Ecuación 10.....	50
Ecuación 11.....	50
Ecuación 12.....	54
Ecuación 13.....	59
Ecuación 14.....	59
Ecuación 15.....	63
Ecuación 16.....	65
Ecuación 17.....	65
Ecuación 18.....	66

12 ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Producción estimada anual bruta vs neta.	54
Gráfica 2. Comparación entre la energía generada FV y energía consumida..	55
Gráfica 3. (Elaboración propia)	76
Gráfica 4. (Elaboración propia)	76

13 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas a la hora de elegir la tecnología de una placa solar FV. (Salvador Escoda S.A., 2017)	14
Tabla 2. Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H). (Ministerio de Fomento: Secretaría de Estado de Infraestructuras, Transporte y Vivienda, 2017)	26
Tabla 3. Consumo eléctrico año 2018. (Facturas del Centro IES Reyes de España)	33
Tabla 4. Especificaciones inversor modelo Sunny Highpower Peak 1 de la casa SMA. (SMA, s.f.)	36
Tabla 5. Especificaciones panel FV HiKu Super High Power Poly Perc Module CS3W – 415P. (CanadianSolar, s.f.)	38
Tabla 6. Radiación solar diaria y mensual. (Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2020)	46
Tabla 7. Característica de temperatura del módulo Super Highpower Poly Perc. .	49
Tabla 8. Pérdidas por temperatura.	50
Tabla 9. Resumen de pérdidas del generador fotovoltaico.	53
Tabla 10. Performance Ratio Mensual (PR).	53
Tabla 11. Estimación de la energía inyectada bruta y neta.	54
Tabla 12. Balance Ep neta vs E inyectada a red.	55
Tabla 13. Tabla A, Intensidades admisibles (A) para cables con conductores de cobre, no enterrados Temperatura ambiente 40 °C en el aire. (REBT-02, 2019)	58
Tabla 14. Tabla A, Intensidades admisibles (A) para cables con conductores de cobre, no enterrados Temperatura ambiente 40 °C en el aire. (REBT-02, 2019)	61
Tabla 15. Tabla A, Intensidades admisibles (A) para cables con conductores de cobre, no enterrados Temperatura ambiente 40 °C en el aire. (REBT-02, 2019)	62
Tabla 16. Sección del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. (REBT-02, 2019)	64
Tabla 17. Relación entre las secciones de los conductores de protección y las de fase. (REBT-02, 2019)	68
Tabla 18. Incentivos para aprovechamiento de energía solar en viviendas, pymes y edificios. Programa para el desarrollo energético sostenible de Andalucía. (Agencia Andaluza de la Energía, 2020)	71
Tabla 19. Balance energético de la instalación con compensación, término variable. (Elaboración propia)	72

Tabla 20. Amortización de la instalación fotovoltaica (90% Incentivo). (Elaboración propia)	74
Tabla 211. Amortización de la instalación fotovoltaica (45% Incentivo). (Elaboración propia)	75

14 BIBLIOGRAFÍA

- [AEMET. \(s.f.\). Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. 110. Recuperado el 1 de Agosto de 2019, de \[www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiación_24042012.pdf\]\(http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiación_24042012.pdf\)](#)
- [Albasolar. \(8 de Abril de 2019\). *albasolar*. Recuperado el 31 de 7 de 2019, de <https://albasolar.es/wp-content/uploads/2019/04/Mejoras-con-RD-244-resumen-1.pdf>](#)
- [AutoSolar Energía del Perú. \(24 de 07 de 2018\). *autosolar.pe*. Obtenido de <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>](#)
- [CanadianSolar. \(s.f.\). Recuperado el 19 de 9 de 2019, de <https://www.canadiansolar.com/solarPanels/detail/26>](#)
- [Google imágenes. \(s.f.\).](#)
- [Google maps. \(1 de Agosto de 2019\). Obtenido de <https://www.google.com/maps/>](#)
- [Greening Ingeniería. \(26 de Junio de 2019\). *Greening Ingeniería*. Recuperado el 1 de Agosto de 2019, de \[greeningingenieria.com/autoconsumo-fotovoltaico-en-colegios-5-casos-de-exito/\]\(http://greeningingenieria.com/autoconsumo-fotovoltaico-en-colegios-5-casos-de-exito/\)](#)
- [Michael Schmela, SolarPowerEurope. \(2019\). *Global Market Outlook For Solar Power / 2019-2023*.](#)
- [Ministerio de Fomento: Secretaría de Estado de Infraestructuras, Transporte y Vivienda. \(Junio de 2017\). Documento Básico HE Ahorro de energía. 64. Obtenido de <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DBHE.pdf>](#)
- [Pareja-Aparicio, M. \(2009\). Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada. Marcombo.](#)
- [Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\). \(23 de 9 de 2019\). Obtenido de \[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html\]\(https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html\)](#)
- [Red Eléctrica de España \(REE\). \(2018\). *Las energías renovables en el sistema español 2017*.](#)
- [Salvador Escoda S.A. \(2017\). *Libro blanco de las energías renovables*.](#)
- [SMA. \(s.f.\). Recuperado el 19 de 9 de 2019, de <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-highpower-peak1.html>](#)
- [Vera, D. \(2019\). *Apuntes Energías Alternativas*.](#)

15 PLANOS

A continuación, se presentan los siguientes planos:

1. Dimensiones de las cubiertas valoradas.
2. Distribución de los módulos fotovoltaicos.
3. Esquema Unifilar simplificado de la instalación.

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

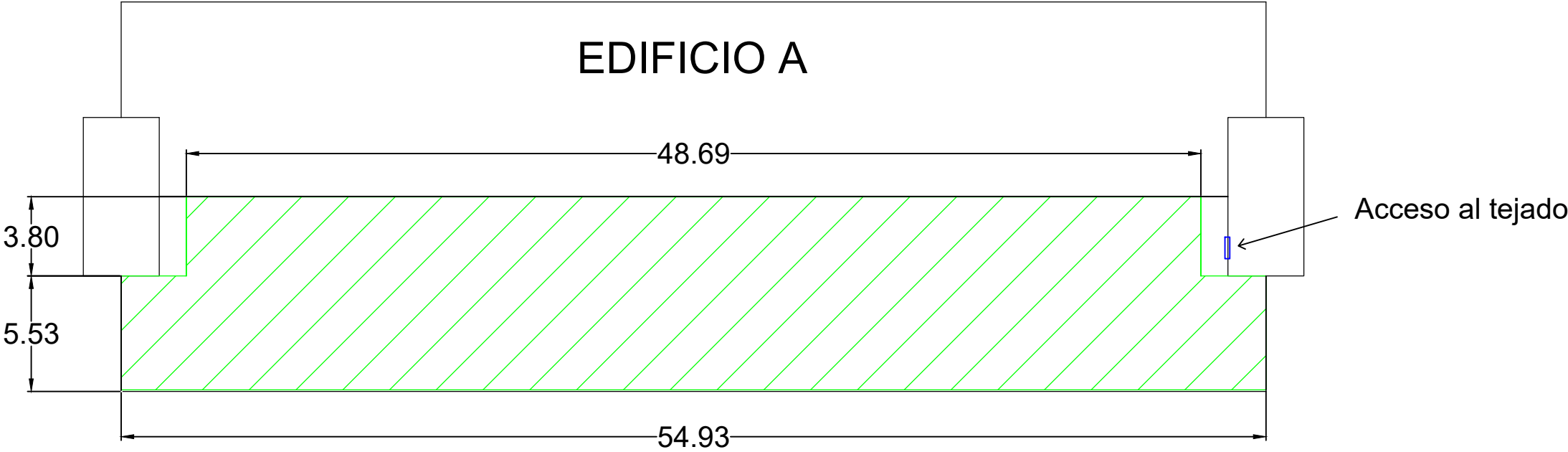
17

18

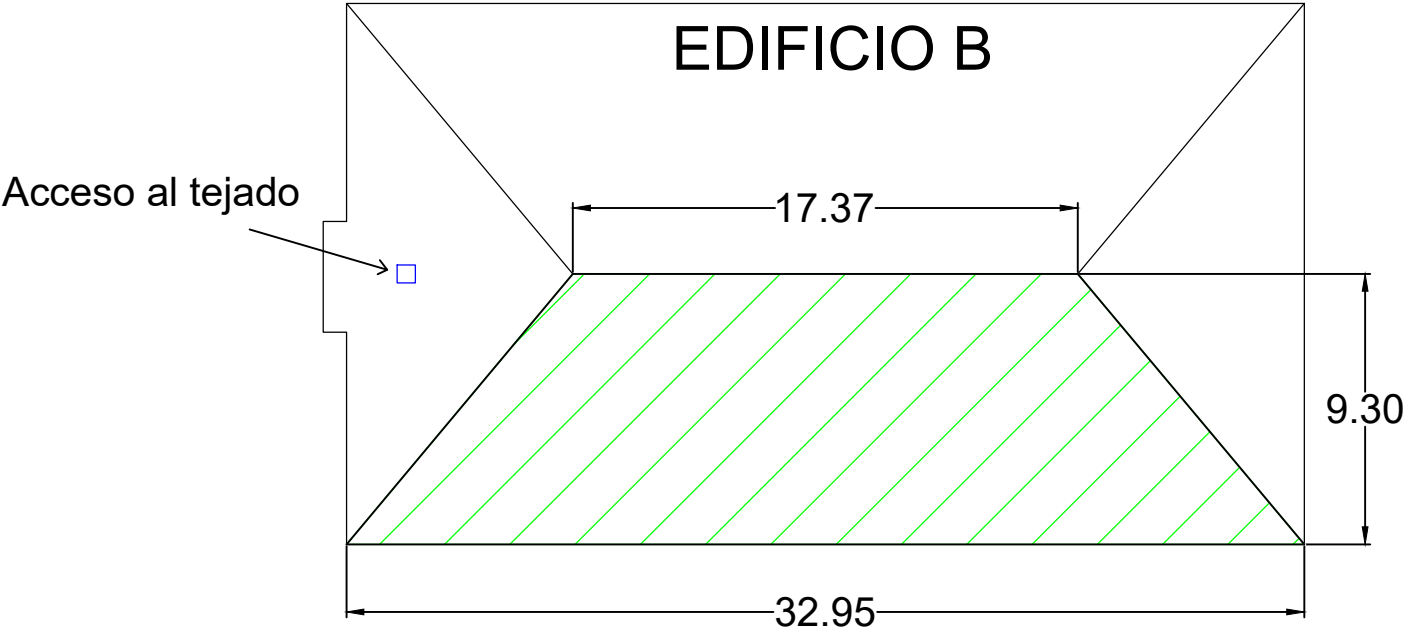
19

20

EDIFICIO A



EDIFICIO B



Superficie Edificio A: 488,8 m2
Superficie Edificio B: 234 m2

TÍTULO:
DIMENSIONES DE LAS CUBIERTAS VALORADAS



Universidad de Jaén

DIBUJADO POR:	Pablo Raya
REVISADO POR:	David Vera
APROBADO POR:	Pablo Raya

REV.1	0.0
EDIC.:	1.0
ESCALA:	N.A.

Proyecto:		Estudio tecno-económico para una instalación solar FV para el instituto de educación secundaria ``Reyes de España`` situado en Linares	
HOJA Nº:	1	PLANO:	1/3

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

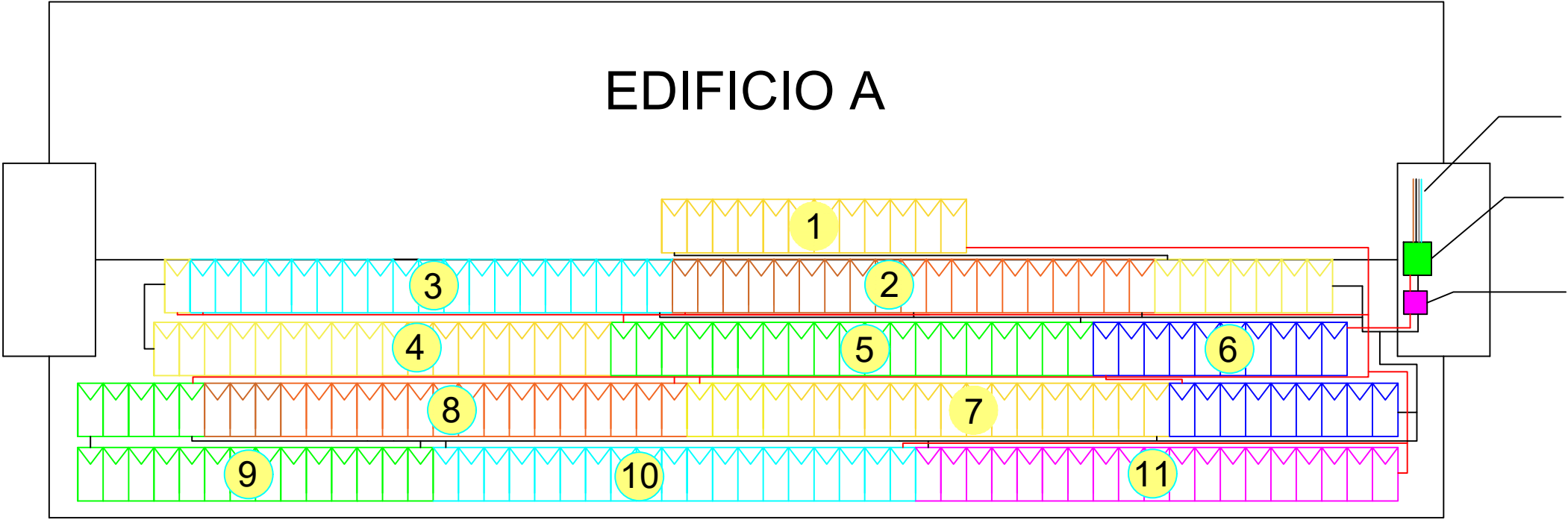
17

18

19

20

EDIFICIO A



A Protecciones AC
Inversor
Caja Conexiones
y fusibles

209 paneles
11 strings -> 19 paneles



Módulo FV



Enumeración String

TÍTULO:

DISTRIBUCIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Universidad de Jaén

DIBUJADO POR:

Pablo Raya

REV.1

0.0

REVISADO POR:

David Vera

EDIC.:

1.0

APROBADO POR:

Pablo Raya

ESCALA:

N.A.

Proyecto:

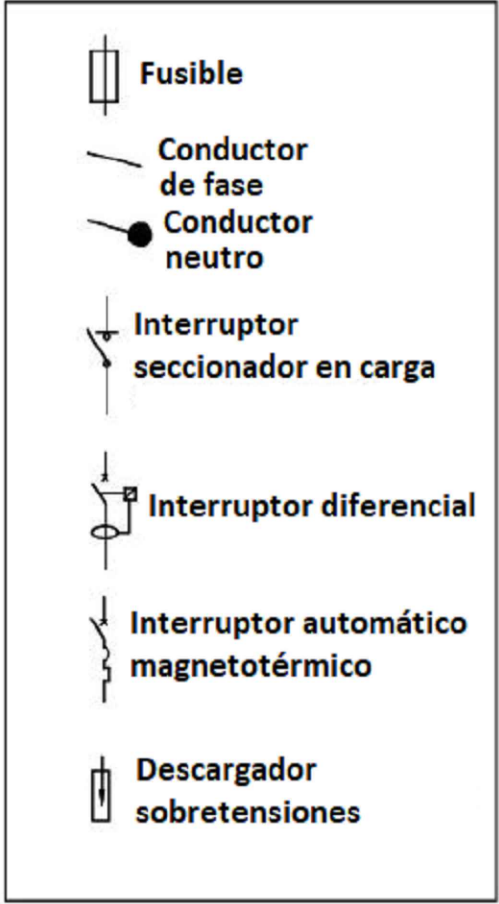
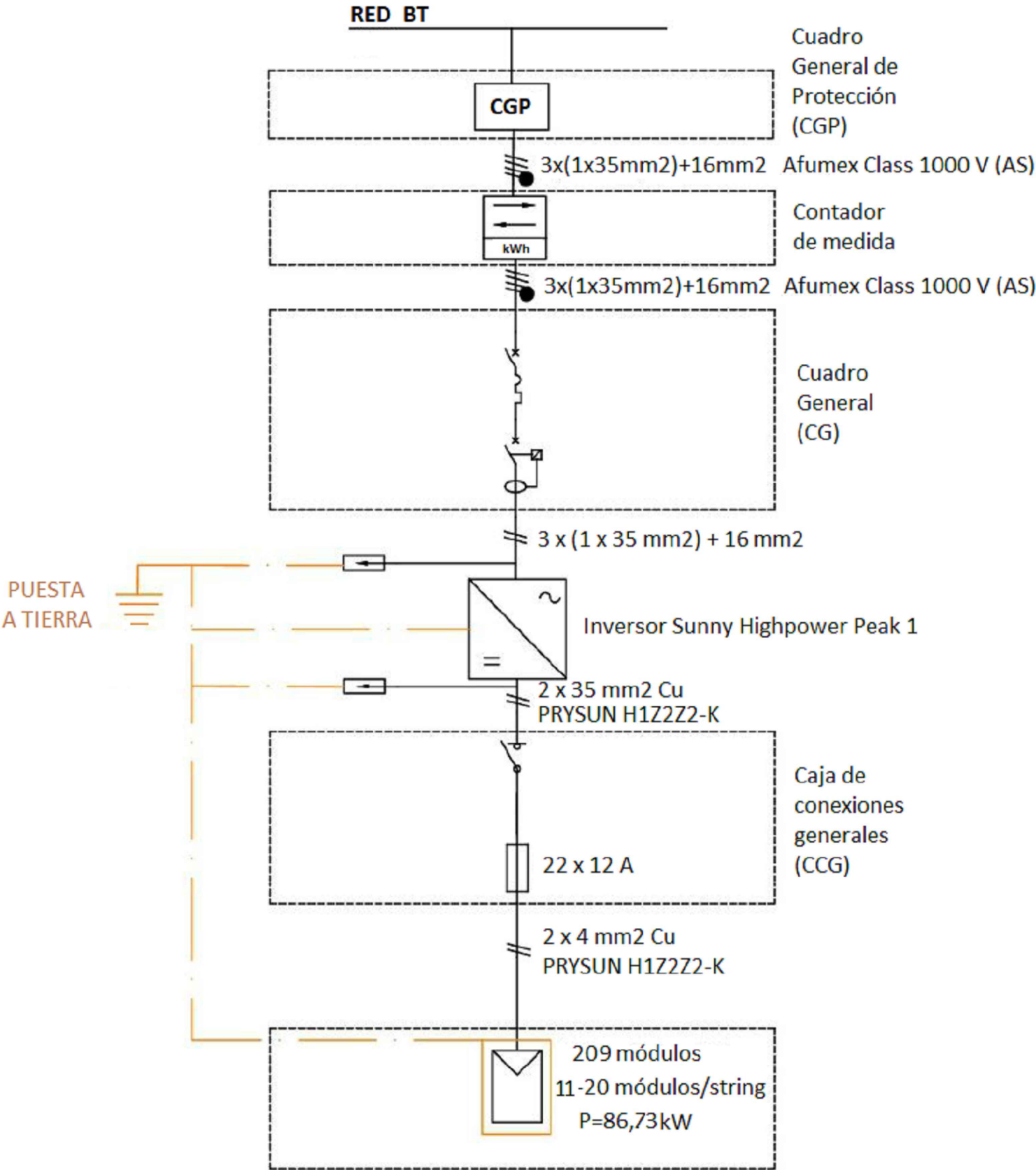
Estudio tecno-económico para una instalación solar FV para el instituto de educación secundaria ``Reyes de España`` situado en Linares

HOJA Nº:

1

PLANO:

2/3



TÍTULO:
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO