



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE MADRID

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED Y
RECARGA RÁPIDA DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS**

Autor: Daniel Fernández Durán

Tutor de Proyecto: Jaime Rodríguez Arribas

Septiembre 2016

1.	Introducción	6
1.1.	Objeto.....	6
1.2.	La energía solar fotovoltaica	6
1.2.1.	Conceptos teóricos.....	6
1.2.2.	Componentes de un sistema fotovoltaico	9
1.2.3.	Estado actual de la energía fotovoltaica en España.....	11
1.2.4.	Futuro de la energía fotovoltaica en España.....	12
1.3.	El vehículo eléctrico.....	13
1.3.1.	Estado actual de la tecnología.....	13
1.3.2.	Futuro del vehículo eléctrico en España	14
1.3.3.	Clúster de vehículos eléctricos de la ETSII y de la F2I2	14
2.	Estudio de la ubicación del generador fotovoltaico en la ETSII	15
2.1.	Situación del proyecto.....	15
2.2.	Factores valorados para la elección del emplazamiento	15
2.3.	Planos utilizados para el estudio.....	16
2.3.1.	Altura de los edificios	16
2.3.2.	Modelo en 3D.....	17
2.4.	Alternativas para la ubicación	19
2.4.1.	Alternativas descartadas	19
2.4.2.	Alternativas consideradas	20
2.5.	Comparativa estética.....	21
2.5.1.	Valoración estética de la instalación en el parking de profesores.....	21
2.5.2.	Valoración estética de la instalación en el gimnasio.....	22
2.5.3.	Valoración estética de la instalación en la piscina	22
2.6.	Trayectoria del sol	22
2.6.1.	Ecuaciones para calcular la posición del sol.....	22
2.7.	Comparativa energética	25
2.7.1.	Procedimiento	25
2.7.2.	Cálculo del periodo sin sombras en parking de profesores	26
2.7.3.	Cálculo del periodo sin sombras en gimnasio	29
2.7.4.	Cálculo del periodo sin sombras en piscina	30
2.8.	Instalaciones fotovoltaicas previas	33
2.8.1.	Módulos fotovoltaicos.....	34

2.8.2.	Elección de la inclinación de los módulos	35
2.8.3.	Diseño de la instalación previa en el parking de profesores.....	37
2.8.4.	Diseño de la instalación previa en el gimnasio	40
2.8.5.	Diseño de la instalación previa en la piscina	41
2.9.	Comparativa económica.....	43
2.9.1.	Precio Centro de la Construcción	43
2.9.2.	Presupuesto de la instalación previa en parking de profesores	43
2.9.3.	Presupuesto de la instalación previa en gimnasio	44
2.9.4.	Presupuesto de la instalación previa en piscina	45
2.10.	Selección de la ubicación de la instalación fotovoltaica	45
3.	Estudio de la instalación fotovoltaica	47
3.1.	Elección de las instalaciones a estudiar	47
3.1.1.	Distancia entre filas en función del ángulo de inclinación de los paneles	47
3.1.2.	Irradiación media en función del ángulo de inclinación de los paneles	49
3.1.3.	Ángulos de inclinación a estudiar.....	50
3.1.4.	Azimut de las instalaciones	50
3.2.	Alternativas instalación según inclinación de los módulos fotovoltaicos.....	50
3.2.1.	Módulos fotovoltaicos.....	51
3.2.2.	Estructura soporte.....	51
3.2.3.	Cableado.....	52
3.2.4.	Inversores	54
3.3.	Resultados	54
3.3.1.	Alternativa 35°	55
3.3.2.	Alternativa 30°.....	56
3.3.3.	Alternativa 25°	57
3.3.4.	Alternativa 20°	57
3.3.5.	Alternativa 15°.....	57
3.3.6.	Alternativa 10°	57
3.3.7.	Alternativa 5°	58
3.3.8.	Alternativa 0°	58
3.3.9.	Cuadro resumen de las instalaciones.....	59
3.4.	Comparativa energética	59
3.4.1.	Energía inyectada a la red	60

3.4.2.	Factor de rendimiento.....	61
3.5.	Comparativa económica.....	62
3.5.1.	Presupuesto de la instalación de 35°	62
3.5.2.	Presupuesto de la instalación de 30°	63
3.5.3.	Presupuesto de la instalación de 25°	64
3.5.4.	Presupuesto de la instalación de 20°	65
3.5.5.	Presupuesto de la instalación de 15°	65
3.5.6.	Presupuesto de la instalación de 10°	66
3.5.7.	Presupuesto de la instalación de 5°	67
3.5.8.	Presupuesto de la instalación de 0°	68
3.5.9.	Análisis de los resultados	69
3.6.	Conclusión	69
4.	Instalación fotovoltaica	71
4.1.	Módulos fotovoltaicos.....	71
4.1.1.	Conexión de los módulos fotovoltaicos	71
4.1.2.	Orientación de los paneles	72
4.2.	Estructura soporte.....	72
4.3.	Elementos de conexión	73
4.4.	Cableado.....	73
4.5.	Caja de conexión	74
4.6.	Inversor	75
4.7.	Protecciones.....	76
4.8.	Puesta a tierra de la instalación	76
4.9.	Trabajos adicionales	77
4.10.	Mantenimiento	77
4.11.	Planos de la instalación	78
5.	Funcionamiento de la instalación fotovoltaica como generador	79
5.1.	Conexión a la red de la instalación.....	79
5.1.1.	Condiciones para la conexión de la instalación.....	79
5.1.2.	Esquema de conexión de la instalación fotovoltaica	81
5.1.3.	Medida y facturación	82
5.2.	Energía generada por la instalación	82
5.2.1.	Sombras cercanas.....	82

5.2.2.	Energía generada por la instalación anualmente.....	86
5.2.3.	Energía generada por la instalación diariamente	87
5.2.4.	Factor de rendimiento de la instalación.....	87
5.2.5.	Pérdidas de la instalación.....	88
6.	Funcionamiento de la instalación fotovoltaica como punto de carga rápida de vehículos eléctricos	89
6.1.	Carga rápida de vehículos eléctricos.....	89
6.2.	Potencia instantánea obtenida en la instalación	89
6.3.	Conexión del punto de carga	91
6.4.	Instalación del cargador de vehículos eléctricos.....	91
6.4.1.	Instalación de un cargador comercial	91
6.4.2.	Diseño de un cargador	93
6.4.3.	Situación del punto de carga.....	94
6.5.	Tiempo de carga de un vehículo eléctrico	94
7.	Presupuesto de la elaboración del proyecto.....	96
7.1.	Costes de recursos humanos.....	96
7.2.	Costes del material.....	96
7.3.	Costes del software	97
7.4.	Costes varios.....	97
7.5.	Coste total del proyecto.....	98
8.	Planificación temporal del proyecto	99
9.	Aplicaciones futuras	101
10.	Conclusión	102
11.	Referencia bibliográfica.....	103
Anexo I:	Cálculos	106
Anexo II:	Planos.....	115
Anexo III:	Fichas técnicas	134
Anexo IV:	Simulaciones con PVSYST	155
Anexo V:	Programas de MATLAB para el cálculo de la posición del sol	193
Índice de	figuras.....	196
Índice de	tablas	199

1. Introducción

1.1. Objeto

El objeto de este proyecto es realizar el estudio del diseño de una instalación fotovoltaica en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid (ETSII) que sirva como generador energético y como cargador rápido de Vehículos Eléctricos.

Al ser una instalación intencionada para la función de cargado rápido de vehículos eléctricos, se diseñará con la intención de que la potencia generada sea lo mayor posible, intentando superar los 50 kW de potencia. La instalación se conectará a la red de distribución de baja tensión de la Compañía Eléctrica. La energía producida será consumida en la ETSII, y la sobrante se inyectará a la red de la Compañía Eléctrica.

Para el diseño, se realizará un estudio para la elección del lugar más apropiado para la instalación, y de la orientación más óptima de ésta. Para este estudio, se compararán las diferentes instalaciones energética y económicamente. Al diseñarse la instalación en la ETSII, se pretenderá integrarla en el diseño de la Escuela, sin que afecte a su uso habitual.

La inversión prevista es elevada, y no se prevén ingresos, al no poderse vender la energía sobrante según la legislación actual, pero sí se prevé un ahorro importante en el consumo, debido a la alta cantidad de energía producida.

El principal objetivo de la instalación es el de potenciar el uso de las energías renovables y de las energías limpias, tanto en el consumo energético, con la energía fotovoltaica, como en el transporte, con los vehículos eléctricos, y así, reducir el consumo de fuentes de energía contaminantes.

1.2. La energía solar fotovoltaica

1.2.1. Conceptos teóricos

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable que consiste en la conversión de la radiación proveniente del sol en energía eléctrica. Esta energía se volvió muy popular a finales de la primera década de los 2000 debido al incremento de la demanda de energía eléctrica y a la creciente preocupación sobre los problemas de usar combustibles fósiles como fuente primaria para producir energía eléctrica.

Los principales problemas generados por el uso de los combustibles fósiles son; el calentamiento global, que se acentúa debido a los gases emitidos (en su mayoría dióxido de carbono) por la combustión de, principalmente, carbón, petróleo y gas natural; la polución del aire, causada por la emisión de contaminantes como los óxidos de sulfuro y los hidrocarburos,

que son generados en la combustión de los combustibles fósiles; la contaminación del agua y el suelo, causada por los derrames de agua y la extracción de los combustibles.

Estos efectos podrían ser eliminados o reducidos en gran medida usando tecnologías como la fotovoltaica.

La Radiación Solar

El sol es el responsable de prácticamente toda la energía disponible en la tierra, exceptuando las provenientes de las mareas lunares, los materiales radioactivos y del calor interno de la tierra. La potencia que emite el sol por segundo es de 3.86×10^{20} MW. En la atmósfera de la tierra, la energía que llega tiene un valor prácticamente constante de 1360 W/m^2 (el valor dado por la NASA es de $1353 \pm 21 \text{ W/m}^2$). Este valor es el denominado “constante solar”.

Al atravesar la atmósfera de la tierra, esta energía se reduce aproximadamente un 30% hasta que llega a la superficie terrestre, debido a que parte de la radiación es reflejada al espacio, y otra esparcida aleatoriamente por la atmósfera, separándola en radiación directa y difusa. El valor máximo de la energía que llega a la superficie terrestre es de unos 1000 W/m^2 , que sería el valor en un día claro, al medio día solar y al nivel del mar.

No toda la superficie es bañada por la misma cantidad de energía durante el año. La superficie con mayor intensidad es la comprendida entre las latitudes 30° norte y 30° sur. Esto es debido a que en esas latitudes, la cantidad de nubes es menor. Además, se producen variaciones estacionales en la radiación que llega a la superficie terrestre causadas por el giro del eje de la tierra con respecto al sol, lo que lleva a que, en invierno, la radiación que llega diariamente es un 80% menor que la que llega en verano, ya que el sol incide en la tierra con menor ángulo (está más bajo en el cielo) y los días son más cortos.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

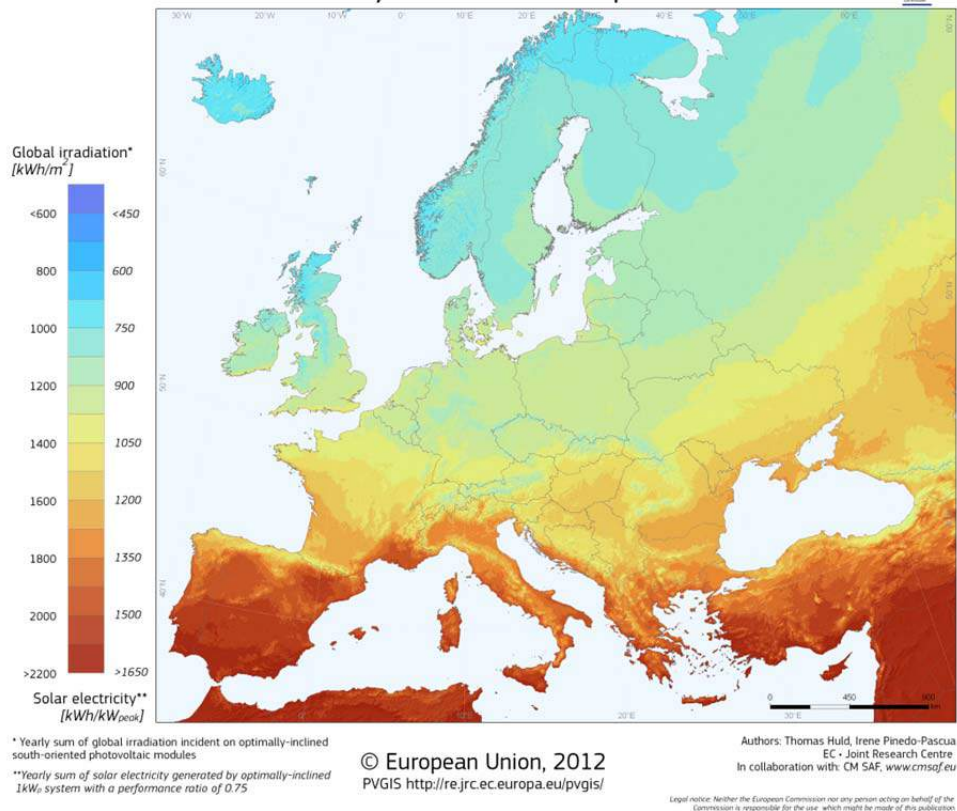


Fig. 1 Mapa del potencial eléctrico en Europa. En escala de colores, a la izquierda se representa la irradiación global anual en kWh/m² y a la derecha la electricidad solar generada en un sistema con inclinación óptima, en kWh/kWpico

El Efecto Fotovoltaico

El fenómeno físico por el cual se convierte la luz en energía eléctrica, el efecto fotovoltaico, fue observado por primera vez en 1839 por el físico francés Edmund Becquerel, que notó la aparición de voltaje en determinados materiales cuando éstos eran iluminados. Éste efecto es la base del funcionamiento de las células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas se construyen de materiales semiconductores, que se comportan como aislantes a bajas temperaturas, y como conductores cuando hay energía o calor disponibles. La mayoría de ellas se basan en el silicio, al ser la tecnología que más tiempo lleva usándose, aunque se están estudiando otros materiales.

El átomo de silicio tiene catorce electrones colocados de tal manera que los cuatro más externos pueden ser dados o compartidos con otro átomo. Grandes cantidades de átomos de silicio se pueden unir formando un sólido, en el que cada átomo está unido con otros cuatro átomos mediante enlaces covalentes. Cada átomo de silicio está fijo a una distancia y ángulo de los otros cuatro átomos con los que está unido. Esta formación regular se conoce como cristal.

Cuando la luz incide en un cristal de silicio, una parte se refleja, otra lo atraviesa, y otra es absorbida. Cuando la luz es de alta energía, al incidir en un electrón, éste es liberado de su lugar en la red de silicio. La unión que ahora sólo tiene un electrón se conoce como *agujero*. Además, existe un electrón que se puede mover libremente por el cristal. Los agujeros también pueden moverse libremente por el cristal, al pasar un electrón de otro enlace al que tenía sólo uno. Este método no genera corriente por sí solo, necesita la existencia de una barrera interna de potencial. Esto se puede hacer de diferentes maneras, una de ellas es realizando una unión P-N.

La unión P-N

Es posible alterar el equilibrio de los electrones y los agujeros en el cristal de silicio, al doparlo con otros átomos. Al doparlo con átomos con un electrón de valencia más se produce material del tipo N (negativo), y al hacerlo con átomos con un electrón de valencia menos resulta en material del tipo P (positivo). Al unir estos dos tipos de material (unión P-N), el exceso de agujeros del material P fluyen por difusión hacia el material N, mientras que los electrones lo hacen en sentido contrario. En la zona de unión, a causa de la acumulación de átomos y agujeros en torno a ella, se genera un voltaje que para el flujo. Dependiendo de los materiales utilizados, el valor de esta barrera interna de potencial variará.

Esta unión permitirá la circulación de corriente cuando se le aplique una tensión que supere la barrera interna de potencial, y la impedirá cuando la tensión no la supere o sea del mismo sentido que la interna. Ésta es la base del funcionamiento de los diodos.

Las Células Solares

En las células solares, los materiales utilizados generalmente para construir este “diodo” son silicio dopado con boro para el tipo N y silicio dopado con fósforo para el tipo P y se diseña de tal manera que se maximice la absorción de la luz.

Estos materiales se conectan a un circuito externo, produciéndose una corriente eléctrica cuando incide en él la luz. Esto ocurre ya que al introducirse la luz en el material, los electrones obtienen suficiente energía como para atravesar la barrera de potencial, produciendo así la corriente. Además, la luz provoca más pares agujero-electrón, por lo que el desequilibrio de cargas sigue existiendo, y la corriente continúa generándose.

1.2.2. Componentes de un sistema fotovoltaico

Las instalaciones fotovoltaicas se clasifican, según su funcionamiento, en tres categorías: instalaciones aisladas, instalaciones asistidas e instalaciones interconectadas. En las instalaciones aisladas no existe conexión con la Red de Distribución Pública. En las instalaciones asistidas sí que existe conexión con la Red, pero nunca pueden trabajar en paralelo, una de las dos fuentes de energía será la principal y la otra quedará como fuente de

socorro. Por último, en las instalaciones generadoras interconectadas existe conexión con la red y normalmente están trabajando en paralelo.

El grupo de instalaciones generadoras interconectadas puede subdividirse en dos grupos, atendiendo al lugar de conexión, si es en la red de baja tensión y tiene otros circuitos conectados a la instalación, o si es en la red de alta tensión, conectándose a ésta a través de un transformador elevador de tensión.

A continuación se dará una breve explicación de los componentes típicos de una instalación generadora solar fotovoltaica.

Módulo Fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico, o panel solar, es un conjunto de células eléctricas unidas eléctricamente, envueltas por una cápsula y montadas en un marco. Es el elemento primordial de toda instalación fotovoltaica, ya que es el encargado de convertir la energía lumínica en eléctrica. En las instalaciones se conectan varios módulos en serie y paralelo para conseguir la potencia deseada.

Los paneles se clasifican según la tecnología de fabricación de las células, y son, fundamentalmente dos; silicio cristalino, que puede ser monocristalino o policristalino, y de silicio amorfo. Generalmente, los paneles de silicio monocristalino son los que mejor rendimiento tienen, de 15-18%, pero, al tener un proceso de fabricación más complejo, su coste es mayor. Los paneles de silicio amorfo son los de menor coste, con un rendimiento de menos del 10%.

Las características eléctricas para definir el funcionamiento del módulo que da el fabricante son la potencia máxima, tensión e intensidad de máxima potencia, tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito.

Los fabricantes de los módulos suelen dar estas especificaciones eléctricas a unas determinadas condiciones, generalmente una irradiación de 1000 W/m^2 y una temperatura de célula de 25°C . A estas condiciones, la potencia producida por el panel es máxima. La potencia producida por el panel varía en función de la temperatura y la irradiación, disminuye al aumentar la temperatura y al disminuir la irradiación.

Estructura

La estructura de una instalación solar es la encargada de dar sujeción a los paneles, y de fijar estos al suelo, fachada, techo, o donde estén instalados. Puede ser fija, teniendo diferentes ángulos de inclinación, o variable, estando dotada de un seguidor, que varía la posición de los paneles según la posición del sol. Los seguidores pueden ser de uno o dos ejes, según la precisión con la que se quiera seguir el movimiento del sol. Los seguidores de dos ejes son capaces de mantener el panel perpendicular a los rayos del sol en todo momento, lo cual produce un rendimiento mayor, pero, al requerir de un mecanismo complejo, su coste es mayor.

Caja de Conexión

En instalaciones con gran número de paneles, éstos se agrupan en varias cadenas (paneles en serie), y las cadenas se conectan en cajas de conexión, para agrupar varias cadenas en un mismo cable. De esta manera, se reduce el número de cables de la instalación. Además, las cajas de conexión contienen diodos de protección, que sólo permiten el paso de la corriente en una dirección, protegiendo de esta manera los paneles e inversores.

Inversor

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua creada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, igual en valor y en frecuencia al de la red eléctrica. En instalaciones conectadas a la red este elemento es fundamental. La potencia del inversor determina la potencia máxima que se podrá suministrar, y su rendimiento, generalmente en torno al 90%, será mayor cuanto más cerca de la potencia nominal trabaje el inversor. Es por ello que es muy importante elegir bien la potencia del inversor utilizado.

En aplicaciones aisladas de la red eléctrica el inversor será necesario sólo si se utilizará la instalación para alimentar cargas en corriente alterna.

Otros Elementos

En instalaciones solares aisladas de la red, en las horas del día en las que no haya luz del sol no habrá disponibilidad de energía, al no estar conectada la instalación a la red. Para solventar este problema se recurre al uso de baterías o acumuladores, que acumulan la energía y permiten usarla durante estas horas. En estas instalaciones, para asegurar un correcto funcionamiento, se instala un sistema de regulación de carga entre los paneles y las baterías, para evitar la descarga y sobrecarga de las baterías, y así alargar su vida.

En instalaciones conectadas a la red en alta tensión se necesitará la instalación de un transformador, que elevará la tensión igualándola a la de la red.

Además de estos elementos, es necesaria la instalación de protecciones que sigan la reglamentación vigente, con el fin de evitar condiciones peligrosas y averías o disminuciones de la seguridad.

1.2.3. Estado actual de la energía fotovoltaica en España

España se encuentra entre las latitudes 27°38' y 43°47' (el punto más al sur de la península ibérica se encuentra en la latitud 36°00'). Esta situación convierte a España en uno de los países con más horas de sol de Europa y le concede un gran potencial para convertirse en uno de los países referentes en la producción de energía solar.

En 2008, debido a los grandes incentivos que se otorgaban a las nuevas instalaciones fotovoltaicas, este tipo de instalaciones experimentó un enorme crecimiento. Esto convirtió a España en uno de los países punteros en generación e investigación de la energía solar.

Sin embargo, debido a la imposibilidad de mantener el sistema de primas implantado, se ha modificado progresivamente la legislación de las energías renovables, lo que ha provocado una frenada de la creación de nuevas instalaciones.

A 31 de diciembre de 2015, existen instalados en España 4667 MW de energía solar fotovoltaica, que cubrieron un 3,1% de la demanda en la península, un 2,1% en Baleares y un 3,2% en las Canarias.

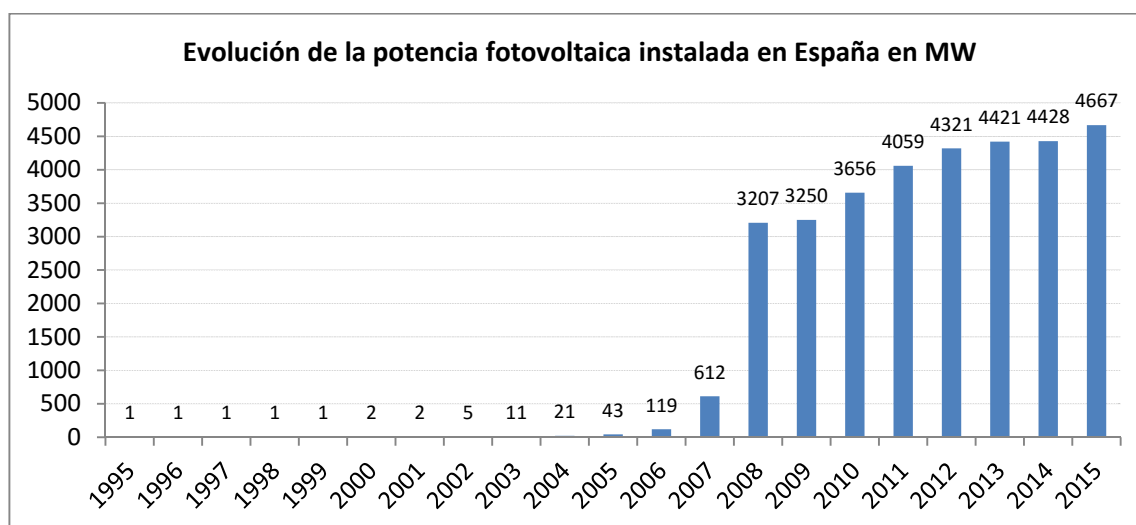


Fig. 2 Potencia fotovoltaica instalada en España anualmente

Estas medidas han ralentizado el desarrollo de la energía fotovoltaica, relegando a España a la quinta posición en potencia instalada. Alemania, un país con mucha menos irradiancia que España, es ahora el pionero en esta tecnología en la Unión Europea, y tiene instalados aproximadamente 39,7 GWp (unas ocho veces más que España, que tiene instalados 4,9 GWp). El Reino Unido también ha sobrepasado a España en potencia instalada, con 8,9 GWp, habiendo instalado cerca de 6 GWp entre los años 2014 y 2015.

En octubre de 2015 se aprobó el Real Decreto 900/2015, por el cual se regulan las instalaciones eléctricas con autoconsumo. Esta normativa no fomenta el uso de acumuladores ni contempla el balance neto, por el cual se remuneraría la energía vertida a la red por hogares que no son empresas.

1.2.4. Futuro de la energía fotovoltaica en España

El aumento del precio de la electricidad y la mejora de la tecnología fotovoltaica, con su consecuente bajada de coste, ha hecho que cada vez sea más interesante el tener una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo.

El hecho de que según el Real Decreto 900/2015 la energía vertida a la red no sea remunerada, sumado a las posibles multas (de hasta varios millones de euros), hace que el autoconsumo en España todavía sea muy poco atractivo.

Sin embargo, tras la aprobación del Real Decreto, todos los partidos políticos (menos el Partido Popular y UPN) se comprometieron a derogarlo, y a crear una normativa favorable al autoconsumo, firmando el “Acuerdo para el desarrollo del autoconsumo eléctrico” el 24 de febrero de 2016.

Además, en otros países ya se ha adaptado el modelo energético del balance neto, para remunerar la energía vertida en la red, y grandes empresas como Tesla Energy trabajan para promover el autoconsumo, con el desarrollo de la batería “Powerwall”, de una capacidad de 7 y 10 kWh, bajo coste y que, gracias a su diseño para instalar en pared, no requiere de un cuarto específico para guardar las baterías. Un estudio del National Renewable Energy Laboratory (NREL) ha concluido que si se cubrieran todos los tejados de Estados Unidos de paneles solares se generarían 1118 GW, que es el 40% de la energía consumida cada año.

Es por esto que se puede esperar que en un futuro no muy lejano se puedan aprovechar los tejados, cubiertas y fachadas para generar energía fotovoltaica y de esta manera acercarnos a una generación renovable y alejarnos de las medidas convencionales de generación y de los problemas que éstas generan.

1.3. El vehículo eléctrico

1.3.1. Estado actual de la tecnología

El vehículo eléctrico es, en general, más eficiente, silencioso y genera menos emisiones en su ciclo de vida que los coches con motor de combustión. Actualmente, la mayoría de las marcas de automóvil han sacado al mercado un modelo de vehículo eléctrico o híbrido.

En el primer trimestre del año 2016 se matricularon 990 vehículos eléctricos o enchufables, cifra que nunca antes se había alcanzado (en 2015, en el primer trimestre se matricularon 334). Esto significa que el mercado está actualmente apostando por este tipo de vehículo, impulsado por el Plan Movea, aprobado por el Gobierno a finales de 2015. Sin embargo, la venta de éstos no llega al 2% del total. En Noruega, en cambio, la cuota de mercado del parque eléctrico supera habitualmente el 10% y, en algunos meses, asciende hasta el 25%, y en Francia las ventas aumentaron en un 61% en 2015.

La autonomía, que siempre ha sido el mayor problema de los vehículos eléctricos sigue sin compararse al de los vehículos de combustión convencionales. La mayoría de los modelos tienen una autonomía de entre 150 y 250 km. En España hay instalados aproximadamente 1550 puntos de carga, muy lejos de los 7320 que hay instalados en Noruega, los 5700 de

Francia o los 4500 de Alemania. Además, el coste de los vehículos es bastante elevado todavía (unos 20.000 € en la versión más básica).

Todo esto hace que el vehículo eléctrico todavía no sea una alternativa al de motor de combustión en España.

1.3.2. Futuro del vehículo eléctrico en España

El alto de nivel de contaminación en las ciudades como Madrid hace que sea necesario buscar alternativas a los vehículos de combustión. Para ello es necesario que se incentive la compra de estos vehículos y su uso en ciudades, además de ampliar en gran medida el número de puntos de carga, como se está haciendo en ciudades como París, donde se va a ampliar el número de puntos, sumándose a los 4000 puntos ya existentes, o Quebec, donde se hará una gran inversión público-privada de 420 millones en cinco años.

Otras opciones para aumentar el uso del vehículo eléctrico en las ciudades con alto grado de contaminación sería el empleo de estos como vehículos de transporte público (autobuses y taxis), u otros sistemas de alquiler de coches por minutos, como es el Car2go implantado recientemente en Madrid.

Además, para fomentar su uso no sólo en las ciudades, se deberían instalar puntos de carga rápida en puntos clave de las carreteras radiales de España, colocados a distancias constantes que puedan ser superadas por la autonomía de una batería, de tal manera que se puedan realizar viajes de larga distancia.

La empresa Tesla Motors también está contribuyendo al uso masivo del coche eléctrico con la creación del Tesla Model 3, un coche eléctrico de gran autonomía (superior a los 346 km), y de un precio más asequible que sus demás modelos (35.000 dólares), para llegar a un mercado más amplio.

Este aumento del uso del vehículo eléctrico también vendría acompañado de un cambio en la mentalidad del uso de los vehículos, ya que sería necesario cambiar la costumbre de carga de los vehículos (para asemejarse a la carga de un teléfono móvil, que se carga prácticamente todas la noches sin tener la batería descargada del todo), y la planificación de los viajes, conociendo dónde existen puntos de carga en el trayecto que se va a realizar.

1.3.3. Clúster de vehículos eléctricos de la ETSII y de la F2I2

En octubre de 2014, la Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial (F2I2) y la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid (ETSII-UPM) constituyeron el denominado “Clúster del Vehículo Eléctrico”.

Este clúster además de aglutinar conocimiento sobre vehículos y sistemas de recarga, físicamente está constituido por una red de puntos de recarga semi-rápida (con 32 A en lugar de los 16 A de la carga convencional) y una flota de vehículos eléctricos formada principalmente por el modelo Nissan Leaf que se ofreció en condiciones atractivas a profesores y alumnos para su adquisición.

2. Estudio de la ubicación del generador fotovoltaico en la ETSII

2.1. Situación del proyecto

La instalación fotovoltaica objeto del proyecto se ubicará en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UPM, que se encuentra en las coordenadas 40°26'26.3"N 3°41'23.6"O.

En la ETSII existen bastantes emplazamientos potenciales para una instalación fotovoltaica, ya que contiene amplias superficies libres y gran cantidad de cubiertas. Se han valorado varios emplazamientos para tomar la decisión final, siguiendo diversos criterios.

2.2. Factores valorados para la elección del emplazamiento

Para la elección del lugar más apropiado para la instalación fotovoltaica y el punto de carga rápida se han tenido en cuenta varios emplazamientos, y se han valorado varios factores para hacer una comparativa entre ellos.

Los tres factores tenidos en cuenta para la comparativa han sido los siguientes:

Comparativa estética – Aparte de su funcionamiento como punto de carga rápida y como generador eléctrico, una función principal de la instalación es el de impulsar las energías renovables, y, para ello, se tiene en cuenta la visibilidad del emplazamiento, y de su resultado estético. Por otro lado, se ha intentado tener en cuenta el uso habitual de las distintas instalaciones de la ETSII, y que el emplazamiento a elegir afecte lo menos posible a éste.

Comparativa energética – Para comparar la utilidad de los lugares elegidos, se ha querido hacer una comparativa de la viabilidad energética de cada uno de ellos. Esto se ha realizado mediante el estudio de la sombra que afecta a cada lugar, y de los días al año que no habrá sombra en ellos al mediodía solar.

Comparativa económica – Se ha realizado una comparativa económica de los diferentes emplazamientos. Para ello, se ha hecho una primera instalación previa y se han comparado los costes aproximados de varias alternativas de emplazamiento.

2.3. Planos utilizados para el estudio

Para la realización de este estudio se ha utilizado la cartografía catastral, disponible en el Portal de la Dirección General del Catastro. El Catastro Inmobiliario es un registro administrativo dependiente del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas.

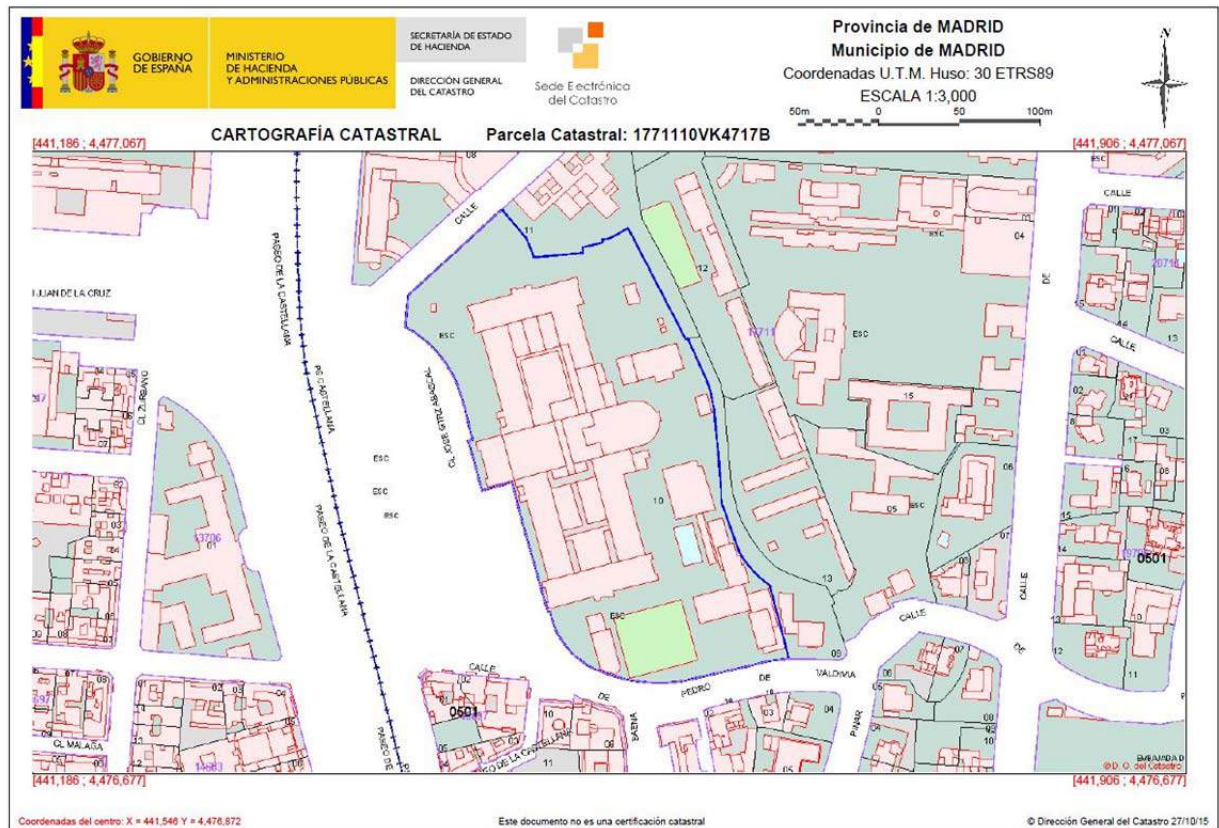


Fig. 3 Cartografía catastral de la parcela en la que está situada la ETSII

Estos planos han sido pasados a AutoCad para el diseño de las instalaciones fotovoltaicas.

2.3.1. Altura de los edificios

En los planos de la cartografía catastral no se incluye la altura de los edificios. Como se muestra a continuación, sí se incluyen el número de pisos de los diferentes edificios, que pueden ser de diferentes dimensiones, como es el caso del gimnasio, en el que una parte del edificio tiene un piso y otra dos, pero tienen la misma altura.



Fig. 4 Cartografía catastral del gimnasio, en la ETSII

Por lo tanto, para el estudio de sombras, se ha tenido que buscar la altura de los edificios en otra fuente. Se ha utilizado la elevación sobre el nivel del mar dada por el programa Google Earth. Google Earth usa un modelo de elevación digital del terreno basado en datos recopilados por la NASA en el *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM), y contiene modelos en 3D de los edificios con gran detalle.

2.3.2. Modelo en 3D

Para tener una representación gráfica de la evolución de la sombra a lo largo del año en las diferentes ubicaciones de la ETSII se ha elaborado un modelo en 3D de los diferentes edificios que la conforman y de los demás edificios cercanos.

Para la realización del modelo se ha utilizado el plano de la cartografía catastral y la altura del Google Earth. También se han añadido los diferentes árboles, plazas de aparcamiento y pistas de deporte.

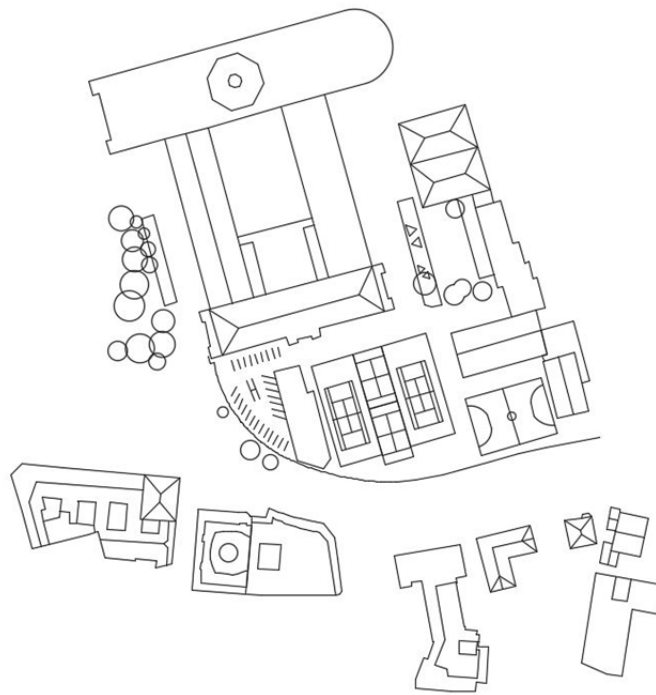


Fig. 5 Plano de la ETSII y edificios cercanos

El modelo se ha realizado con el programa de modelado de edificios Autodesk Revit. Con este programa se pueden realizar estudios de sombra, al estar incorporadas las cartas solares en función de la ubicación del proyecto.

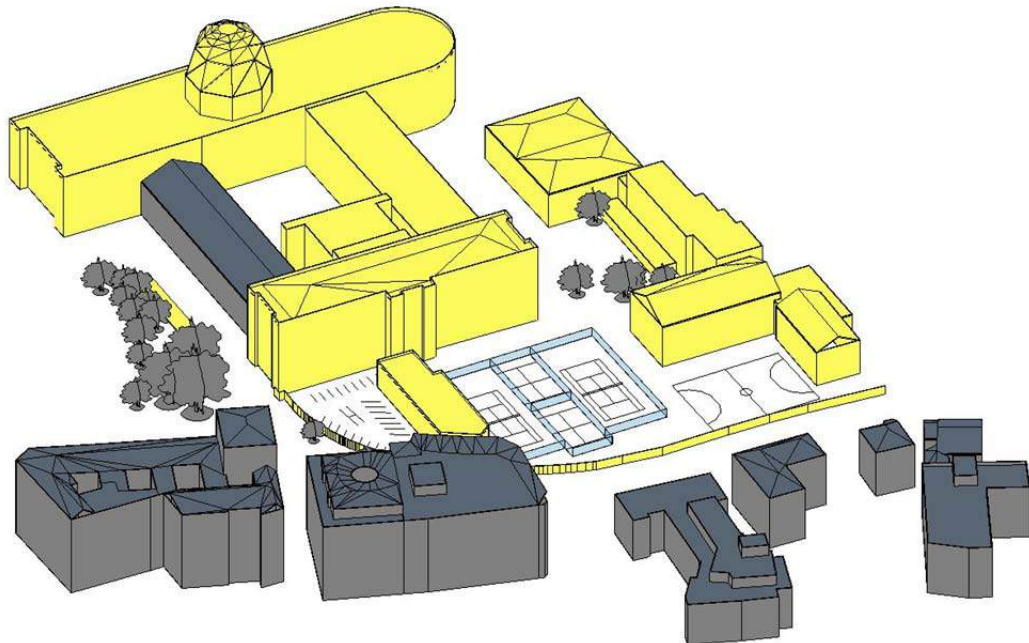


Fig. 6 Modelo 3D de la ETSII (en amarillo) y edificios cercanos (en gris)

2.4. Alternativas para la ubicación

En un primer acercamiento, se eligieron seis alternativas en diferentes lugares de la ETSII para la ubicación de la instalación fotovoltaica.

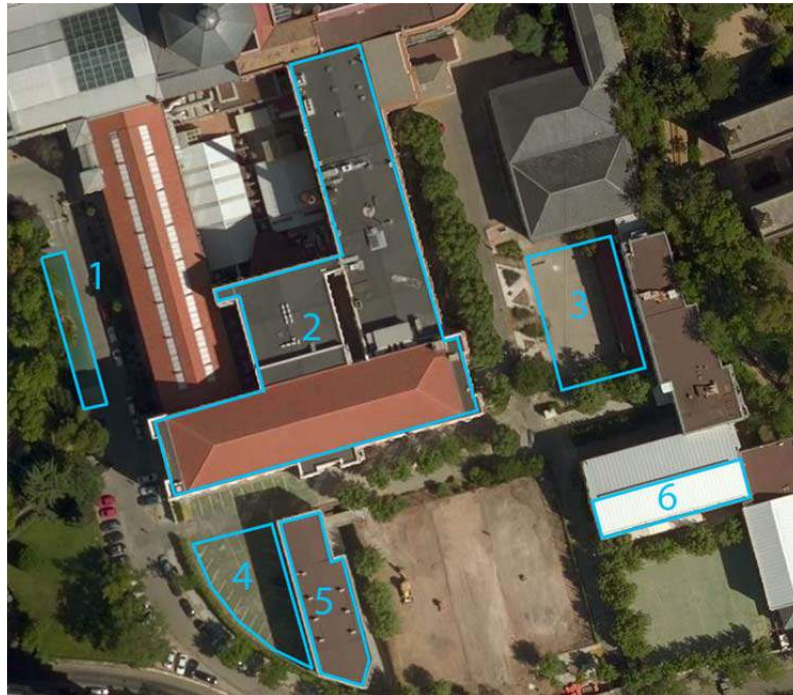


Fig. 7 Lugares considerados para la instalación fotovoltaica

Las alternativas elegidas son: (1) la cubierta que cubre el parking de dirección en la calle José Gutiérrez Abascal, en el exterior de la ETSII, (2) los diferentes tejados de los edificios que componen la ETSII, (3) el patio exterior en el que se ubicaba la piscina, (4) el parking de profesores, (5) el tejado del gimnasio y (6) el tejado del edificio que contiene el campo de baloncesto.

2.4.1. Alternativas descartadas

De las seis alternativas elegidas, tres fueron descartadas directamente por diversos motivos.

Parking de dirección

La cubierta sobre el parking de dirección fue considerada por sus dimensiones, de aproximadamente 5 metros de ancho por 34 metros de largo y, principalmente, por su proximidad a un aparcamiento, idóneo para la ubicación de un cargador.

Sin embargo, en todo su lado suroeste hay ubicados gran cantidad de árboles, de entre 5 y 15 metros de altura con respecto a la cubierta del parking. A su lado este, tiene situado muy

próximos los edificios de las aulas de la ETSII y el edificio del Museo Nacional de Ciencias Naturales, de 19 y 12 metros de altura con respecto a la cubierta, respectivamente.

Esta proximidad de elementos de tanta elevación provoca que en la cubierta haya sombras gran parte del día durante todo el año.

Tejados de la ETSII

Los tejados de la ETSII son, energéticamente, la mejor opción, ya que tienen una gran superficie (unos 2000 m² en total), lo que permitiría la instalación de gran cantidad de paneles y no se verían afectados por sombras de ningún edificio, al ser un edificio de gran altura.

El tejado del edificio que se encuentra al sur tiene inclinación con orientación sur, lo que daría a la instalación mejor rendimiento sin la necesidad de instalar estructuras inclinadas para los paneles.

Un inconveniente de emplazar la instalación en esta ubicación sería la lejanía entre los paneles y el punto de carga, que estaría a nivel del suelo, lo que provocaría que, para evitar pérdidas de potencia, se tuvieran que instalar secciones mayores de los conductores, y, sumado a las grandes longitudes de éstos, encarecería la instalación en gran medida.

Por otro lado, uno de los objetivos principales de este proyecto es promover las energías renovables y los vehículos eléctricos, y para ello es necesario que la instalación sea visible. En este emplazamiento, la instalación estaría oculta prácticamente en su totalidad.

Cubierta del campo de baloncesto

Esta opción también es buena enérgicamente, ya que tiene una superficie de gran tamaño, con inclinación sur y prácticamente sin sombra en todo el año.

No obstante, el material del que está fabricada la cubierta no soportaría la instalación de los paneles fotovoltaicos, y para ubicar en ella la instalación sería necesario sustituir la cubierta en su totalidad.

2.4.2. Alternativas consideradas

De las primeras seis ubicaciones seleccionadas, sólo tres se tuvieron en consideración para la realización de las comparativas estética, energética y económica.

Parking de profesores

De las tres alternativas consideradas, el parking de profesores es la que más superficie disponible tiene, por lo que, en cuanto a número de paneles instalados se refiere, sería la mejor opción.

Esta ubicación tiene varios inconvenientes, ya que para realizar la instalación es necesario que ella esté situada sobre una cubierta, lo que encarece la instalación y podría provocar la reubicación de las plazas de aparcamiento, que tendría que ser estudiado según el emplazamiento de los pilares. Esta ubicación tiene también el gimnasio muy próximo y situado al este, lo que provoca sombras en las horas de la mañana durante todo el año.

Tejado del gimnasio

Este emplazamiento es el menos afectado por las sombras de los tres considerados, al ser el más elevado.

Para realizar la instalación en este lugar sería necesaria la reubicación de las máquinas de aire acondicionado que están instaladas en él. De las tres opciones, ésta sería en la que la instalación sería menos visible, al estar en un tejado.

Piscina

En la piscina existe gran disponibilidad de espacio, aunque hay varios árboles en su lado sur, y edificios muy próximos en su lado sur y este, provocando bastantes sombras. También sería necesaria la instalación de una cubierta para soportar los paneles, con lo que se afectaría al uso habitual de este espacio, utilizado por los alumnos para sentarse al sol.

2.5. Comparativa estética

Para comparar las tres ubicaciones estéticamente se tuvieron en cuenta los siguientes factores: cómo afecta la realización de la instalación al uso habitual del emplazamiento y cuánta visibilidad tendrá la instalación.

2.5.1. Valoración estética de la instalación en el parking de profesores

Para realizar la instalación fotovoltaica en el parking de profesores es necesario instalar una cubierta sobre la que colocar los paneles. Con tal de aprovechar al máximo el espacio, se instalarán marquesinas, cuyos apoyos podrían hacer necesario modificar las plazas de aparcamiento existentes en el parking, suponiendo un perjuicio para los usuarios.

La visibilidad de la instalación en el parking sería muy alta, ya que, al instalarse una marquesina, ésta sería visible desde fuera de la ETSII a nivel de calle, además de desde todos los edificios de alrededores.

2.5.2. Valoración estética de la instalación en el gimnasio

La instalación en el tejado del gimnasio no afectaría a su uso, al estar elevada desde el nivel del suelo, y no ser éste accesible.

En esta ubicación, la visibilidad desde el nivel del suelo sería muy baja, al estar los paneles en alto. Sin embargo, desde los edificios cercanos y desde las aulas de la escuela la visibilidad sería muy buena.

2.5.3. Valoración estética de la instalación en la piscina

En la piscina también es necesario instalar una marquesina, que, si bien protegería de la lluvia y daría sombra en las horas de más calor del día, reduciría en gran medida la zona expuesta al sol, que es muy utilizada por los alumnos a diario para descansar.

En cuanto a visibilidad, la instalación en esta ubicación sería muy poco visible desde fuera de la escuela, al estar la instalación muy adentrada en ella.

2.6. Trayectoria del sol

Para realizar el estudio energético de las tres opciones, se quiere comparar cómo afectan las sombras a cada ubicación. Para ello, es necesario conocer la posición del sol en todo momento durante el año.

2.6.1. Ecuaciones para calcular la posición del sol

Para posicionar al sol en todo momento, es necesario conocer el valor de dos ángulos, la elevación, o altura, que es el ángulo que forma la línea que une el sol con el plano del observador, y el azimut, que es el ángulo medido desde el norte hasta la proyección en el plano del observador de la línea que lo une con el sol.

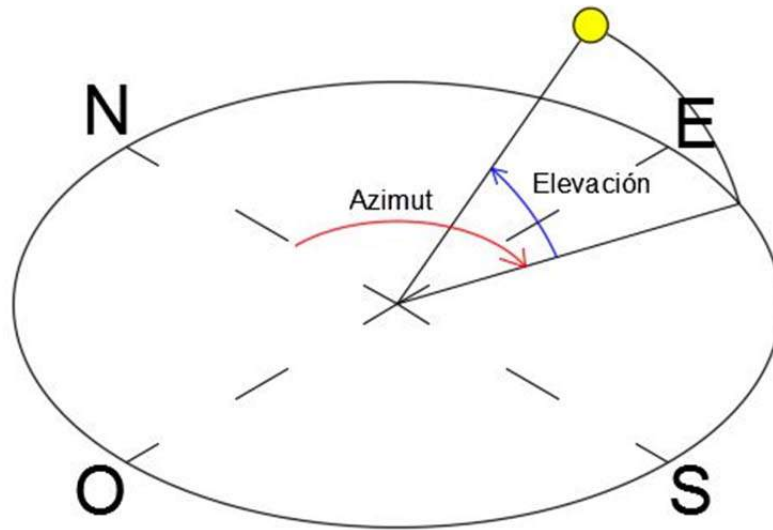


Fig. 8 Elevación y azimut del sol

La ecuación para expresar la altura del sol es:

$$ALT = asen \cdot [senDEC \cdot senLAT + cosDEC \cdot cosLAT \cdot cosHRA]$$

Donde ALT es la altura, DEC es la declinación entre la línea sol-tierra y la línea ecuatorial, LAT es la latitud geográfica del lugar, y HRA es la hora angular.

La expresión para la hora angular es la siguiente:

$$HRA = 15^\circ \cdot (hora - 12)$$

De esta manera, se le da un valor angular a cada hora del día, siendo el 0 el mediodía solar, es decir, las 12. Todas las horas anteriores al mediodía tienen un valor negativo, y las posteriores, valor positivo. Los múltiplos de 15 son las horas en punto.

En este caso, el valor de la latitud es:

$$LAT = 40,439450^\circ$$

La expresión de la declinación es:

$$DEC = 0,33281 - 22,984 \cdot cosN + 3,7372 \cdot senN - 0,3499 \cdot cos(2N) + 0,03205sen(2N) - 0,1398 \cdot cos(3N) + 0,07187 \cdot sen(3N)$$

Siendo N el día del año expresado de forma angular, es decir:

$$N = \frac{360^\circ}{365} \cdot DDA$$

Donde DDA es el día del año, con valor entre 1 y 365.

De esta manera, se tiene la altura del sol a todas las horas del día. El valor de la elevación varía entre -90° y $+90^\circ$, siendo el valor 0° el del horizonte, y $\pm 90^\circ$ cuando éste está en la vertical del observador, si el signo es positivo encima, y negativo debajo (el sol sólo puede llegar a estar en la vertical si la latitud del observador es la del ecuador). Cuando el ángulo toma valores menores de 0, el sol está debajo de la línea del horizonte. Para la representación gráfica, estos valores han sido cambiados a 0° , al no ser visible el sol debajo del horizonte.

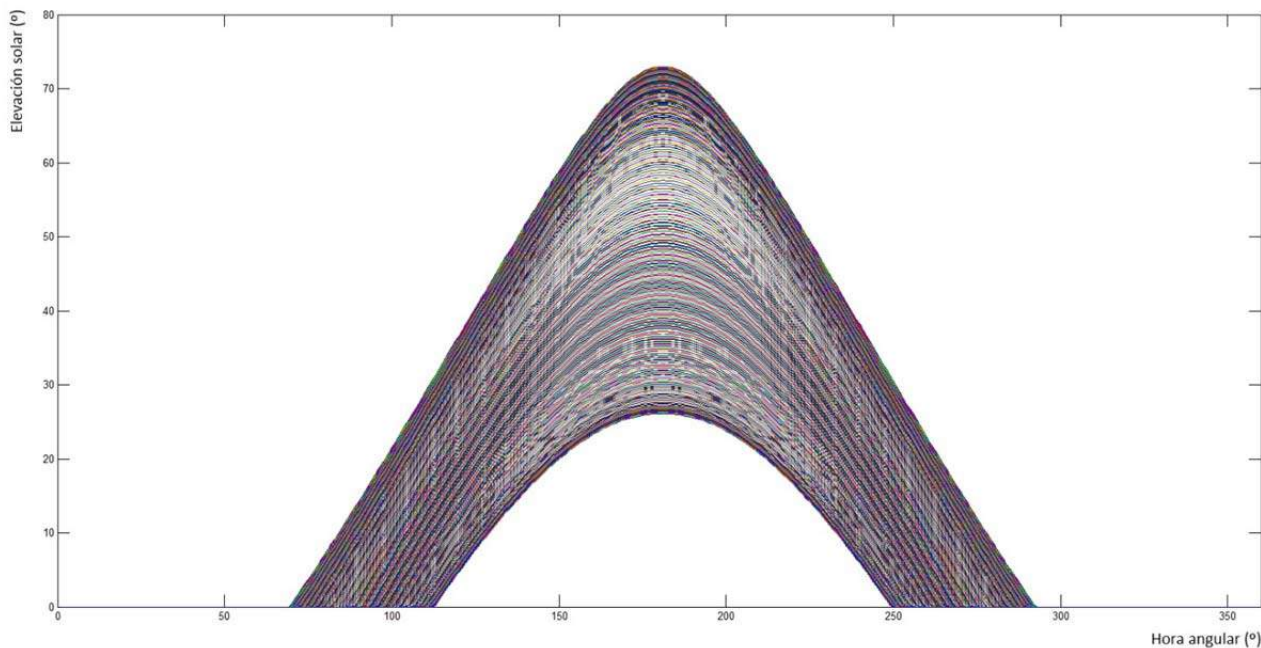


Fig. 9 Elevación solar en función de la hora angular a lo largo del año

Por otro lado, se tiene la fórmula del azimut:

$$AZI' = \arccos \left[\frac{\cos LAT \cdot \sin DEC - \cos DEC \cdot \sin LAT \cdot \cos HRA}{\cos ALT} \right]$$

Y el valor del azimut es:

$$AZI = AZI' \quad \text{Cuando } HRA < 0$$

$$AZI = 360^\circ - AZI' \quad \text{Cuando } HRA > 0$$

Con esta fórmula se obtiene un valor entre 0° y 360° . Este ángulo se mide desde el punto cardinal norte en sentido horario, por lo que el valor 90° se corresponderá al este, 180° al sur y 270° al oeste.

A continuación se representa la elevación solar en función del azimut, con lo que se tiene la posición del sol en todo momento a lo largo del año.

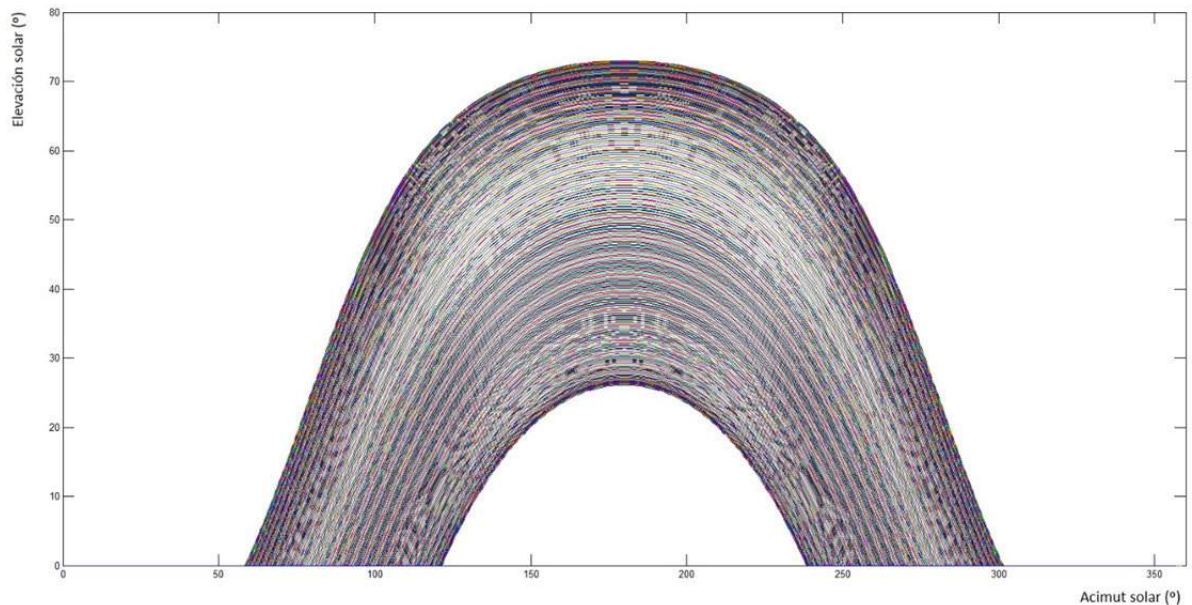


Fig. 10 Elevación solar en función del azimut

Como se puede observar, el punto más elevado del sol, correspondiente al mediodía solar, se alcanza cuando el azimut es 180° , es decir, el punto cardinal sur.

2.7. Comparativa energética

Para comparar energéticamente las tres alternativas, se va a estudiar cómo afectan las sombras de los elementos cercanos a cada emplazamiento.

Para compararlos de una manera numérica, se va a estudiar cuántos días al año están completamente iluminados en el mediodía solar, que es el momento del día en el que la energía que incide es máxima.

2.7.1. Procedimiento

Para estudiar cómo afecta la sombra a cada emplazamiento, se elabora un plano de cada uno de los tres emplazamientos a considerar, incluyendo en éstos los edificios y árboles cercanos. Como simplificación, los árboles se han considerado cilindros cuya base tiene el diámetro máximo del árbol, y la altura máxima del árbol.

Con la matriz que contiene la altura del sol en todo momento del año, se busca el día en el que el mediodía solar (cuando el sol está en el punto más alto de su trayectoria) es el más bajo del año. Este día es el solsticio de invierno, y se comprueba que el día obtenido es el número 356, que corresponde al 22 de diciembre.

El día en el que la trayectoria del sol es la más baja, en su punto más alto, el ángulo con el que incide el sol en nuestro lugar de estudio es $26,1078^\circ$.

A continuación, se calcula gráficamente el ángulo con el que incide la sombra en el momento en el que ésta deja de cubrir la zona deseada.

Por último, otra vez con la matriz de las alturas, se busca el primer día del año en el que el sol, al mediodía solar, incide con un ángulo menor. Se realiza lo mismo para obtener el último día del año en el que el ángulo es mayor.

De esta manera, se obtiene el periodo del año en el que, en el mediodía solar, el emplazamiento está libre de sombras.

2.7.2. Cálculo del periodo sin sombras en parking de profesores

En el mediodía solar, la sombra incide directamente desde el sur, por lo que sólo es necesario ver cómo afecta la sombra de los elementos que están inmediatamente al sur. El edificio situado más al oeste se denomina Edificio 1 y el situado más al este, Edificio 2.

La disposición de edificios y demás elementos y sus alturas es la siguiente.

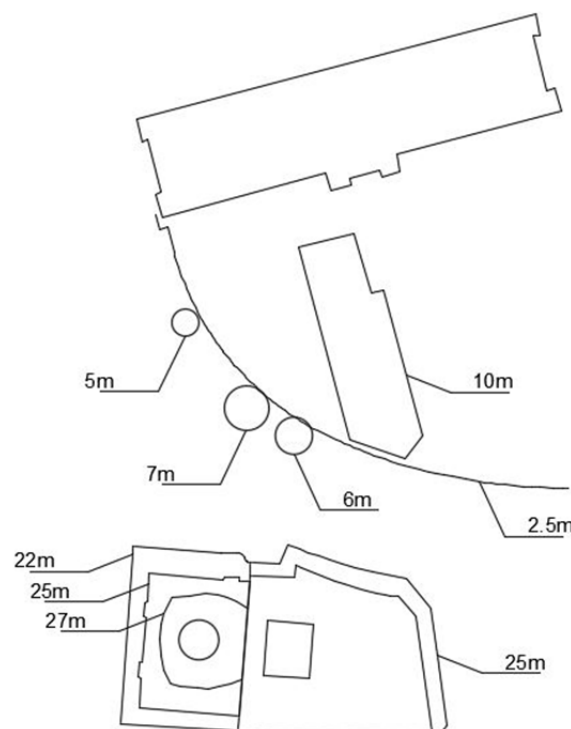


Fig. 11 Alturas de edificios y árboles cercanos al parking de profesores

El 22 de diciembre, conocido el ángulo de incidencia del sol en el mediodía solar, $26,1078^\circ$, se calculan gráficamente las sombras. Se observa que lo cubren prácticamente en su totalidad.



Fig. 12 Sombra en el parking de profesores el solsticio de invierno a las 12:00 hora solar

A continuación, se quiere calcular la longitud de las sombras cuando éstas ya no cubren el parking. Para ello, se escoge una situación en la que la sombra del Edificio 2, que está más cercano, no cubre el parking.

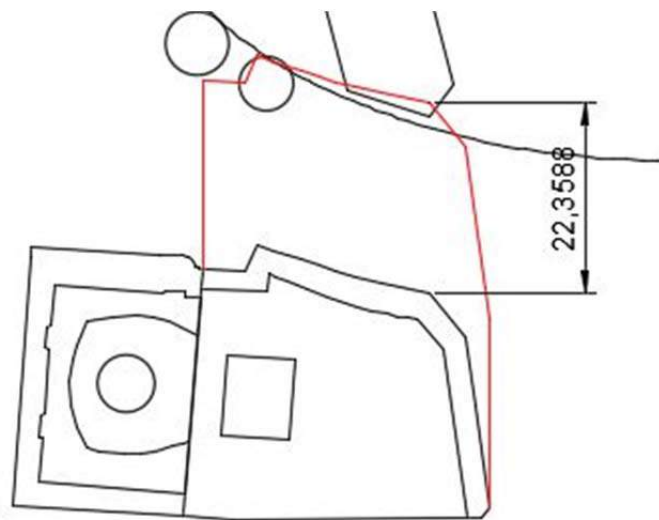


Fig. 13 Longitud de la sombra del Edificio 2 el primer día que no cubre el aparcamiento

Ahora, conocida esta longitud de la sombra, 22,3588 m, y la altura del edificio, 25 m, se calcula el ángulo de incidencia del sol, α .

$$\alpha = \arctan\left(\frac{25}{22,3588}\right) = 48,1921^\circ$$

Y, gráficamente:

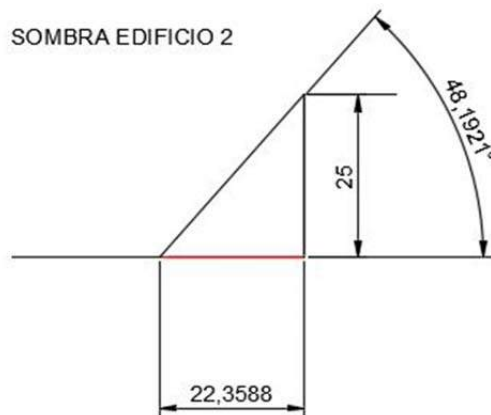


Fig. 14 Ángulo de incidencia del sol para la longitud de sombra seleccionada del Edificio 2 en el parking de profesores

Con el ángulo calculado se pueden representar las sombras con ese ángulo de incidencia.

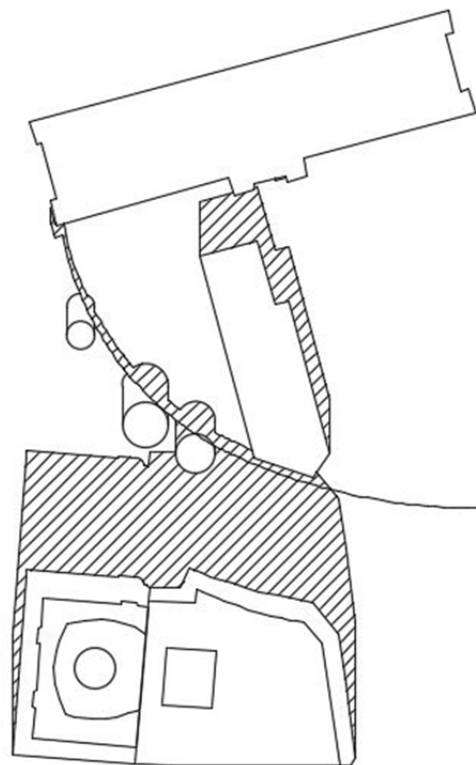


Fig. 15 Sombra el con el ángulo de incidencia del sol de 48,1921°

Una vez obtenido el ángulo, mediante un programa de Matlab, se compara con todos los valores del ángulo de elevación del sol a lo largo del año, para buscar el primer y último día del año en el que éste es mayor que 48,1921°. (Ver Anexo V: Programas de MATLAB para el cálculo de la posición del sol).

Se obtiene que el primer día en el que el ángulo es mayor es el 77, que corresponde al 18 de marzo, y el último el 269, que corresponde al 26 de septiembre. Por lo tanto, en total hay 193 días al año en los que el parking de profesores está sin sombra en su mayoría a las 12:00 hora solar.

2.7.3. Cálculo del periodo sin sombras en gimnasio

Para estudiar la sombra que afecta al gimnasio en el mediodía solar sólo es necesario estudiar la del edificio 2, al ser el único directamente al sur, y ya que los árboles no proyectan sombra en él, por ser de menor altura.

De igual manera, se calcula el ángulo de incidencia del sol en el momento en el que el tejado del gimnasio deja de estar afectado por la sombra del edificio, conocidas ambas alturas y la mínima distancia que separa ambos edificios, 20,7866 m.

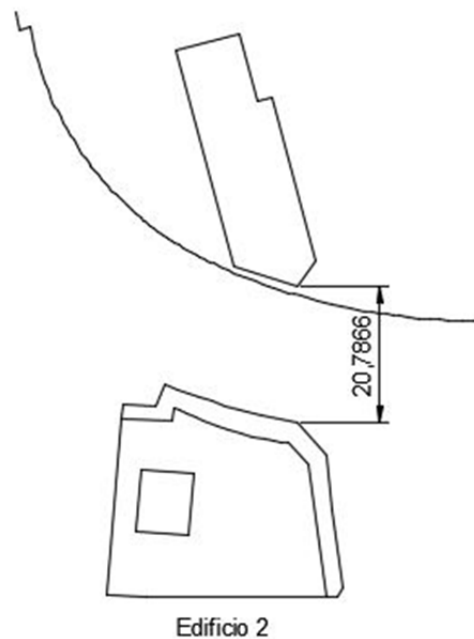


Fig. 16 Distancia entre los puntos más próximos del gimnasio y del Edificio 2

$$\alpha = \arctan\left(\frac{25 - 10}{20,7866}\right) = 35,8149^\circ$$

SOMBRA GIMNASIO EDIFICIO 2

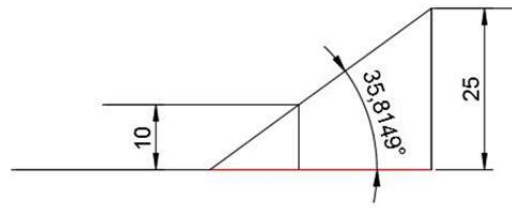


Fig. 17 Ángulo de elevación del sol cuando la sombra deja de cubrir el gimnasio

Con este ángulo de incidencia, las sombras en el gimnasio quedan:

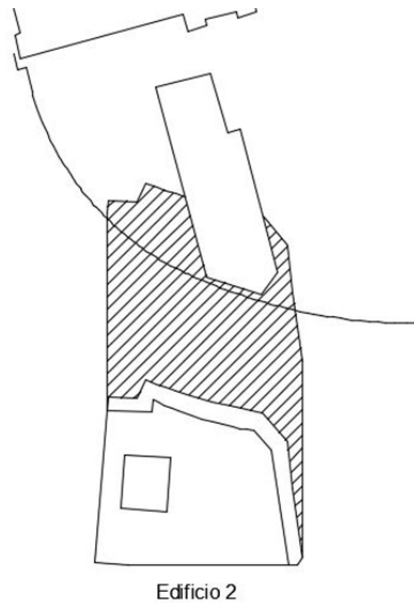


Fig. 18 Sombra el con el ángulo de incidencia del sol de 35,8149°

De nuevo, mediante Matlab se vuelve a obtener el primer y último día del año, y se obtienen el 44 y el 303, correspondientes al 13 de febrero y al 30 de octubre. En total, en el tejado del gimnasio hay 260 días al año en los que no existe sombra en el mediodía solar.

2.7.4. Cálculo del periodo sin sombras en piscina

Las sombras que inciden en la piscina en el mediodía solar son las provocadas por el edificio que contiene el campo de baloncesto y los árboles situados alrededor de la piscina, siendo éstos los que más la cubren.

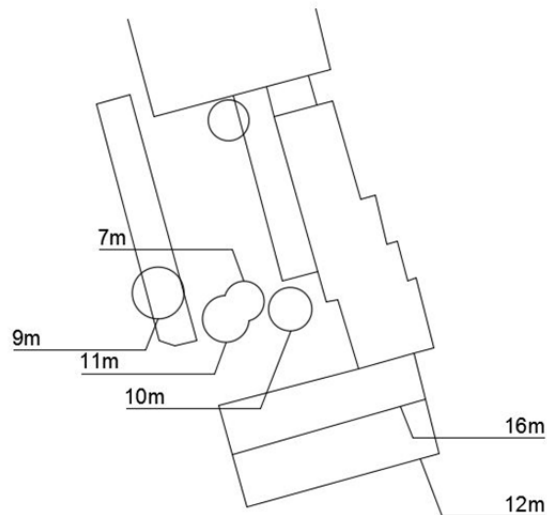


Fig. 19 Alturas de edificios y árboles cercanos a la piscina

El 22 de diciembre, la sombra cubre la mayor parte del emplazamiento. Esta sombra es causada en su mayoría por los árboles.

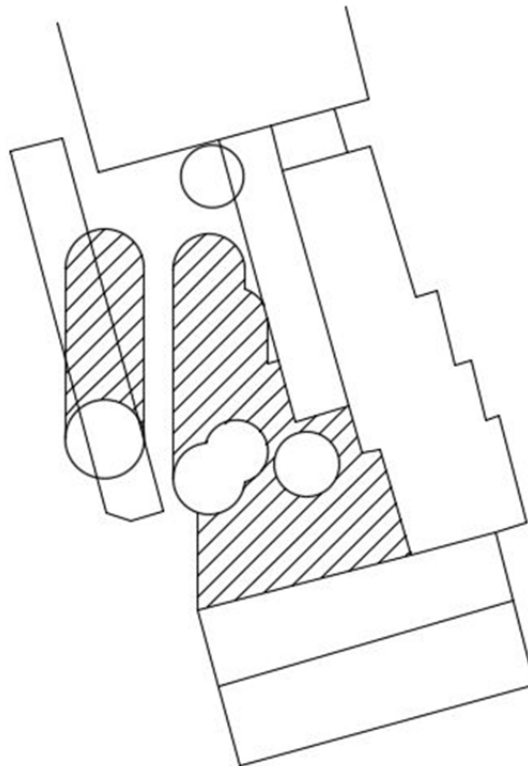


Fig. 20 Sombras en la piscina el solsticio de invierno

A continuación, se escoge una longitud de la sombra proyectada por el árbol de mayor altura que deje libre la mayor parte del espacio de la piscina.

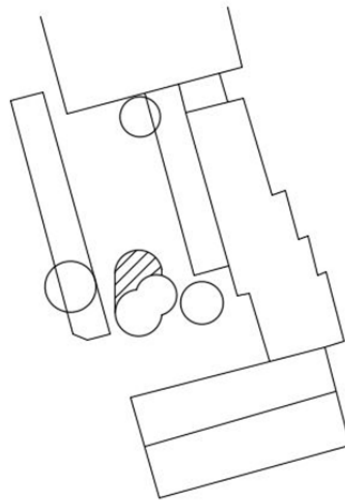


Fig. 21 Longitud de sombra del árbol elegida

A continuación, con esta longitud de sombra, 6,4841 m, y conocida la altura del árbol, 11 m, se calcula el ángulo de incidencia, y se pueden representar las demás sombras.

$$\alpha = \arctan\left(\frac{11}{6,4841}\right) = 59,4823^\circ$$

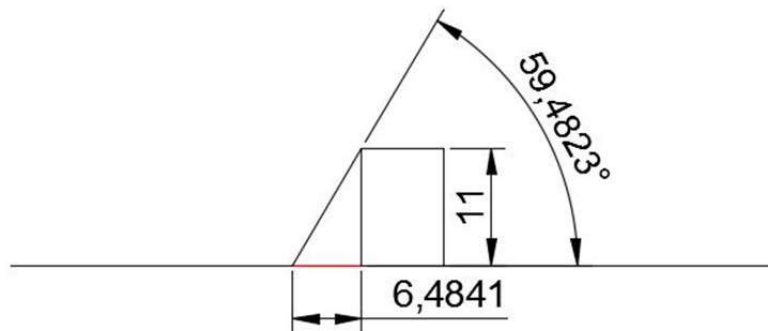


Fig. 22 Ángulo de incidencia del sol para la longitud de sombra elegida en la piscina

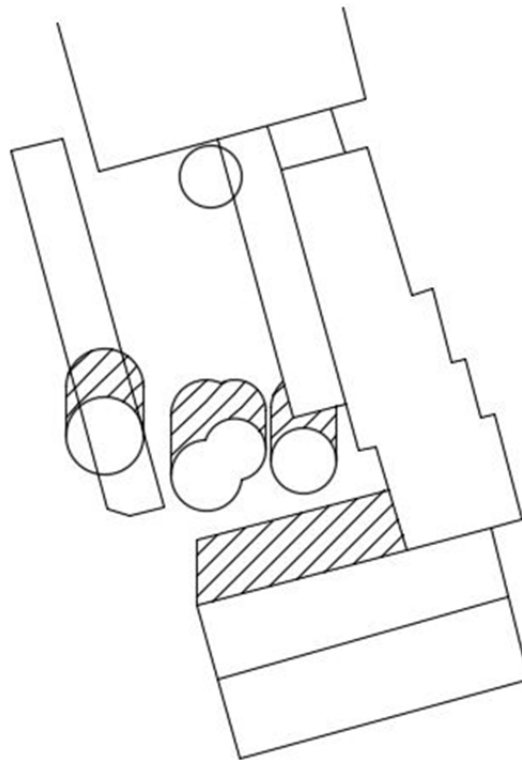


Fig. 23 Sombras con el ángulo de incidencia de 59,4823°

Finalmente, se calculan el primer y último día del año, y se obtienen los días 107 y 239, correspondientes a los días 17 de abril y 27 de agosto. En total, hay 133 días al año en los que la piscina queda sin sombras en su mayoría en el mediodía solar.

2.8. Instalaciones fotovoltaicas previas

Para realizar la comparativa económica, es necesario conocer aproximadamente cómo serían las instalaciones fotovoltaicas según la ubicación de éstas.

En este primer diseño, sólo se ha tenido en cuenta el modelo de los paneles fotovoltaicos, para poder dimensionar la instalación.

No se ha tenido en cuenta la conexión de éstos, sólo el número máximo de ellos que se podría instalar. Por lo tanto, se ha hecho una suposición para las longitudes de los conductores. Se suponen dos líneas desde cada fila de paneles hasta la caja de conexión, ubicada en un punto central de la instalación. Los conductores irán instalados en bandeja portacables, que irá instalada siguiendo paralelamente los bordes de la instalación. Las secciones de los conductores se han supuesto 6 mm^2 para los conductores que unen los paneles y la caja de conexión, y 35 mm^2 para la línea que une la caja de conexión con el inversor.

No se ha considerado la ubicación del inversor para la instalación previa. En los costes, se supondrá que la línea que une la caja de conexión y el inversor tiene la altura de la instalación, e irá instalada en bandeja portacables.

La potencia de los inversores se supone igual a la de la instalación fotovoltaica.

2.8.1. Módulos fotovoltaicos

La función principal de la instalación fotovoltaica será alimentar un punto de carga rápida, por lo que se pretende que la instalación tenga la mayor potencia posible.

Es por esto que los paneles escogidos son del modelo *STP325S-24/Vem*, del fabricante *SunTech*. Estos paneles tienen una potencia máxima de 325 Wp, y están fabricados de silicio monocristalino, que concede mayor rendimiento que los demás materiales.

Las características de este modelo en las condiciones estándar de test (1000 W/m² y 25°C) se resumen a continuación:

Potencia máxima **325 Wp**
Tensión de máxima potencia **$U_{mp}=37,1$ V**
Corriente de máxima potencia **$I_{mp}=8,77$ A**
Tensión de circuito abierto **$U_{ca}=45,8$ V**
Corriente de cortocircuito **$I_{cc}=9,28$ A**
Rendimiento **16,7%**
Temperatura de funcionamiento **-40°C a +85°C**
Tensión máxima del sistema **1000 V DC**
Intensidad máxima de fusibles en serie **20 A**
Tolerancia potencia nominal **0/+5W**

Las dimensiones máximas de estos paneles son: ancho 992±2 mm, alto 1956±2 mm, profundidad 40 mm. Para el diseño de la posición de los paneles se han tenido en cuenta las mayores dimensiones posibles, es decir, 994x1958x40 mm.

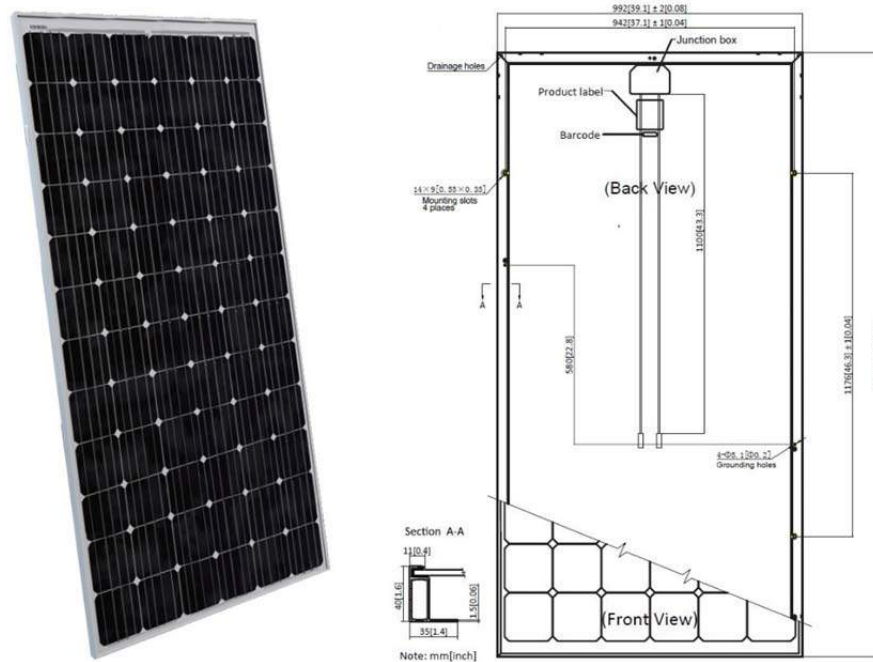


Fig. 24 Módulo STP325S-24/Vem de SunTech

2.8.2. Elección de la inclinación de los módulos

Las instalaciones serán de estructura fija, por lo que se buscará que tengan una orientación óptima. Los paneles estarán orientados hacia el sur geográfico.

Habitualmente, las instalaciones fijas se realizan con un ángulo que maximice la captación anual de irradiación, aunque en algunos casos se diseña con un ángulo que maximiza la captación en determinadas épocas del año. En el caso de este proyecto, se va a realizar con el criterio de la máxima captación anual.

Para ello, se procede a buscar qué inclinación del panel será la que produzca esta máxima captación. Se estudiará la radiación recibida en función de la inclinación del plano. Para estudiarlo, se usará la base de datos de energía solar PVGIS (siglas en inglés de Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica).

PVGIS es una base de datos del recurso solar basada en mapas, que incluye información de Europa, África y el sudoeste de Asia. Es un centro de investigación conjunta creado por la Comisión Europea con el fin de implementar la energía renovable en la Unión Europea.



Fig. 25 Selección de lugar y ángulo de inclinación para datos de irradiación global mensual y anual

Al realizar el estudio de irradiación según el ángulo, se obtiene un resultado de la irradiación media para cada mes, y una anual, en $\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$. Estos resultados se muestran a continuación.

Wh/ m ² día	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0°	2070	3110	4660	5540	6620	7680	8030	7000	5370	3700	2370	1900
5°	2340	3400	4920	5700	6690	7720	8110	7190	5650	4000	2640	2170
10°	2590	3680	5160	5840	6740	7710	8130	7330	5900	4280	2900	2430
15°	2830	3940	5380	5940	6750	7670	8110	7430	6110	4540	3140	2680
20°	3050	4180	5560	6010	6720	7580	8050	7480	6290	4770	3370	2910
25°	3250	4390	5710	6040	6660	7450	7930	7490	6420	4970	3570	3120
30°	3430	4570	5820	6040	6550	7280	7770	7440	6520	5140	3760	3310
35°	3590	4730	5910	6010	6420	7060	7550	7360	6570	5280	3910	3480
40°	3730	4850	5950	5940	6240	6810	7300	7220	6580	5380	4050	3630
45°	3840	4940	5960	5830	6030	6520	6990	7040	6550	5450	4150	3760
50°	3930	5000	5930	5690	5780	6190	6660	6810	6470	5480	4230	3850
55°	3990	5030	5860	5510	5500	5820	6270	6540	6360	5480	4290	3930
60°	4030	5020	5750	5300	5200	5420	5850	6230	6190	5440	4310	3970
65°	4030	4980	5610	5060	4860	5000	5400	5870	5990	5360	4300	3990
70°	4010	4910	5430	4780	4490	4550	4920	5480	5750	5250	4270	3990
75°	3960	4800	5220	4480	4100	4070	4410	5050	5470	5100	4200	3950
80°	3890	4660	4970	4150	3700	3590	3880	4600	5150	4920	4110	3890
85°	3790	4490	4690	3800	3270	3070	3330	4110	4800	4710	3990	3800
90°	3660	4280	4380	3430	2830	2570	2780	3610	4410	4460	3840	3680

Tabla 1 Irradiación media mensual para cada ángulo de inclinación del plano

En verde se han resaltado los resultados máximos para cada mes. Se puede observar que en los meses de verano, los menores ángulos de inclinación provocan mayores rendimientos, mientras que en los meses de invierno son los mayores ángulos los que producen mayor captación.

Para nuestro estudio procedemos a ver el resultado de los valores medios anuales.

Wh/m2/día	ANUAL
0°	4847
5°	5053
10°	5233
15°	5385
20°	5505
25°	5590
30°	5642
35°	5661
40°	5644
45°	5592
50°	5504
55°	5383
60°	5227
65°	5037
70°	4818
75°	4566
80°	4290
85°	3984
90°	3657

Tabla 2 Irradiación media anual para cada ángulo de inclinación del plano

Se observa que el ángulo con el que se obtiene mayor captación de irradiación media anual es 35°, que será el ángulo escogido para estas instalaciones previas.

2.8.3. Diseño de la instalación previa en el parking de profesores

Como se ha comentado anteriormente, en el parking de profesores es necesaria la construcción de una estructura que dé soporte a los paneles. Esta estructura estará compuesta de perfiles metálicos, dispuestos como pilares, vigas y viguetas. Sobre esta estructura, al ser la única carga soportada la de los paneles, se colocará sobre ella un panel sándwich, formado por láminas metálicas, de acero o aluminio, y conformadas con espuma de poliuretano rígido.

Además, estos paneles sándwich tienen configuración tapajuntas, lo que evita la filtración de agua.



Fig. 26 Estructura metálica de pilares, vigas y viguetas



Fig. 27 Cubierta de paneles sándwich

Para el diseño de la cubierta se ha tenido en cuenta que existe una zona de paso de vehículos, por lo que en ella no se instalarán pilares que puedan obstruir el paso. Debido a la existencia de plazas de aparcamiento, los pilares se situarán de tal manera que no alteren las plazas existentes, ni obstaculicen el tránsito de vehículos. También se ha tenido en cuenta no provocar sombra en las ventanas del edificio situado más al norte, por lo que se ha situado con una distancia suficiente.

Se diseñará la ubicación de los pilares para que la máxima luz no supere los 10 metros de largo. La estructura diseñada tendrá 5 metros de altura, para minimizar el efecto de la sombra de los árboles colindantes. La cubierta del parking diseñada se muestra a continuación.

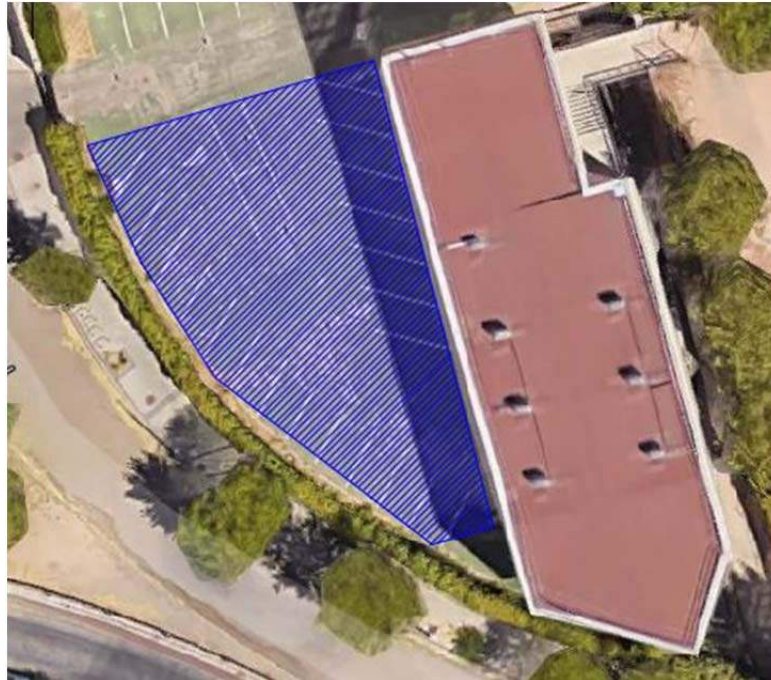


Fig. 28 Cubierta del parking de profesores

Las filas tienen que estar situadas de tal manera que no haya sombreados entre ellas. Para ello, se suelen diseñar con una distancia entre filas usando el valor de la incidencia del sol de su elevación el solsticio de invierno (cuando es el valor mínimo). Esto provoca que no haya sombreados entre filas durante todo el año.

Como se comentó en el apartado 2.7.2 *Cálculo del periodo de tiempo sin sombras en el mediodía solar en el parking de profesores*, en una parte del año existen sombras en el parking provocadas por los edificios situados al sur (desde el 26 de septiembre al 18 de marzo). Esto significa que durante este periodo, una parte de los paneles quedará en sombra. Con el fin de maximizar la potencia instalada, para el cálculo de la distancia entre filas se utilizará el valor del ángulo de incidencia del sol el primer día del año que no hay sombra, $48,1921^\circ$. Al hacer esto, durante los meses que hay sombra en el parking en el mediodía solar, se permite que los paneles provoquen sombras entre filas, obteniendo mayor potencia los demás meses.

La distancia entre puntos iguales de filas contiguas queda 2,6147 m, como se puede ver a continuación.

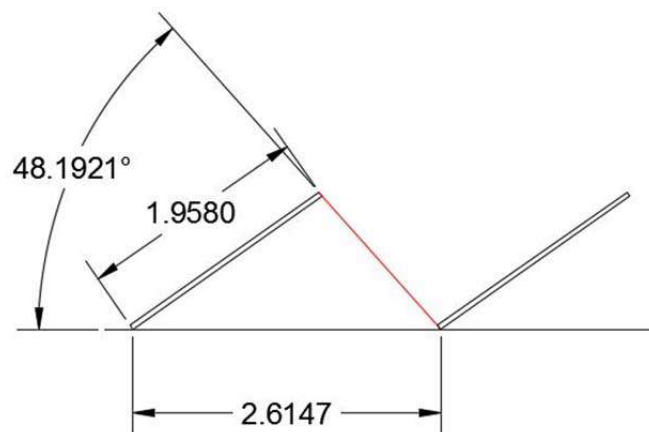


Fig. 29 Distancia entre filas en instalación previa en parking de profesores

La instalación fotovoltaica queda, entonces:



Fig. 30 Instalación previa en parking de profesores

Con esta disposición, se diseña una instalación fotovoltaica de 119 paneles fotovoltaicos. La potencia pico de esta instalación sería 38,675 kWp.

2.8.4. Diseño de la instalación previa en el gimnasio

En la instalación en el gimnasio, no es necesario construir una estructura metálica que dé soporte a los paneles, al no tener el tejado de este edificio ningún uso. Será necesario reubicar las máquinas de aire acondicionado que están instaladas en él.

Al igual que en el caso anterior, para diseñar la instalación en el tejado del gimnasio, ésta se diseñará con una distancia entre filas menor a la habitual, al usarse como ángulo de diseño el del 13 de febrero, primer día que queda sin sombras, $35,8149^\circ$, y no el del solsticio de invierno. Esta distancia queda 3,1602 m entre puntos iguales. Es necesario tener en cuenta la sombra provocada por el parapeto del tejado, de 1 m de altura.

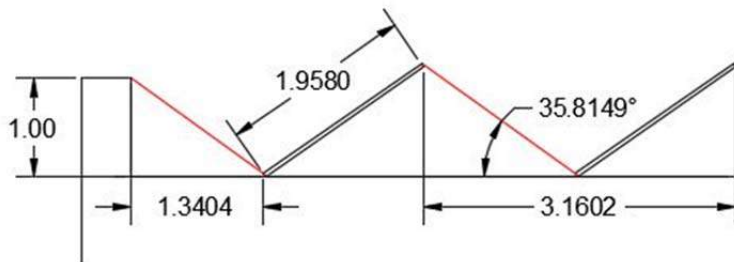


Fig. 31 Distancia entre parapeto y primera fila y entre filas en instalación previa en gimnasio

La instalación final se muestra a continuación.



Fig. 32 Instalación previa en gimnasio

Esta instalación está formada por 97 paneles fotovoltaicos, lo que significa que tiene una potencia máxima de 31,525 kWp.

2.8.5. Diseño de la instalación previa en la piscina

Para la instalación en la piscina también es necesaria una cubierta en la que colocar los paneles. El diseño de la cubierta es el siguiente.



Fig. 33 Cubierta en piscina

De la misma manera que en las otras instalaciones previas, se ha diseñado la distancia entre filas con el ángulo de incidencia del sol del primer día del año sin sombras, que es en este caso $59,4823^\circ$.



Fig. 34 Instalación previa en piscina

Esta instalación tiene 113 paneles, con una potencia pico total de 36,725 kWp.

2.9. Comparativa económica

2.9.1. Precio Centro de la Construcción

Para la elaboración de los costes de las instalaciones se ha utilizado el Precio de la Construcción Centro, que es una base de datos de la construcción editada por el Gabinete Técnico del Colegio Oficial de Aparejadores, Arquitectos Técnicos e Ingenieros de Edificación de Guadalajara (COATGU).

Esta herramienta, creada en 1984 y publicada anualmente, contiene unas fichas de referencia de precios unitarios descompuestos para la consulta y la elaboración de precios.

En el Precio Centro de la Construcción existen precios de materiales para instalaciones fotovoltaicas, como son paneles e inversores, aunque de unas determinadas potencias. Para la elaboración de los presupuestos de este proyecto se han utilizado los precios incluidos en los elementos cuyas potencias coinciden, y, para las potencias no incluidas, se han calculado mediante la extrapolación de los precios incluidos.

Los precios que no están incluidos en el Precio Centro de la Construcción han sido buscados, y se ha utilizado un precio aproximado al de mercado.

2.9.2. Presupuesto de la instalación previa en parking de profesores

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	119	462,67 €	55.057,73 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	119	161,00 €	19.159,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm 1kV	140,28	2,41 €	338,07 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	64	4,25 €	272,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm ² Cu	10	14,48 €	144,80 €
ud	Suministro de terminales de Baja	4	4,27 €	17,08 €

Tensión				
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	150,28	28,62 €	4.301,01 €
m2	Suministro y montaje de estructura metálica soporte, cerchas y correas L<10 m	370	71,30 €	26.381,00 €
m2	Suministro y montaje de cubierta panel chapa prelacada + galvanizada	370	29,96 €	11.085,20 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 38 kW trif.	1	16.795,44 €	16.795,44 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	269,71 €	269,71 €
TOTAL				134.558,05 €

2.9.3. Presupuesto de la instalación previa en gimnasio

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	97	462,67 €	44.878,99 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	97	161,00 €	15.617,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm 1kV	236,96	2,41 €	571,07 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	64	4,25 €	272,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm ² Cu	20	14,48 €	289,60 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	256,96	28,62 €	7.354,20 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 31 kW trif.	1	14.402,28 €	14.402,28 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €

TOTAL	86.794,39 €
--------------	--------------------

2.9.4. Presupuesto de la instalación previa en piscina

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	113	462,67 €	52.281,71 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	113	161,00 €	18.193,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm 1kV	128,38	2,41 €	309,40 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	64	4,25 €	272,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm ² Cu	10	14,48 €	144,80 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	138,38	28,62 €	3.960,44 €
m2	Suministro y montaje de estructura metálica soporte, cerchas y correas L<10 m	303	71,30 €	21.603,90 €
m2	Suministro y montaje de cubierta panel chapa prelacada + galvanizada	303	29,96 €	9.077,88 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 36 kW trif.	1	16.111,68 €	16.111,68 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	304,14 €	304,14 €
TOTAL				123.013,02 €

2.10. Selección de la ubicación de la instalación fotovoltaica

Una vez realizadas las comparaciones, se seleccionó como ubicación definitiva de la instalación fotovoltaica el tejado del gimnasio.

Aunque sea el lugar menos visible de los tres emplazamientos valorados, este lugar sigue siendo altamente visible desde la ETSII y edificios cercanos, y su impacto visual es bajo, al no ser necesaria la construcción de una cubierta. Además, su uso no se verá afectado.

Energéticamente, aunque su superficie sea la menor de las tres, al ser la menos afectada por las sombras de elementos cercanos, hace que sea la más interesante, ya que podría dar carga a vehículos eléctricos en mayor parte del año.

Finalmente, en el apartado económico, la instalación es la que menos coste conllevaría. Habitualmente, para dar el precio de las instalaciones fotovoltaicas se hace en precio por vatio pico, para tener una idea del coste de la energía que se puede producir. Si se analiza esta cifra de las instalaciones previas realizadas, se observa que el menor coste por vatio pico es el de la instalación en el gimnasio. Esto se debe al gran coste adicional que conlleva la realización de una cubierta en la que se ubican los paneles.

Instalación	Coste total	Coste €/Wp
Parking	134.558,05 €	3,48
Gimnasio	86.794,39 €	2,75
Piscina	123.013,02 €	3,35

Tabla 3 Resumen costes totales y por Wp

3. Estudio de la instalación fotovoltaica

3.1. Elección de las instalaciones a estudiar

Una vez seleccionada la ubicación para la instalación fotovoltaica, se procede a realizar el diseño que más se adecúe a la función de alimentar el punto de carga rápida de vehículos eléctricos. Con el fin de generar la mayor cantidad de energía posible, se va a realizar un estudio en el que se evaluará qué posición de los paneles fotovoltaicos es la más adecuada.

En este estudio se van a comparar las instalaciones que se podrían realizar energética y económicamente.

En las instalaciones previas se realizó el diseño con un ángulo de inclinación de los módulos de 35° , al ser el ángulo con el que se conseguía una mayor captación de irradiación media anual, que es el criterio que se suele utilizar en el diseño habitualmente. Sin embargo, al variar el valor de esta inclinación, podría ampliarse el número de paneles a instalar, y llegar a captarse mayor irradiación.

Por ello, al ser el objetivo de esta instalación el de alimentar un punto de cargado rápido, se pretende obtener la mayor potencia posible, por lo que se va a estudiar la instalación que se podría realizar en función de esta inclinación.

3.1.1. Distancia entre filas en función del ángulo de inclinación de los paneles

Para el diseño de las instalaciones, es necesario calcular la distancia que habrá entre puntos iguales de filas contiguas. El valor de esta distancia depende de tres factores: la altura del panel, en ángulo de inclinación de éste y el ángulo de incidencia del sol.

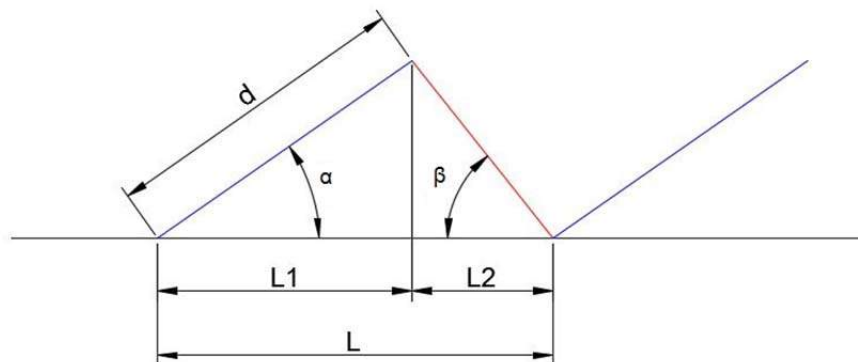


Fig. 35 Distancia entre puntos iguales de filas

La expresión de esta longitud es:

$$L1 = d \cdot \cos\alpha$$

$$L2 = \frac{d \cdot \operatorname{sen}\alpha}{\tan\beta}$$

$$L = L1 + L2 = d \cdot \left(\cos\alpha + \frac{\operatorname{sen}\alpha}{\tan\beta} \right)$$

A continuación se muestra la variación de la distancia entre filas en función del ángulo, para una altura del módulo de 1,958 m. Al igual que en la instalación previa, se considera un ángulo de incidencia del sol de 35,8149°, que es el ángulo con el que incide el sol el primer día del año en el que no existen sombras en el mediodía solar en el tejado del gimnasio.

Ángulo de inclinación	Distancia entre puntos iguales
0	1,958
5	2,187
10	2,399
15	2,594
20	2,768
25	2,921
30	3,052
35	3,160
40	3,244
45	3,303
50	3,337
55	3,346
60	3,329
65	3,287
70	3,219
75	3,128
80	3,012
85	2,874
90	2,713

Tabla 4 Variación de la distancia entre filas en función del ángulo de inclinación de los módulos

Y, gráficamente:

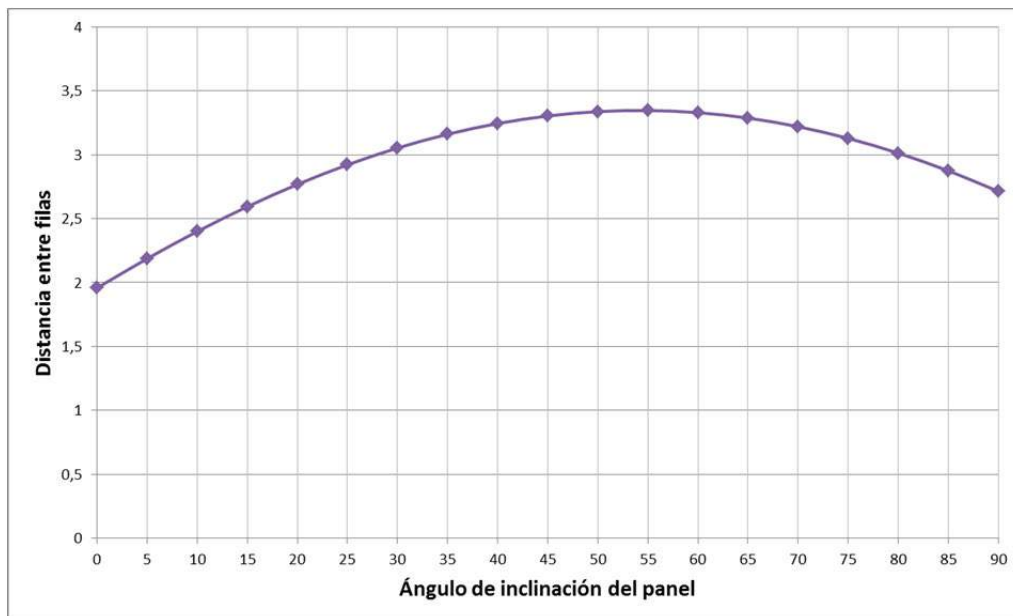


Fig. 36 Variación de la distancia entre filas en función del ángulo de inclinación de los módulos

Como se puede observar, para una inclinación de 0°, la distancia entre puntos iguales de dos filas es la altura del módulo, 1,958 m, es decir, no hay distancia entre filas. La distancia aumenta hasta llegar al máximo, en 55°, y vuelve a disminuir.

3.1.2. Irradiación media en función del ángulo de inclinación de los paneles

Como se observó anteriormente, la irradiación media también varía en función del ángulo de inclinación (ver Tabla 2 - Irradiación media anual para cada ángulo de inclinación del plano). Gráficamente, esta variación se muestra a continuación.

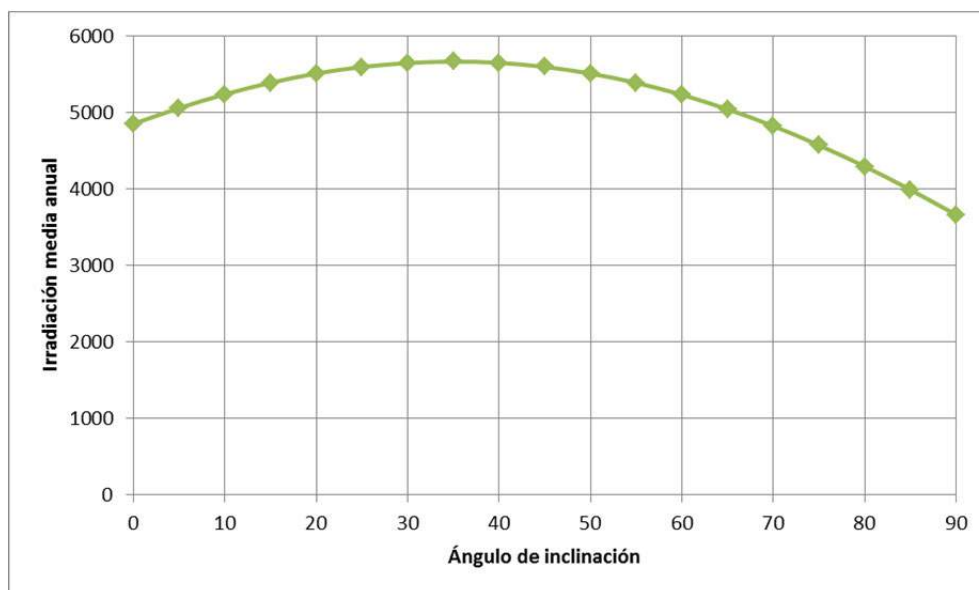


Fig. 37 Variación de la irradiación media anual en función de la inclinación del módulo

La irradiación media es máxima para un ángulo de inclinación de 35° , y disminuye de manera aproximadamente simétrica respecto a ese valor.

3.1.3. Ángulos de inclinación a estudiar

Finalmente, se decidió estudiar las instalaciones posibles con los ángulos de inclinación entre 0° y 35° . Los valores de las irradiaciones medias anuales son aproximadamente simétricos respecto a 35° de inclinación, y los valores de las distancias entre filas de estos ángulos son inferiores a las de los ángulos con irradiaciones simétricas (entre 35° y 70°).

3.1.4. Azimut de las instalaciones

En las instalaciones inclinadas, el azimut con el que estarán orientados los paneles será de 180° (orientado hacia el sur). Esta orientación es la más apropiada, ya que es con la que mayor rendimiento se obtiene, debido a que el momento en el que la radiación solar es mayor es cuando éste está en punto más alto de su trayectoria.

A continuación se muestran los gráficos de optimización de la orientación de los paneles del programa PVSYST. En el programa, el azimut se mide desde la dirección sur, siendo este valor 0° , los valores negativos los orientados hacia el este y los positivos hacia el oeste.

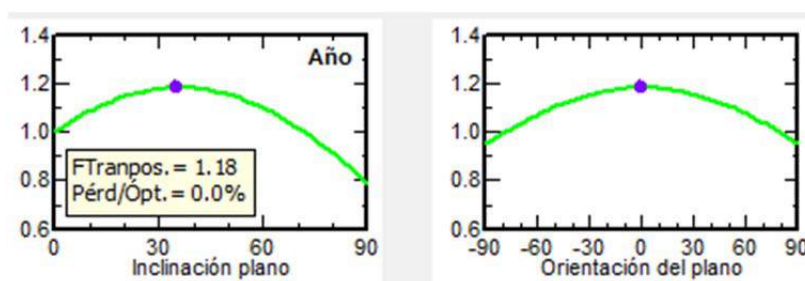


Fig. 38 Inclinación y orientación de los módulos en el programa PVSYST. El punto azul muestra el óptimo, 35° de inclinación y 0° de azimut.

3.2. Alternativas instalación según inclinación de los módulos fotovoltaicos

A continuación se muestran los componentes utilizados para el diseño de las diferentes instalaciones fotovoltaicas que se realizaron para las diferentes inclinaciones de los módulos fotovoltaicos.

3.2.1. Módulos fotovoltaicos

Estas instalaciones, al igual que las instalaciones previas, se realizaron con el módulo fotovoltaico STP325S-24/Vem, del fabricante SunTech (ver ANEXO III: Fichas técnicas).

3.2.2. Estructura soporte

Instalaciones inclinadas

La estructura considerada para las instalaciones con inclinación (5° a 35°) es la estructura para cubierta HLC-1P del fabricante HIASA (ver ANEXO III Fichas técnicas). Esta estructura no se ancla en la cubierta, tiene unas bases de plástico con las que se apoya, y se le colocan unos contrapesos de hormigón para contrarrestar la acción del viento a succión.

Esta estructura es completamente adaptable a la geometría de la cubierta y a las dimensiones de los paneles. Además, puede fabricarse una composición para las diferentes inclinaciones de la instalación.



Fig. 39 Vista en perspectiva de la estructura soporte con inclinación

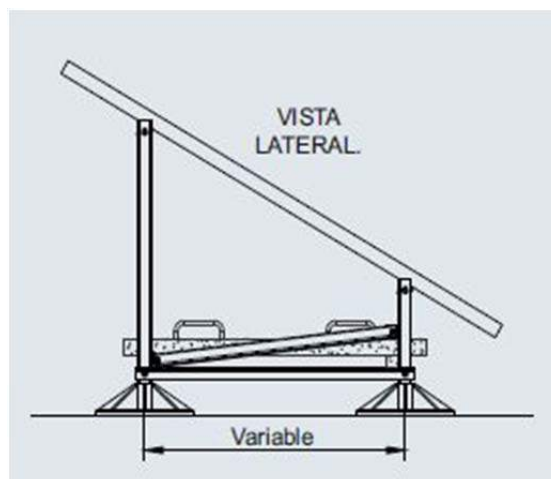


Fig. 40 Vista lateral de la estructura soporte con inclinación

Instalación sin inclinación

En la instalación en la que los módulos no tienen inclinación se utiliza para el diseño la estructura soporte lastrada *Ballasted Power Rail* del fabricante *DPW SOLAR* (Ver *ANEXO III: Fichas técnicas*).

Al igual que en la inclinada, no es necesario atornillar la estructura al tejado, se sujeta con contrapesos.

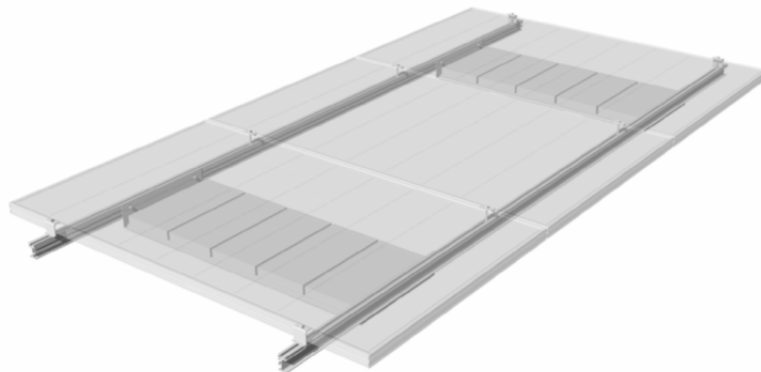


Fig. 41 Estructura soporte horizontal

3.2.3. Cableado

El cableado eléctrico es el responsable de transportar la energía entre los elementos de la instalación, por lo que es importante dimensionarlos correctamente, para que ni la instalación ni los usuarios corran riesgo.

El dimensionamiento del cableado se realiza conforme a la normativa vigente, que en este caso es el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

La determinación de las secciones de los cables se realiza de tal manera que cumpla las tres condiciones siguientes:

- a) Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento
La temperatura del conductor, trabajando a plena carga y en régimen permanente no debe superar la temperatura máxima admisible asignada a los materiales utilizados para el aislamiento. Esta temperatura viene especificada en la norma particular del cable.
- b) Criterio de la caída de tensión

La circulación de corriente por los conductores provoca una pérdida de la potencia transportada por el cable, y una diferencia entre las tensiones de origen y extremo de la canalización. Esta debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento de baja tensión en cada parte de la instalación.

c) Criterio de la intensidad de cortocircuito

La temperatura que alcanza el conductor a consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración no puede sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración asignada a los materiales. Este criterio no es determinante en las instalaciones de baja tensión, ya que las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy cortos y las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

La sección del conductor queda determinada por el criterio más restrictivo.

El cableado que se ha calculado es el que une cada cadena de paneles fotovoltaicos con la caja de conexión, y el que une la caja de conexión con el inversor, a nivel del suelo. Los módulos estarán conectados entre ellos formando las cadenas mediante los cables que ya tienen instalados de fábrica, uniendo el borne negativo de un panel con el positivo del siguiente. Estos cables son de sección 4mm^2 y tienen conectores compatibles con los conectores MC4.

Las cadenas estarán conectadas con la caja de agrupamiento mediante dos cables unipolares, de cobre, e instalado en bandeja paralela a los bordes de la instalación, que los protegerá de la intemperie y evitará que queden expuestos. La caja de conexión está conectada al inversor mediante dos cables unipolares de cobre, que bajan por la pared exterior del gimnasio en canalización cerrada con tapa desmontable.

Para determinar las intensidades de los conductores, primero se calcula la sección con el criterio de la caída de tensión. Esto se realiza con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\Delta U_{\text{máx}} \cdot \gamma_{\text{cobre}} \cdot U_1}$$

Donde:

- S Sección calculada en mm^2
- P Potencia transportada por el cable
- L Longitud de la línea (en las líneas que unen las cadenas de módulos con la caja de conexión, se supone esta longitud hasta la mitad de la cadena, haciendo la suposición de carga puntual)
- $\Delta U_{\text{máx}}$ Caída de tensión máxima (según el REBT, la caída de tensión entre el generador y la red no puede superar el 1,5%, por lo que se ha tomado un 1% entre el generador y el inversor)
- γ_{cobre} Conductividad del cobre, de valor aproximado $44 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$ para una temperatura de funcionamiento de 90°C , que es la dada por el fabricante

U_1 Tensión nominal de la línea (es la tensión sumada de los paneles que formen cada cadena)

Una vez calculada esta sección, se comprueba que la intensidad máxima que puede soportar es mayor a la nominal de la línea, y, si no lo es, se aumenta la sección.

Esta intensidad máxima se calcula utilizando las tablas de la norma española UNE 20460-5-523, para el modo de instalación utilizado. Con este modo de instalación (en bandeja de cables no perforada) y en función del número de circuitos que vayan en cada una, se aplican factores de corrección a la intensidad máxima admisible en el cable.

Las tablas con los cálculos de todas las líneas de las instalaciones se encuentran en el ANEXO I. Cálculos.

3.2.4. Inversores

Los inversores que se han seleccionado para cada instalación son los que permiten una configuración con mayor número de paneles, aprovechando así la superficie al máximo. Éstos han sido elegidos de los inversores incluidos en la base de datos del programa con el que se han realizado las simulaciones, el PVSYST. La base de datos está actualizada por los propios fabricantes, lo que aumenta la fiabilidad.

En la medida de lo posible, se han escogido las primeras marcas de inversores, que aseguran calidad y buen funcionamiento. Las marcas elegidas son Power Electronics o Ingeteam.

Los modelos escogidos y sus potencias se indican en el apartado 3.3 *Resultados*.

Para ver las fichas técnicas de los inversores instalados para cada inclinación, ver ANEXO III: Fichas técnicas.

3.3. Resultados

A continuación se muestran las configuraciones escogidas para las alternativas de ángulo de inclinación estudiadas. Los planos detallados de las instalaciones diseñadas se muestran en el ANEXO II. Planos.

Para el diseño de estas instalaciones, el proceso es el siguiente: primero, con el ángulo de inclinación dado, se calcula la distancia entre filas, y con ésta, se comprueba el número máximo de paneles que se puede instalar en el emplazamiento, teniendo en cuenta la sombra proyectada por el parapeto. A continuación, utilizando el programa PVSYST, se realiza el diseño de las cadenas de módulos, seleccionándolas para maximizar el número de paneles, pero teniendo en cuenta que la tensión e intensidad total no supere los valores de funcionamiento

del inversor seleccionado. Finalmente, conocido el número de cadenas y de paneles en cada una, se diseñan las trayectorias de las bandejas por las que irán los cables desde cada cadena hasta la caja de conexión.

Para la realización las instalaciones, se ha supuesto una inclinación del tejado de 0° , ignorando la ligera inclinación norte-sur para el desagüe del tejado, de aproximadamente 3° en tramos simétricos.

3.3.1. Alternativa 35°

La configuración de la instalación de 35° de inclinación es de 6 series de 16 paneles, lo que hace un total de 96 paneles, con una potencia pico de 31,2 kWp.

El inversor utilizado en esta composición es el modelo FreeSun FS0030 LVT, de 30 kW, del fabricante Power Electronics.



Fig. 42 Inversor FreeSun LVT de Power Electronics

Estos inversores incluyen un transformador de BT integrado en el diseño, que permite la salida directa en baja tensión. La instalación del inversor será exterior, próximo al punto de carga rápida, por lo que se optará por el modelo outdoor, que permite su instalación en intemperie. Los inversores incluyen también protecciones como la de sobretensión, contra rayos, etc.

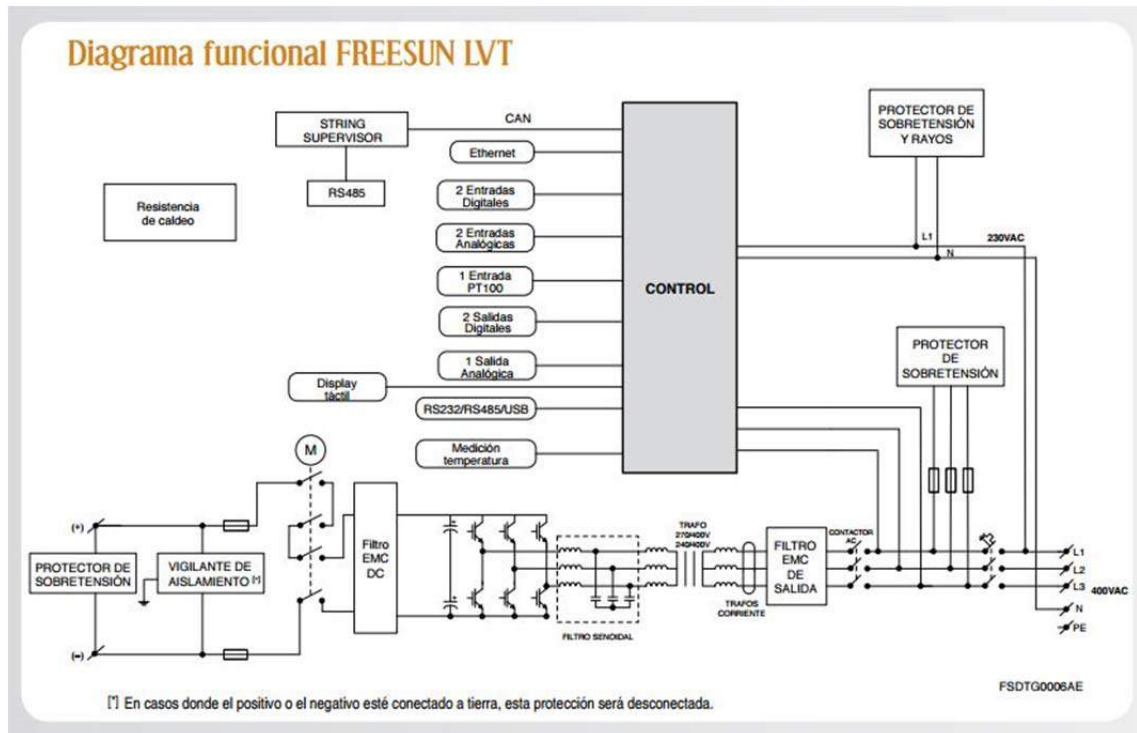


Fig. 43 Diagrama funcional del inversor FreeSun LVT

3.3.2. Alternativa 30°

Con esta inclinación, la configuración es de 7 cadenas de 14 módulos, con una potencia pico de 31,85 kWp. El inversor seleccionado es el modelo Ingecon Sun de 30 kW, del fabricante Ingeteam.



Fig. 44 Inversor Ingecon Sun

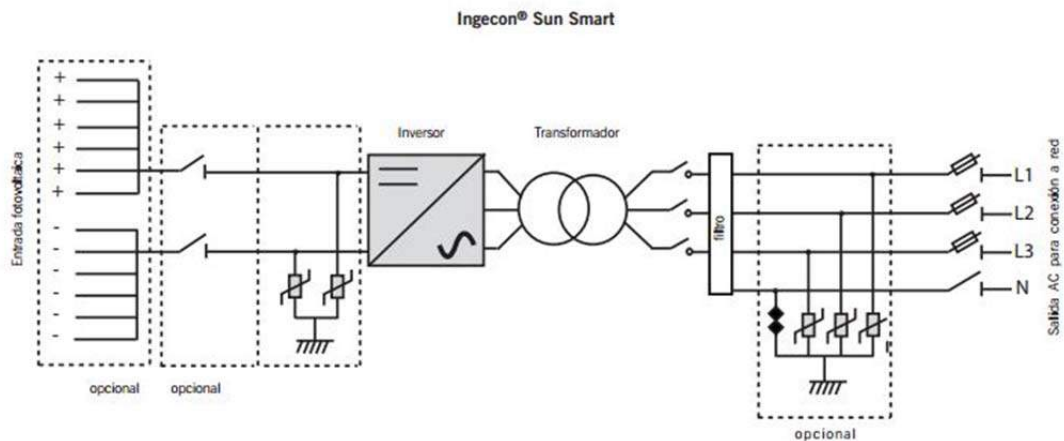


Fig. 45 Diagrama Ingecon Sun

3.3.3. Alternativa 25°

La configuración es de 8 series de 13 módulos, con una potencia de 33,8 kWp. El modelo del inversor instalado es el Ingecon Sun 30 kW, de Ingeteam.

3.3.4. Alternativa 20°

Esta instalación está formada por 7 cadenas de 15 módulos cada una, con una potencia de 34,1 kWp. El modelo de inversor usado es el FreeSun FS0035 LVT. En esta configuración, el inversor está ligeramente sobredimensionado, pero se realiza de esta manera para obtener mayor potencia máxima, disminuyendo el rendimiento por trabajar a una potencia inferior a la nominal del inversor.

3.3.5. Alternativa 15°

La configuración es de 7 cadenas de 16 módulos, con una potencia pico de 36,4 kWp. El inversor utilizado en esta instalación es el modelo FreeSun FS0035 LVT, de Power Electronics.

3.3.6. Alternativa 10°

Esta instalación consta de 8 cadenas de 15 módulos, con una potencia máxima de 39 kWp. El inversor utilizado es el modelo FreeSun FS0035 LVT, de Power Electronics.

3.3.7. Alternativa 5°

La configuración de esta instalación es de 8 cadenas de 17 módulos. El inversor elegido es el modelo FreeSun FS0040 LVT, de 40 kW. La potencia pico de esta instalación es de 44,2 kWp.

3.3.8. Alternativa 0°

Esta instalación está formada por 10 cadenas de 16 módulos, con una potencia pico de 52 kWp. El inversor utilizado es el modelo Ingecon Sun Power 50.



Fig. 46 Inversor Ingecon Sun Power, de Ingeteam

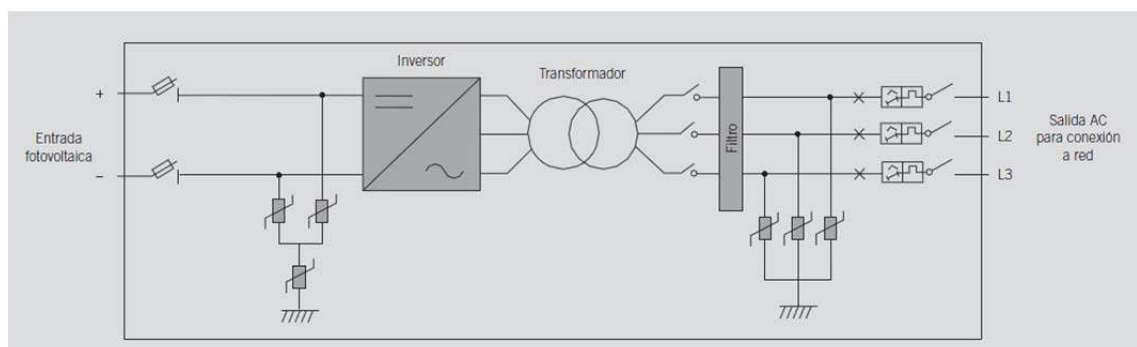


Fig. 47 Esquema del inversor Ingecon Sun Power

3.3.9. Cuadro resumen de las instalaciones

Inclinación	Paneles total	Nº series	Módulos por serie	Potencia pico (kWp)	Potencia inversor (kW)
35°	96	6	16	31,2	30
30°	98	7	14	31,85	30
25°	104	8	13	33,8	30
20°	105	7	15	34,1	35
15°	112	7	16	36,4	35
10°	120	8	15	39	35
5°	136	8	17	44,2	40
0°	160	10	16	52	50

Tabla 5 .Instalaciones posibles en función de la inclinación del panel

Como se puede observar en el cuadro resumen, el número de paneles que se puede instalar aumenta al disminuir el ángulo de inclinación, al ser menor la distancia que separa las filas. El número de paneles en la instalación de 0° de inclinación es mucho mayor al resto de instalaciones, debido a que, al no tener ángulo de inclinación el panel, no es necesario que esté orientado hacia el sur (azimut 0°), por lo que se pueden colocar los paneles paralelos al tejado. De esta manera, se aprovecha el espacio mejor, y es posible aumentar en gran medida la densidad de paneles instalados en el tejado.

3.4. Comparativa energética

Como se ha visto, al disminuir el ángulo de inclinación de los paneles, se aumenta el número total de paneles instalados, pero se disminuye el rendimiento de la instalación. Es por esto que es necesario realizar una comparativa energética, en la que se observe la energía generada anualmente por cada instalación.

Para realizar esta comparativa se realiza una simulación de cada una de las instalaciones diseñadas con el programa PVSYST.

Este programa permite realizar una simulación de la instalación durante un periodo específico en el que estén incluidas las variaciones de la energía generada causadas por las variaciones climatológicas. Los valores climatológicos utilizados por el programa son tomados de la referencia meteorológica "Meteonorm", en la que se incluyen datos de los siguientes parámetros:

- Radiación global
- Temperatura ambiente del aire

- Humedad
- Precipitaciones
- Días con precipitaciones
- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Duración de la luz solar

Estos datos se recogen de 8325 estaciones meteorológicas repartidas por todo el mundo, y son después interpolados para conseguir datos de cualquier punto y a cualquier hora. De esta manera se obtiene un “año tipo” utilizado para las simulaciones de todas las instalaciones fotovoltaicas.

Para realizar la comparativa entre las instalaciones, se ha utilizado el mismo modelo de “año tipo” para todas, y no se han tenido en cuenta las sombras cercanas, al estar todas las instalaciones situadas en el mismo punto. Tampoco se ha tenido en cuenta la sombra proyectada entre las filas los primeros y últimos días del año, causadas por el ángulo de incidencia del sol utilizado para el diseño.

El resultado de todas las simulaciones se incluye en el ANEXO IV: Simulaciones con PVSYST.

3.4.1. Energía inyectada a la red

A continuación se muestra una tabla resumen con el valor de la energía inyectada a la red obtenido con las simulaciones. Este valor de la energía sería el obtenido tras ser generada la electricidad en los paneles y convertida a corriente alterna en el inversor.

Este valor no tiene en cuenta la energía que podría ser consumida, como sería la utilizada en los puntos de carga, se considera que toda la energía generada es inyectada a la red.

Inclinación	Energía producida (MWh/año)
35°	49,905
30°	50,976
25°	53,569
20°	53,351
15°	55,833
10°	58,274
5°	64,189
0°	71,876

Tabla 6 Energía producida anualmente por cada instalación

Como se puede observar, cuanto menor es el ángulo de inclinación, mayor es la energía producida anualmente, al aumentarse el número de paneles instalados. La energía generada por la instalación de 0° es un 44% mayor que la generada por la de 35° de inclinación.

El valor de las energías inyectadas a la red anualmente, como se ha comentado anteriormente, no tiene en cuenta las sombras proyectadas entre las filas de paneles durante los primeros y últimos meses del año en las instalaciones con inclinación, mientras que en la instalación con 0° de inclinación estas sombras no existen. Por lo tanto, la energía producida por las instalaciones con inclinación sería aún menor que la generada por la instalación con los módulos situados horizontalmente.

3.4.2. Factor de rendimiento

Otro valor para comparar las instalaciones es el factor de rendimiento, comúnmente conocido como PR por sus siglas en inglés (“Performance Ratio”). El PR es una medida de la calidad y la eficiencia de la instalación fotovoltaica, independientemente de la localización de la instalación. Es una relación entre la energía generada realmente y la teórica, y se expresa como un porcentaje, siendo mejor la instalación cuanto más cerca de 100% está el valor del PR. Bajo determinadas condiciones, el PR podría llegar a superar el 100%, ya que los datos de los paneles se dan en determinadas condiciones (1000 W/m² y 25 °C de temperatura). Si las condiciones reales fueran mejores que las estándar, la energía generada podría superar la teórica.

Algunos de los factores que afectan al valor del PR son:

- Temperatura del módulo fotovoltaico
- Irradiación solar y disipación de potencia
- Suciedad o sombra en los paneles
- Eficiencia de los paneles
- Eficiencia del inversor
- Orientación de los paneles

El valor del factor de rendimiento se calcula durante un intervalo de tiempo determinado, teniendo en cuenta la energía generada. Para este valor se ha utilizado la calculada en las simulaciones del PVSYST.

La expresión para calcular el PR es la siguiente:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R}$$

Y_f es la productividad final, “final yield” en inglés, es la relación entre la energía generada en el periodo elegido por el sistema fotovoltaico (en kWh) y la potencia pico de los paneles que forman el sistema (en kW). Este factor es conocido también como horas equivalentes de

sol, o HES, que serían las horas necesarias para generar la energía si la irradiación fuera constante y de valor 1000 W/m^2 .

Y_R es la productividad de referencia, o “reference yield”, y es la relación entre la irradiación diaria media en el plano del generador fotovoltaico y la irradiación de referencia en las condiciones de test estándar, 1000 W/m^2 .

De esta manera, los valores del PR de las diferentes instalaciones son:

Inclinación	Energía generada (MWh)	Potencia pico (kWp)	Irradiación media (kWh/m ²)	Irradiación referencia (W/m ²)	Yf	YR	PR
35°	49,905	31,2	1936,512	1000	1599,519	1936,512	82,598%
30°	50,976	31,85	1934,831	1000	1600,502	1934,831	82,721%
25°	53,569	33,8	1919,702	1000	1584,882	1919,702	82,559%
20°	53,351	34,125	1894,487	1000	1563,399	1894,487	82,524%
15°	55,833	36,4	1857,505	1000	1533,874	1857,505	82,577%
10°	58,274	39	1810,437	1000	1494,205	1810,437	82,533%
5°	64,189	44,2	1749,921	1000	1452,24	1749,921	82,989%
0°	71,876	52	1681	1000	1382,231	1681	82,227%

Tabla 7 Factor de rendimiento de las instalaciones

El valor del PR es muy semejante en todas las instalaciones, entre 82,5% y 82,7%, excepto en las instalaciones de 5°, que es ligeramente mayor que el resto, y la de 0°, que es algo menor.

3.5. Comparativa económica

De nuevo, es interesante comparar los costes de las diferentes instalaciones fotovoltaicas realizadas en función de la inclinación de los módulos. Las mediciones de los costes se han obtenido de las instalaciones realizadas, y los precios, al igual que en los realizados con las instalaciones previas, se han obtenido del Precio de la Construcción Centro, del COATGU (ver apartado 2.9.1. Precio Centro de la Construcción).

3.5.1. Presupuesto de la instalación de 35°

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	96	462,67 €	44.416,32 €

ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	96	161,00 €	15.456,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm2 1kV	27,1	2,13 €	57,72 €
ud	Suministro y tendido de cable solar 6mm2 1kV	78,42	2,41 €	188,99 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	24	4,25 €	102,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 16 mm2 Cu	30	6,81 €	204,30 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	45,75	28,62 €	1.309,37 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 30 kW trif.	1	14.060,40 €	14.060,40 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				79.204,36 €

3.5.2. Presupuesto de la instalación de 30º

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	98	462,67 €	45.341,66 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	98	161,00 €	15.778,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm2 1kV	42,86	2,13 €	91,29 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm2 1kV	80,46	2,41 €	193,91 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	28	4,25 €	119,00 €

ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm ² Cu	30	14,48 €	434,40 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	47,14	28,62 €	1.349,15 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 30 kW trif.	1	14.060,40 €	14.060,40 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				80.777,06 €

3.5.3. Presupuesto de la instalación de 25°

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	104	462,67 €	48.117,68 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45° para un panel	104	161,00 €	16.744,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm ² 1kV	80,9	2,13 €	172,32 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm ² 1kV	48,76	2,41 €	117,51 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	32	4,25 €	136,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 50 mm ² Cu	30	20,92 €	627,60 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	50,93	28,62 €	1.457,62 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 30 kW trif.	1	14.060,40 €	14.060,40 €

ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				84.842,38 €

3.5.4. Presupuesto de la instalación de 20°

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	105	462,67 €	48.580,35 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	105	161,00 €	16.905,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm ² 1kV	40,76	2,13 €	86,82 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm ² 1kV	90,03	2,41 €	216,97 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	28	4,25 €	119,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm ² Cu	30	14,48 €	434,40 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	52,19	28,62 €	1.493,68 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 35 kW trif.	1	15.769,80 €	15.769,80 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				87.015,27 €

3.5.5. Presupuesto de la instalación de 15°

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	112	462,67 €	51.819,04 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	112	161,00 €	18.032,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm2 1kV	52,6	2,13 €	112,04 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm2 1kV	50,9	2,41 €	122,67 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	28	4,25 €	119,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm2 Cu	30	14,48 €	434,40 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	45,91	28,62 €	1.313,94 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 35 kW trif.	1	15.769,80 €	15.769,80 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				91.132,15 €

3.5.6. Presupuesto de la instalación de 10º

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	120	462,67 €	55.520,40 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45º para un panel	120	161,00 €	19.320,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm2 1kV	70,52	2,13 €	150,21 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm2 1kV	56,14	2,41 €	135,30 €

ud	Suministro de terminales de conexión MC4	32	4,25 €	136,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 50 mm ² Cu	30	20,92 €	627,60 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	49,54	28,62 €	1.417,83 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 35 kW trif.	1	15.769,80 €	15.769,80 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				96.486,39 €

3.5.7. Presupuesto de la instalación de 5°

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	136	462,67 €	62.923,12 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30-45° para un panel	136	161,00 €	21.896,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm ² 1kV	70,8	2,13 €	150,80 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm ² 1kV	56,52	2,41 €	136,21 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	32	4,25 €	136,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 35 mm ² Cu	30	14,48 €	434,40 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	48,58	28,62 €	1.390,36 €

ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 40 kW trif.	1	17.479,20 €	17.479,20 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				107.955,35 €

3.5.8. Presupuesto de la instalación de 0°

UNIDAD	CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
ud	Suministro, clasificación y montaje de panel solar monocristalino 325Wp	160	462,67 €	74.027,20 €
ud	Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio 30- 45º para un panel	160	73,00 €	11.680,00 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 4mm ² 1kV	79,56	2,13 €	169,46 €
ml	Suministro y tendido de cable solar 6mm ² 1kV	88,06	2,41 €	212,22 €
ud	Suministro de terminales de conexión MC4	40	4,25 €	170,00 €
ud	Suministro y montaje de caja de agrupamiento de series de hasta 16 entradas	1	737,00 €	737,00 €
ml	Suministro y tendido de conductor aislante RV-k 0,6/1 kV 50 mm ² Cu	30	20,92 €	627,60 €
ud	Suministro de terminales de Baja Tensión	4	4,27 €	17,08 €
ml	Suministro e instalación de bandeja acero perforada 60x60 cm	54,06	28,62 €	1.547,20 €
ml	Suministro e instalación de inversor conex. Red 50 kW trif.	1	20.898,00 €	20.898,00 €
ud	Instalación de puesta a tierra	1	435,17 €	435,17 €
ud	Trabajos de reubicación de las máquinas de aire acondicionado	1	2.220,00 €	2.220,00 €
TOTAL				112.740,94 €

3.5.9. Análisis de los resultados

Se puede comprobar que, a medida que disminuye el ángulo de inclinación de los módulos, el coste de la instalación aumenta. Esto es debido a que el número de paneles que se pueden instalar es mayor, como se vio anteriormente, y a que, al aumentar el número de paneles instalados, aumenta la potencia de la instalación, y el inversor que se necesita es de mayor potencia. El coste de paneles y sus estructuras es aproximadamente el 75% del total, por ello es el principal factor de la variación de éste.

Como se hizo con los costes de las instalaciones previas, es interesante comparar el coste de las instalaciones por vatio pico.

Inclinación	Coste total	Potencia pico	€/Wp
35	79.204,36 €	31200	2,539
30	80.777,06 €	31850	2,536
25	84.842,38 €	33800	2,510
20	87.015,27 €	34125	2,550
15	91.132,15 €	36400	2,504
10	96.486,39 €	39000	2,474
5	107.955,35 €	44200	2,442
0	112.740,94 €	52000	2,168

Tabla 8 Coste total y coste por vatio pico de las instalaciones

El coste por vatio pico de todas las instalaciones es muy semejante, cercano a los 2,5 €/Wp, excepto en la instalación de 0° de inclinación, en la que el coste por vatio pico se reduce hasta aproximadamente 2,2 €/Wp. Esto es debido, principalmente, a la disminución del coste de la estructura al no tener que ser inclinada, y a que, al no haber sombra entre filas, la densidad de paneles instalados es muy superior.

3.6. Conclusión

Tras analizar las comparativas energética y económica, se tomó la decisión de realizar la instalación fotovoltaica con los módulos fotovoltaicos colocados horizontalmente (0° de inclinación). El factor de más importancia para tomar esta decisión fue el de la potencia pico. La instalación fotovoltaica está diseñada para alimentar, principalmente, un punto de carga rápida de vehículos eléctricos, es por eso que la potencia instantánea de la instalación tiene que ser lo mayor posible. La potencia pico de esta instalación es de 52 kWp, que es

aproximadamente un 17% mayor a la siguiente con mayor potencia (la instalación de 5°, que tiene 44,2 kWp), y un 66% mayor a la instalación con la inclinación óptima, de 31,2 kWp.

El principal inconveniente de realizar la instalación con la inclinación elegida es que las pérdidas serán mayores que con la inclinación óptima, especialmente en los meses de invierno, aunque esta pérdida de energía es compensada por el aumento de paneles instalados. Otro gran inconveniente es el coste de la instalación, que es bastante superior al resto (aproximadamente un 42% más cara que la instalación de 35°).

4. Instalación fotovoltaica

Una vez realizados los estudios previos y seleccionados el emplazamiento y orientación, se procede a describir la instalación definitiva.

4.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico utilizado para la instalación es el modelo *STP325S-24/Vem*, del fabricante *SunTech*, de potencia máxima de 325 Wp, y están fabricados de silicio monocristalino (Ver *ANEXO III: Fichas técnicas*).

Las características de este modelo en las condiciones estándar de test (1000 W/m² y 25°C) se resumen a continuación:

Potencia máxima **325 Wp**
Tensión de máxima potencia **$U_{mp}=37,1$ V**
Corriente de máxima potencia **$I_{mp}=8,77$ A**
Tensión de circuito abierto **$U_{ca}=45,8$ V**
Corriente de cortocircuito **$I_{cc}=9,28$ A**
Rendimiento **16,7%**
Temperatura de funcionamiento **-40°C a +85°C**
Tensión máxima del sistema **1000 V DC**
Intensidad máxima de fusibles en serie **20 A**
Tolerancia potencia nominal **0/+5W**

4.1.1. Conexión de los módulos fotovoltaicos

En la configuración elegida, se instalan 160 módulos fotovoltaicos, conectados en 10 series de 16 módulos. Con esta configuración, las características de la instalación son:

Tensión e intensidad de máxima potencia en condiciones estándar (25 °C y 1000 W/m²):

$$U_{mp \text{ Total}} = 16 \cdot U_{mp \text{ módulo}} = 16 \cdot 37,1 \text{ V} = 593,6 \text{ V}$$

$$I_{mp \text{ Total}} = 10 \cdot I_{mp \text{ módulo}} = 10 \cdot 8,77 \text{ A} = 87,7 \text{ A}$$

Tensión a circuito abierto e intensidad de cortocircuito del sistema:

$$U_{ca \text{ Total}} = 16 \cdot U_{ca \text{ módulo}} = 16 \cdot 45,8 \text{ V} = 732,8 \text{ V}$$

$$I_{cc \text{ Total}} = 10 \cdot I_{cc \text{ módulo}} = 10 \cdot 9,28 \text{ A} = 92,8 \text{ A}$$

Estas tensiones no superan el máximo de 1000 V indicado por el fabricante.

Los módulos se conectarán entre ellos usando el conector incluido en el propio módulo, de 1100 mm de longitud. Para reducir el coste en cable, se utilizará la conexión entre paneles conocida como “leapfrog”, que se traduciría al castellano como “pídola”, al ser el juego de niños en el que se salta por encima de un compañero. Esta conexión se denomina así porque el módulo no se conecta con el siguiente módulo en la cadena, sino con el que va después del siguiente. De esta manera, los terminales positivo y negativo no quedan en puntos opuestos de la cadena.

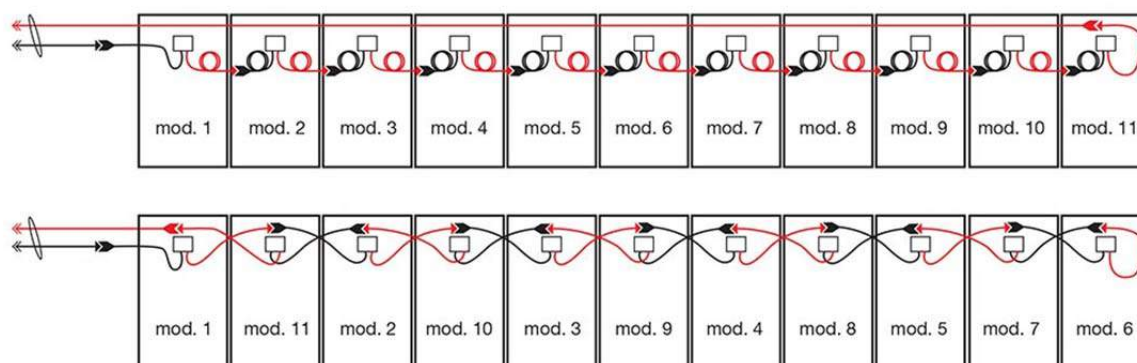


Fig. 48 Arriba, conexión habitual de las cadenas. Abajo, conexión “leapfrog”

Como se puede observar en la imagen, con la conexión habitual, es necesario un conductor que vaya hasta el último panel, mientras que en la conexión “leapfrog” el conductor sólo llega hasta el segundo conductor.

4.1.2. Orientación de los paneles

Los paneles están colocados horizontalmente, y orientados paralelamente a las paredes del edificio (15,04° hacia el este).

4.2. Estructura soporte

Se utiliza la estructura soporte lastrada *Ballasted Power Rail* del fabricante *DPW SOLAR* (Ver ANEXO III: Fichas técnicas).

Esta estructura contiene raíles por los que circulan los cables de conexión entre paneles, como se puede observar en la siguiente figura.



Fig. 49 Raíles para el tendido del cableado

4.3. Elementos de conexión

Para la conexión de los paneles entre ellos, se utilizará el cable incluido por el fabricante, que incluye conectores compatibles con conector “Multi Contact” MC4. Este tipo de conectores es de simple conexión a mano, pero para su desconexión es necesaria una herramienta, asegurando así que no se desconectarán si hay movimiento entre paneles.

Cada cadena se conectará con la caja de conexión mediante dos cables de la sección necesaria para cumplir con el criterio de caída de tensión y de intensidad admisible, y se conectarán utilizando conectores MC4.



Fig. 50 Conectores “Multi Contact” MC4

4.4. Cableado

El cableado de la instalación se ha diseñado para que cumpla con la normativa vigente. El REBT, en su Instrucción Técnica Complementaria 40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión” indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el

generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior no superará el 1,5%, para la intensidad normal.

Por lo tanto, a la hora de calcular las secciones de los conductores según el criterio de la intensidad máxima, se ha tenido en cuenta que la intensidad del cable seleccionado no sea menor que el 125% de la intensidad de cortocircuito del módulo, o del 125% de la intensidad de cortocircuito de la instalación (número de series multiplicado por la intensidad de cortocircuito del módulo) en el caso de la línea que une la caja de conexión con el inversor.

Los conductores instalados serán de cobre, de aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), cubierta libre de halógenos y no propagadores de llama. El aislamiento será de 600/1000 V. Se instalarán en bandeja portacables instalada siguiendo paralelamente los bordes del tejado. La línea que une la caja de conexión con el inversor se instalará en canalización cerrada con tapa desmontable que descenderá por la fachada del edificio hasta el emplazamiento del inversor.

El cable seleccionado para la instalación es el EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS) del fabricante General Cable.



Fig. 51 Cable Exzhellent XXI 1000 V RZ1-K (AS)

En este proyecto sólo se ha calculado el cableado de corriente continua, al ser el punto de conexión con la red de baja tensión desconocido, por no tenerse los planos eléctricos de la ETSII.

4.5. Caja de conexión

La caja de conexión escogida para la instalación es el modelo CSP-12 1kV de Atersa. Esta caja permite el agrupamiento de hasta 12 cadenas de 10 A como máximo y de hasta 1000 V. Las cadenas de la instalación cumplen estos máximos. La caja está equipada con protecciones

para cada serie de paneles mediante fusibles, protección contra cortocircuito, detección de defectos de aislamiento, etc.

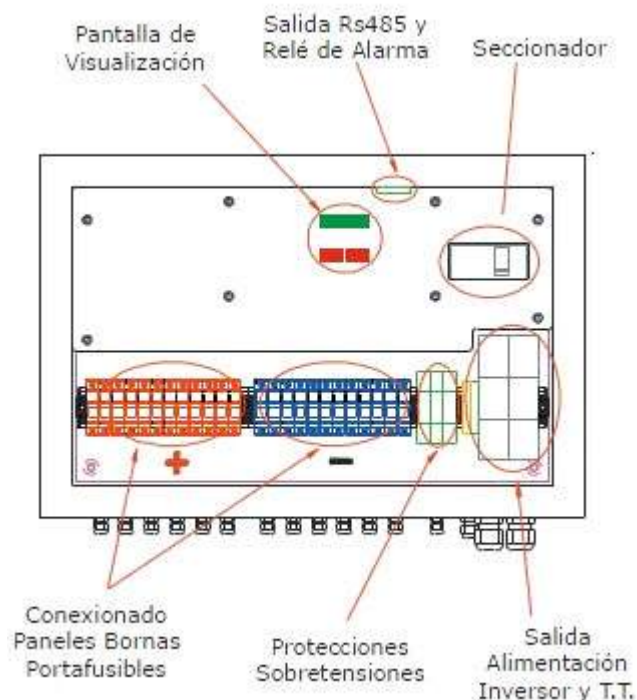


Fig. 52 Esquema de conexión de la caja de agrupamiento

Esta caja permite además el análisis del funcionamiento de cada una de las cadenas, determinando su correcto funcionamiento, y alertando si existe algún problema. La caja se instala en armario de poliéster, que permite su instalación en exteriores.

4.6. Inversor

El inversor utilizado es el modelo Ingecon Sun Power 50, de una potencia de 55 kW (Ver especificaciones en Anexo III: Fichas técnicas). Se instalará a nivel del suelo, cerca del punto de carga. El inversor está equipado con protecciones (contra polarizaciones inversas, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, fusibles DC, seccionadores en DC y AC, etc.), y con un sistema de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT), para que la energía producida sea la mayor posible. El inversor permite la desconexión manual de la red, e incluye un sistema de almacenamiento de datos de hasta 3 meses.

La tensión máxima de este inversor es de 900 V y la intensidad máxima 130 A, valores mayores que los de la instalación.

4.7. Protecciones

Las protecciones de la instalación cumplirán con lo indicado en el artículo 14, Protecciones, del Real Decreto 1669/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y en lo no previsto, con el REBT.

La instalación deberá incluir, como mínimo:

- a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento
- b) Interruptor automático diferencial, para proteger en caso de derivación de algún elemento a tierra
- c) Interruptor automático de la conexión, para desconexión en caso de anomalía de tensión o de frecuencia de la red
- d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz, con temporización máxima de 0,5 y 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases ($1,15 \cdot U_n$ y $0,85 \cdot U_n$)

Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre los interruptores de los equipos.

Algunas de estas protecciones están incorporadas en los elementos (caja de conexión o inversor), por lo que deberán cumplir la legislación vigente.

Como se indica en el REBT, se considerará la instalación de sistemas externos contra el rayo.

4.8. Puesta a tierra de la instalación

La puesta a tierra de la instalación se realiza según lo indicado en el artículo 15, Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones, del Real Decreto 1669/2011. En éste se indica lo siguiente:

- 1) La puesta a tierra de las instalaciones se hará de tal forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución
- 2) La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras
- 3) Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora

Es necesario, por lo tanto, realizar una nueva puesta a tierra aislada de la del neutro de la compañía de distribución. Esta red de puesta a tierra se realizará con cableado de cobre y con

picas enterradas en el suelo, a la que se unirán los elementos de la instalación, con el fin de evitar posibles descargas al entrar en contacto con ellas.

La separación galvánica se realiza mediante el transformador de baja tensión incluido en el inversor.

4.9. Trabajos adicionales

Antes de la realización de la instalación es necesaria la reubicación de las 7 máquinas de aire acondicionado que hay instaladas en el tejado.



Fig. 53 Situación actual de las máquinas de aire acondicionado en el tejado del Gimnasio

Para ello, se retirarán las máquinas y se instalarán de nuevo en las paredes exteriores del gimnasio, junto a las ventanas.

4.10. Mantenimiento

Con el fin de facilitar el mantenimiento de la instalación se ha dejado un pasillo de aproximadamente 0,5 metros al oeste de la instalación para permitir el paso de las personas por parte del perímetro de la instalación.

Desde este pasillo, la limpieza de los módulos podrá efectuarse mediante el uso de un útil de limpieza con bastón extensible, para llegar a los lugares más alejados.

4.11. Planos de la instalación

Los planos de la instalación definitiva se encuentran en el Anexo II: Planos.

Los planos incluidos son:

- a) Plano de la instalación
- b) Plano de conexión de las cadenas
- c) Plano unifilar de la instalación

5. Funcionamiento de la instalación fotovoltaica como generador

A pesar de que el uso de la instalación con el que se ha realizado el diseño y al que se le ha dado mayor importancia es el de alimentar el punto de carga rápida de vehículos eléctricos, la mayor parte del tiempo la instalación estará alimentando el consumo de la ETSII. Para ello, es necesario definir cómo se conectará la instalación a la red de baja tensión, siguiendo las condiciones impuestas en la normativa vigente, y se realizará una nueva simulación en el PVSYST de la instalación, para conocer con aún más precisión el comportamiento de ésta.

5.1. Conexión a la red de la instalación

5.1.1. Condiciones para la conexión de la instalación

La conexión a la red de la instalación estará regulada por el Real Decreto 1699/2011, por el que se regulan las conexiones a red de instalaciones de pequeña potencia. En esta normativa están reguladas las instalaciones de régimen ordinario y especial de potencia no superior a 100 kW. La instalación objeto de este proyecto pertenece al régimen especial definido en el RD 661/2007, dentro de éste, a la categoría b) “instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario” y dentro de esta categoría, al grupo b.1) “Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar”, y al subgrupo b.1.1) “Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica”.

Condiciones técnicas de carácter general

- 1) El funcionamiento de las instalaciones no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 2) En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
- 3) Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta el criterio siguiente:

Para las instalaciones que pretendan conectarse en un punto de la red de tensión igual o inferior a 1 kV, la potencia nominal máxima disponible en el punto de conexión de una línea se calculará como la mitad de la capacidad de transporte de

la línea en dicho punto, menos la suma de las potencias de las instalaciones de producción conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea.

- 4) En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.
- 5) En el caso de que una instalación se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

Condiciones de conexión

- 1) Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad del suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.

Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.

- 2) Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.
- 3) La contribución de los generadores al incremento a la caída de tensión en la línea de distribución de baja tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 por ciento de la tensión nominal de la red.
- 4) El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

Condiciones específicas para la conexión en redes interiores

- 1) La conexión se realizará en el punto de la red interior de su titularidad más cercano a la caja general de protección, de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico.
- 2) El titular de la red interior habrá de ser el mismo para todos los equipos de consumo e instalaciones de generación que tuviera conectados a su red.
- 3) Las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán ser de potencia superior a 100 kW y, en todo caso, no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita al suministro.

5.1.2. Esquema de conexión de la instalación fotovoltaica

La conexión de la instalación a la red se realiza mediante los esquemas definidos en la Guía Técnica de Aplicación GUÍA-BT-40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”.

La instalación objeto del presente proyecto se clasifica, atendiendo a su funcionamiento, como el grupo c) “Instalaciones generadoras interconectadas”. Estas instalaciones están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública. Dentro de este grupo se pueden clasificar como c1) “Instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red”.

El esquema escogido para la conexión de la instalación de este proyecto es el Esquema 6 “Método de medida doble. Conexión a la LGA”. En este esquema, la conexión a la red se realiza en la instalación interior, en la Línea General de Alimentación existente. El generador comparte la instalación de conexión con otra de consumo asociado al productor, y no existe la posibilidad de funcionamiento en modo separado (como consumo o generación exclusivamente).

A continuación se observa el esquema de la conexión escogida:

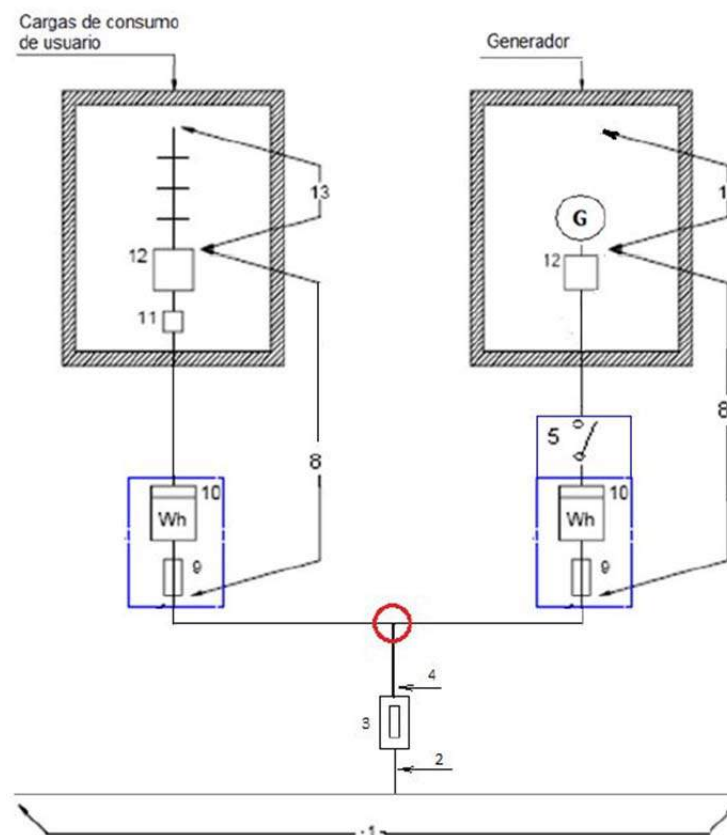


Fig. 54 Esquema de conexión 6, "Método de medida doble. Conexión a la LGA".

<u>Leyenda para instalaciones receptoras</u>	<u>Leyenda para instalaciones generadoras</u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)

Fig. 55 Leyenda del esquema.

5.1.3. Medida y facturación

Los puntos de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y en la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía producida.

Con carácter general, para las instalaciones conectadas a una red interior, los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.

Por ello, si no hay uno instalado previamente, será necesario añadir un equipo de medida a las instalaciones existentes en la ETSII, y así tener medida del consumo y la generación, siguiendo el esquema escogido de doble medida.

5.2. Energía generada por la instalación

5.2.1. Sombras cercanas

Para conocer el comportamiento de la instalación y su generación de energía de la manera más aproximada a la realidad posible, se vuelve a realizar una simulación con el programa PVSYST. En esta nueva simulación, se van a incluir las sombras proyectadas en la instalación,

que afectan a su generación durante los primeros y últimos meses del año, como se vio en los anteriores capítulos. El programa después calcula en la simulación un factor de sombreado lineal que afecta a la radiación directa, y con él las pérdidas causadas por la sombra. Esto lo realiza de manera lineal, disminuyendo la irradiación que llega a la instalación, sin tener en cuenta la conexión eléctrica de los paneles. Es decir, si la sombra cubriera una cadena de módulos completa, ésta dejaría de producir mientras que el resto de paneles lo haría de manera normal, sin embargo el programa, en lugar de suponer esto en su simulación, asume que llega un porcentaje menor de irradiación, por lo que la energía generada no es exacta, pero sí muy aproximada a la realidad.

En el programa PVSYST es posible añadir edificios con polígonos de formas simples, que proyectan en la instalación sombras muy semejantes a las de los edificios reales. La altura de la instalación y de los edificios es conocida, y se ha tomado como referencia la de la instalación.

A continuación se muestran los edificios cuya sombra afecta a la instalación:



Fig. 56 Edificios cuya sombra afecta a la instalación fotovoltaica

Una vez introducidos en el programa PVSYST, los edificios simplificados quedan como se muestra a continuación:

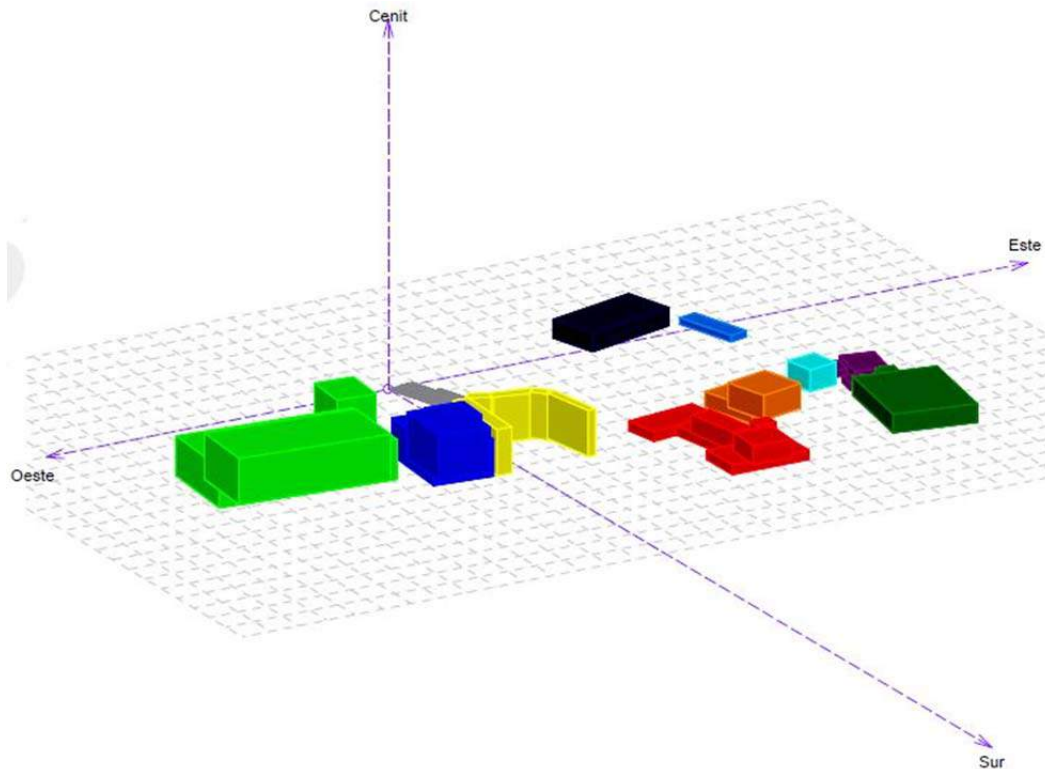


Fig. 57 Ubicación de la instalación y de las sombras cercanas para simulación en PVSYST

En la siguiente gráfica se puede observar el factor de sombreado provocado en la instalación por los edificios escogidos. En amarillo se muestra la trayectoria del sol a lo largo del año, y en líneas de puntos y a trazos las pérdidas causadas por el sombreado. Se indican estas pérdidas según su porcentaje, del 1, 5, 10, 20 ó 40%. Como se puede observar, en las primeras horas de la mañana las sombras afectan en menor medida que en las horas de la tarde (los edificios más altos se encuentran al sur y oeste de la instalación, mientras que los más al este son los de menos altura).

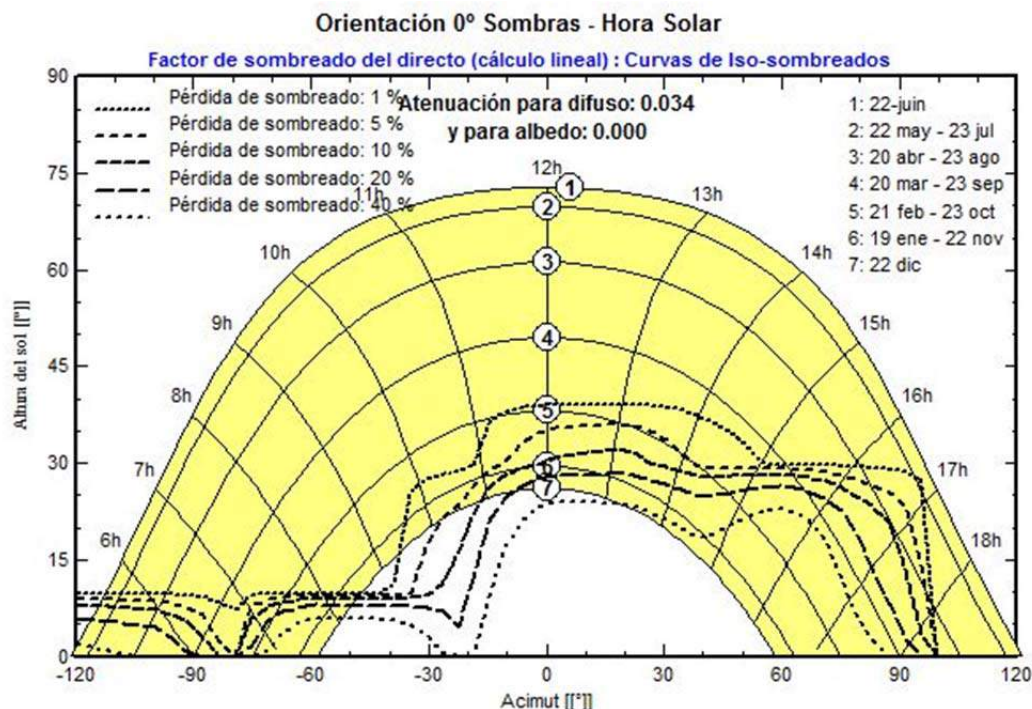


Fig. 58 Pérdidas causadas por las sombras cercanas en la instalación

Durante la mayor parte del año, entre las 16h y las 18h se producen pérdidas en la instalación, aunque estas pérdidas no sean muy altas en los meses en los que la trayectoria del sol es más alta. Sin embargo, se producen unas pérdidas cercanas al 40% en estas horas desde el punto 4 de la trayectoria, correspondiente a los intervalos desde el 22 de diciembre al 20 de marzo y desde el 23 de septiembre al 22 de diciembre.

Esta gráfica se representa también numéricamente en la siguiente tabla:

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Altura																			
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.107	0.131	0.030	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.087	0.599	0.566	0.336	0.592	0.175	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.157	1.000	1.000	0.641	0.959	0.270	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	0.000	0.000	0.000	0.489	0.367	0.003	1.000	0.946	0.157	Atrás	1.000	1.000	1.000	0.543	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Fig. 59 Tabla del factor de sombreado (lineal) para el componente directo

En esta tabla se representa el valor del factor de sombreado utilizado en la simulación en función del azimut y de la elevación del sol.

5.2.2. Energía generada por la instalación anualmente

Una vez incluidas las sombras cercanas de la instalación en el programa PVSYST, se procede a la simulación del año de generación. El informe completo se incluye en el Anexo IV: Simulaciones con PVSYST. Los resultados principales obtenidos tras la simulación se incluyen en la tabla mostrada a continuación.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	62.0	5.19	62.0	50.3	2.60	2.393	13.51	12.43
Febrero	82.2	6.71	82.2	73.9	3.76	3.544	14.74	13.89
Marzo	133.8	10.31	133.8	124.1	6.12	5.804	14.73	13.97
Abril	166.7	12.18	166.7	158.8	7.66	7.284	14.81	14.07
Mayo	196.2	16.99	196.2	186.7	8.79	8.360	14.42	13.72
Junio	219.7	22.87	219.7	210.7	9.46	9.006	13.86	13.20
Julio	237.4	25.69	237.4	228.4	10.07	9.599	13.66	13.02
Agosto	207.3	24.93	207.3	198.6	8.87	8.463	13.79	13.15
Septiembre	152.6	19.98	152.6	143.7	6.69	6.357	14.12	13.42
Octubre	102.3	14.77	102.3	93.8	4.57	4.310	14.40	13.57
Noviembre	68.6	8.53	68.6	59.7	3.03	2.814	14.21	13.21
Diciembre	52.5	5.49	52.5	42.3	2.18	1.998	13.40	12.26
Año	1681.3	14.52	1681.3	1571.0	73.80	69.932	14.14	13.40

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Fig. 60 Resultados de la simulación de la instalación con sombras cercanas

En esta tabla, las primeras cuatro columnas muestran los datos del ambiente usados para la simulación, de irradiaciones y temperatura, y las últimas cuatro columnas muestran los resultados, con las energías a la salida del campo de módulos y a la salida del inversor, y las eficiencias de éstas.

Se observa que la energía generada por la instalación es de 69,932 MWh al año. Los primeros y últimos meses la energía generada media (entre 2 y 3 MWh) es mucho menor que en los meses centrales del año (entre 8 y 10 MWh). Como se explicó anteriormente, esto es debido a la inclinación del módulo principalmente, y a las sombras de los edificios cercanos, que afectan en los primeros y últimos meses del año.

Es interesante observar que la energía generada, 69,932 MWh, aun siendo menor que la calculada en el anterior punto 3.4.1. Energía inyectada a la red, que era de 71,876 MWh, es bastante mayor que las demás energías generadas por las otras instalaciones con los módulos inclinados, que fueron calculadas sin tener en cuenta las sombras de los edificios cercanos, y las sombras entre filas de los primeros y últimos meses.

5.2.3. Energía generada por la instalación diariamente

A continuación se observa la gráfica obtenida en el PVSYST que muestra la energía generada diariamente por la instalación fotovoltaica.

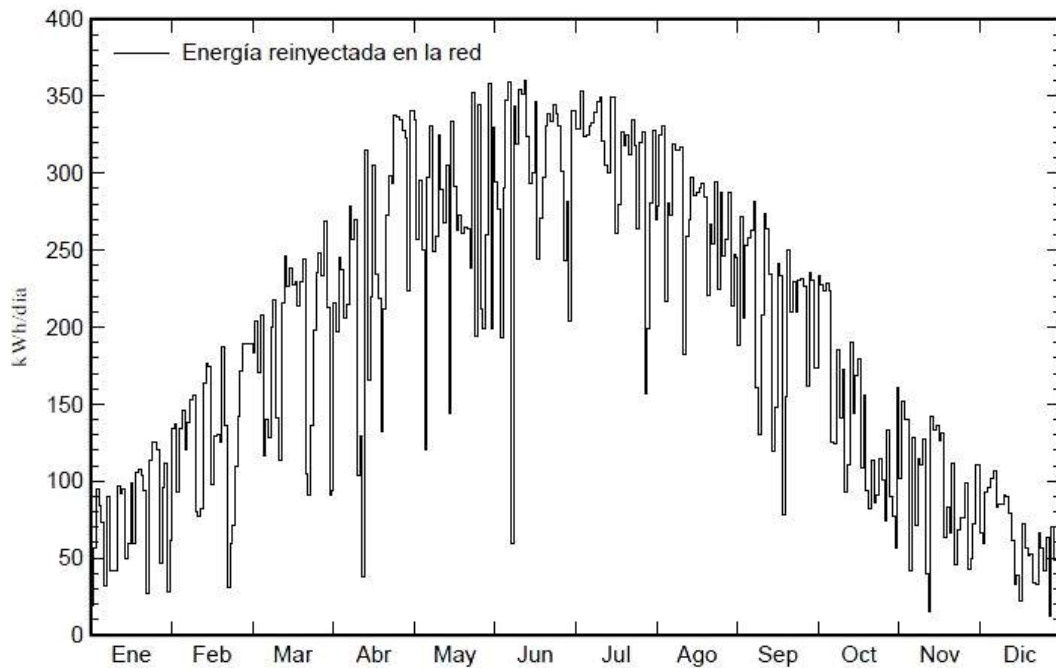


Fig. 61 Energía inyectada a la red diariamente por la instalación

Como se pudo observar en el punto anterior, la energía generada en los primeros y últimos meses del año es muy inferior a la generada en los meses de verano. Los primeros y últimos meses esta energía oscila entre los 50 y 100 kWh/día, y va aumentando hasta llegar a entre 300 y 350 kWh/día.

5.2.4. Factor de rendimiento de la instalación

Se procede al cálculo del PR de la instalación:

$$Y_f = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Potencia}} = \frac{69932 \text{ kWh}}{52 \text{ kW}} = 1344,846 \text{ h}$$

$$Y_R = \frac{\text{Irradiación media}}{\text{Irradiación referencia}} = \frac{1681,3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = 1681,3 \text{ h}$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} = \frac{1344,846}{1681,3} = 0.799885$$

El factor de rendimiento de la instalación queda entonces de un 79,9885%. Este valor es bastante peor que el obtenido anteriormente en las demás instalaciones, pero la decisión de realizar esta instalación se tomó sacrificando rendimiento a favor de obtener mayor potencia.

5.2.5. Pérdidas de la instalación

A continuación se muestra un esquema resumen de las pérdidas de la instalación fotovoltaica.

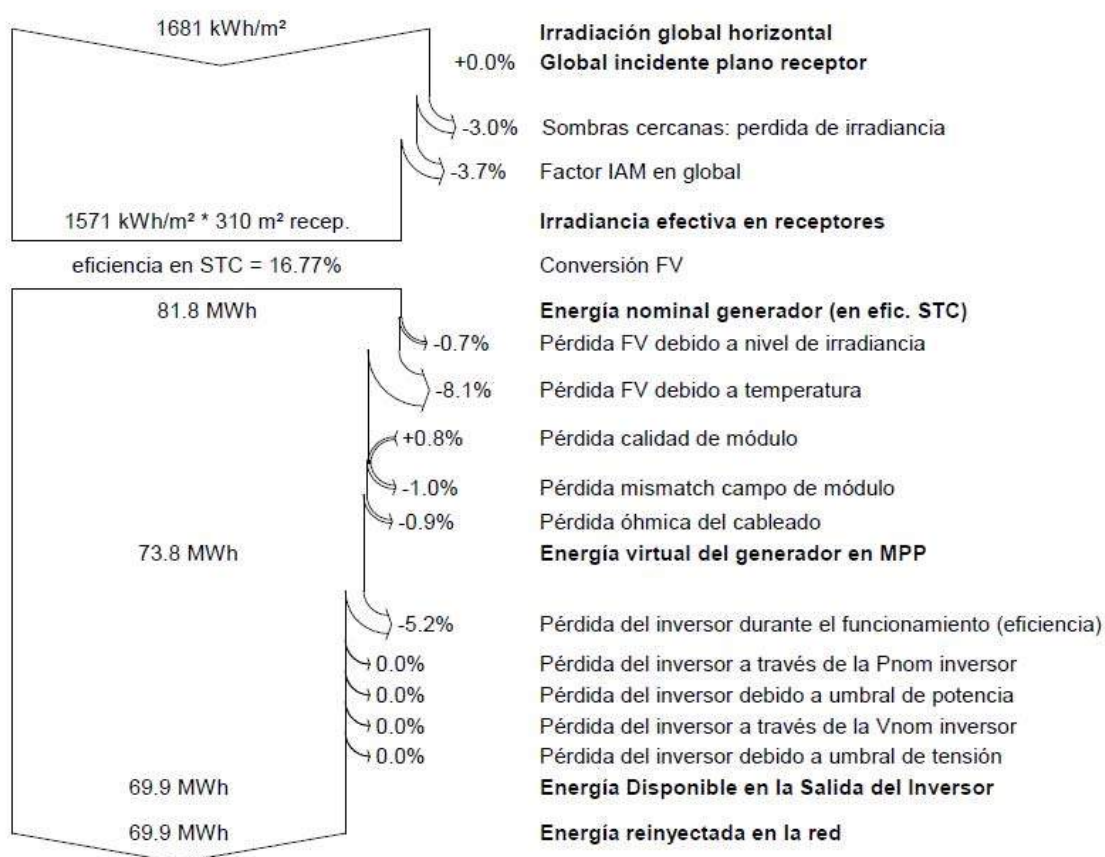


Fig. 62 Pérdidas de la instalación

6. Funcionamiento de la instalación fotovoltaica como punto de carga rápida de vehículos eléctricos

6.1. Carga rápida de vehículos eléctricos

En el estándar internacional IEC 62196 se definen los modos de carga de vehículos eléctricos, siendo el modo 4 el de carga de vehículos eléctricos en corriente continua, con una tensión máxima de 1000 v y una intensidad máxima de 400 A. A este modo de carga se le denomina carga rápida. En este modo de carga, el cargador es externo, y se comunica con el vehículo para cargar la batería directamente. El control, las protecciones y el cable están en el cargador, no en el vehículo. La batería del vehículo se carga hasta un 80% de su capacidad con una gran velocidad (habitualmente en menos de media hora).

Existen varios tipos de enchufes que utilizan el modo 4 de carga, siendo los más comunes CHAdeMO, estándar japonés utilizado en vehículos como Mitsubishi o Nissan, CCS (“Combo Charging Standard”), estándar americano desarrollado por la SAE (“Society of Automotive Engineers”) utilizado en vehículos como General Motors, Audi o BMW y los súper-cargadores de Tesla.

6.2. Potencia instantánea obtenida en la instalación

De la simulación se puede extraer la potencia instantánea a la salida del generador fotovoltaico las 8760 horas del año. A continuación se muestra la gráfica en la que se representan estos valores.

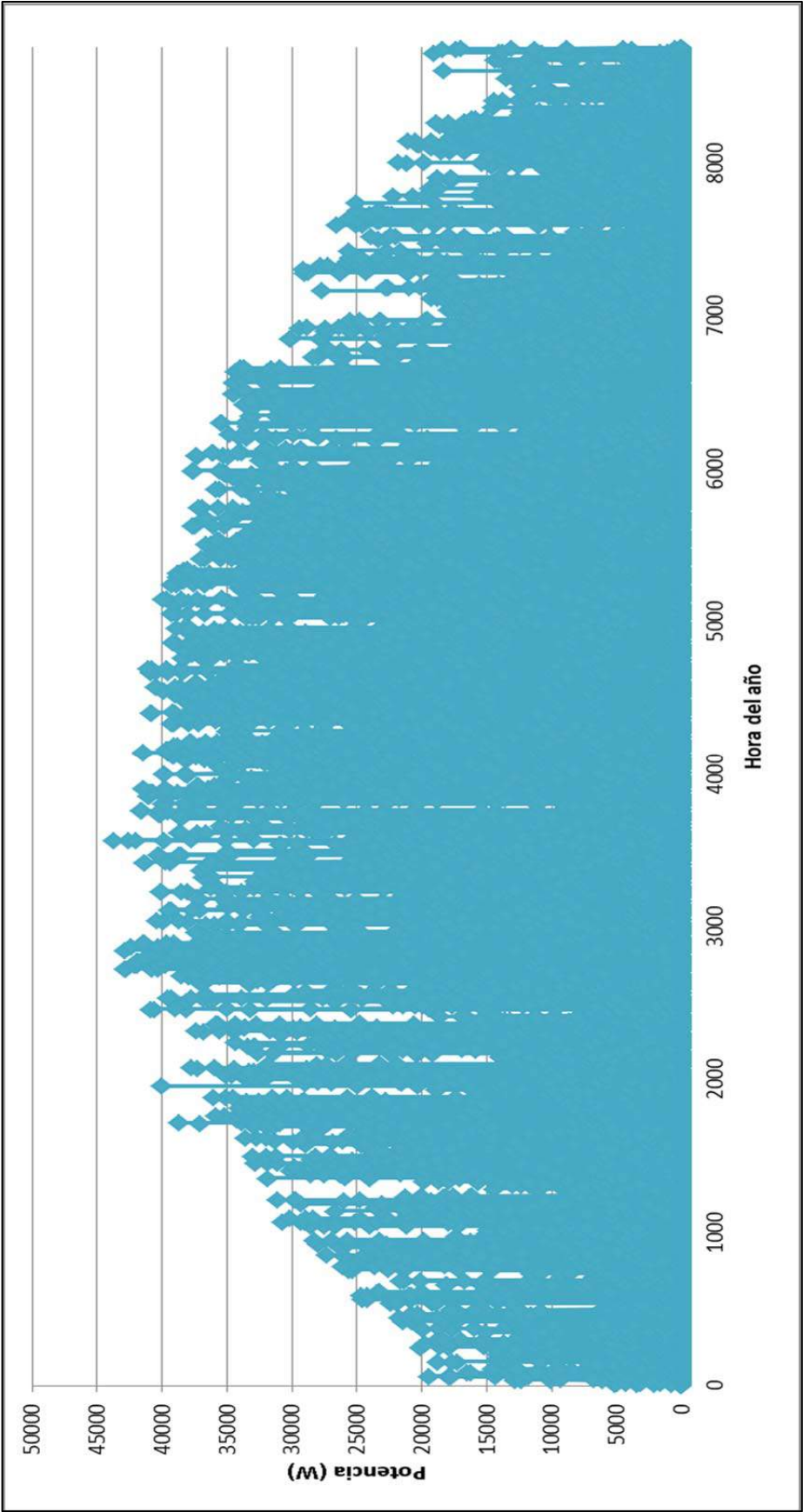


Fig. 63 Potencia generada en el campo fotovoltaico

Como se puede observar en la gráfica, el valor de la potencia no alcanza los 50 kW deseados, se consiguen hasta 43 kW durante pocos meses del año. Sí que se consiguen entre 30 y 40 kW durante gran parte del año. Habría disponibles 30 kW o más aproximadamente desde el 14 de febrero hasta el 13 de octubre.

Por lo tanto, el cargador que se instale no llegará hasta los 50 kW, pero sí podrá cargar a una potencia entre 30 y 40 kW en las horas centrales del día durante gran parte del año.

6.3. Conexión del punto de carga

Al ser la carga según el modo 4 en corriente continua, no es necesario conectar el punto de carga en el lado de corriente alterna. Éste se puede conectar directamente a la salida del generador fotovoltaico. Esto es así ya que si se conectara después del inversor, habría que convertir la energía generada de continua a alterna en el inversor, y otra vez de alterna a continua en el cargador, lo que conllevaría pérdidas, y menor potencia aún.

En un punto entre el generador y el inversor se instalará un selector. Cuando la potencia disponible en el generador sea suficiente para la carga rápida se indicará mediante una luz situada junto al punto de carga, y al solicitar la carga, el selector desviarán la energía generada del inversor al punto de carga. Una vez terminada la carga rápida, se volverá a alimentar el inversor con la energía generada.

6.4. Instalación del cargador de vehículos eléctricos

6.4.1. *Instalación de un cargador comercial*

Una opción para la instalación del cargador de vehículos eléctricos sería instalar uno de los disponibles en el mercado. Hay disponibles cargadores de diferentes potencias, y con los diferentes enchufes existentes en los vehículos eléctricos.

La gran mayoría de estos cargadores se alimenta de la red de distribución, en corriente alterna, de 400 V, y después transforman esta electricidad en continua. Por ello, sería necesario entrar en contacto con el fabricante para conectar el generador fotovoltaico directamente en el bus de continua, y evitar así tener que convertir la corriente continua en alterna y otra vez en continua.

La opción escogida como cargador es el modelo Terra 53 CJG del fabricante ABB (Ver ficha del cargador en Anexo III: Fichas Técnicas). Este modelo tiene una potencia de salida máxima de 50 kW.



Fig. 64 Cargador eléctrico Terra 53 CIG de ABB

Este cargador incluye dos enchufes del modo 4 de carga (CCS y CHAdeMO), en corriente continua y con un máximo de 125 A, lo que resulta muy interesante, al ser el modelo de los vehículos eléctricos pertenecientes al clúster de la FFII y la ETSII el Nissan Leaf, que utiliza el enchufe CHAdeMO y además tener la mayoría de los vehículos eléctricos de fabricantes europeos compatibilidad con el cargador CCS. El cargador escogido incluye un cable adicional de carga semi-rápida en corriente alterna, por lo que se necesitaría convertir la continua, o hacer otra conexión a la red de distribución.

En las características del cargador se indica las tensiones en alterna máxima y mínima, y la intensidad máxima. La intensidad máxima de entrada del cargador es de 143 A, que es mayor que la de la instalación, de 87,7 A. Las tensiones máxima y mínima alternas, 400 V $\pm 10\%$, implicarían las siguientes tensiones máxima y mínima en continua, si se rectificara la corriente alterna a continua mediante un puente de onda completa:

$$U_{DC \text{ máx}} = \frac{3 \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot 400 \cdot 1,1 = 594,21 \text{ V}$$

$$U_{DC \text{ mín}} = \frac{3 \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot 400 \cdot 0,9 = 486,17 \text{ V}$$

Por lo tanto, la tensión máxima permitida en el cargador es superior a la tensión máxima de la instalación, que es de 593,6 V, por lo que se podría utilizar este cargador con la instalación.

Por lo general, se considera que la carga rápida es cuando se realiza con una carga rápida por encima de los 40 kW, pero existen multitud de modelos de carga rápida por debajo de esta

potencia (por ejemplo, el modelo Terra de ABB consta de una opción de carga rápida con 20 kW. Se ha escogido el modelo de 50 kW para que se pueda realizar la carga hasta los 43 kW disponibles en el generador fotovoltaico.

6.4.2. *Diseño de un cargador*

Como parte del clúster VE ETSII-UPM, el Laboratorio Central Oficial de Electrotecnia (LCOE), perteneciente a la Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial (FFII), elaboró una red de puntos de carga semi-rápida. Existen dos de estos puntos instalados en la ETSII. Estos puntos se activan mediante el uso de una tarjeta, que permite la carga del vehículo eléctrico.



Fig. 65 Cargador semi-rápido en la ETSII

De igual manera que con los puntos de carga semi-rápida, se podrían elaborar unos puntos de carga rápida que no incluyeran rectificador de tensión continua, y que no requirieran la modificación de la instalación fotovoltaica, ajustándose a su tensión e intensidad de máxima potencia. Estos cargadores, diseñados ajustándose a las características del generador, aprovecharían mejor la energía generada por este, y se conseguiría una carga de mayor calidad que la obtenida por un cargador comercial.

6.4.3. Situación del punto de carga

El punto de carga a instalar se situará bajo la instalación fotovoltaica, junto al inversor instalado, en el parking de profesores situado bajo el gimnasio. La plaza de aparcamiento más próxima será reservada para los vehículos eléctricos que necesiten carga.



Fig. 66 Posible emplazamiento futuro del punto de carga en la ETSII

6.5. Tiempo de carga de un vehículo eléctrico

Haciendo un cálculo simple se puede obtener el tiempo aproximado que tardará el cargador en cargar la batería de un vehículo eléctrico.

Como ejemplo, se utilizará la batería de un Nissan Leaf, modelo utilizado en el Clúster de la FFII y la ETSII. La batería de estos modelos es de 24 kWh.

La carga rápida de CHAdeMO, que es la que utilizan estos modelos, carga la batería a máxima potencia hasta el 80% de su capacidad.

Por otro lado, asumiremos aproximadamente un 15% de pérdidas en forma de calor en la potencia disponible en el cargador.

Por lo tanto, si el cargador permite la carga cuando la potencia disponible es mayor que 30 kW, el tiempo de carga será:

$$\text{tiempo de carga} = \frac{0,8 \cdot 24 \text{ kWh}}{0,85 \cdot 30 \text{ kW}} = 0,75 \text{ h} = 45 \text{ minutos}$$

Es decir, cuando la potencia sea 30 kW (aproximadamente desde el 14 de febrero hasta el 13 de octubre la potencia disponible es igual o mayor), la batería tardaría en cargarse, desde el 0% hasta el 80% en 45 minutos.

Es importante considerar que los vehículos no suelen ir con un 0% de carga, y se suelen cargar cuando tienen cierto porcentaje de carga. Si se cargara el vehículo desde un 40% de carga, su tiempo de carga sería:

$$\text{tiempo de carga desde 40\%} = \frac{0,8 \cdot 24 \text{ kWh} - 0,4 \cdot 24 \text{ kWh}}{0,85 \cdot 30 \text{ kW}} = 0,38 \text{ h} = 23 \text{ minutos}$$

7. Presupuesto de la elaboración del proyecto

El proyecto elaborado llevaría asociados unos costes si se hubiera realizado en el entorno empresarial. Para ello se va a realizar un análisis de éstos, dividiéndolos en las siguientes categorías: recursos humanos, material, software y costes varios.

7.1. Costes de recursos humanos

En estos costes se contabilizan los costes derivados de las personas que han realizado el informe del proyecto. El proyecto ha sido llevado a cabo por dos personas, primero el desarrollador, y después el tutor.

Para el desarrollo del proyecto comenzó a principios del mes de octubre, y la dedicación para la realización ha sido completa. Su desarrollo ha durado aproximadamente 36 semanas, a jornada completa, y descanso de fin de semana. Por ello, se le adjudican 1440 horas de desarrollador del proyecto.

En cuanto a la función del tutor, ésta ha sido la de director del proyecto. Su desempeño ha sido la realización de tutorías, de comunicación por internet y corrección del informe. Por ello se le adjudican un total de 24 horas para el desarrollo del proyecto.

Para la valoración de los costes, se les ha asignado un precio por hora a cada uno de 15 €/h al desarrollador y 60 €/h al tutor.

	Horas	€/h	Total
Desarrollador	1440	15	21600 €
Tutor	24	60	1440 €

Total	23040 €
--------------	----------------

7.2. Costes del material

El material utilizado para la realización del proyecto ha sido material común de oficina y un ordenador personal. El ordenador utilizado para la realización del proyecto ha sido un Intel Core 2 quad, valorado en aproximadamente 1000 €, y el material de oficina que se ha usado principalmente han sido bolígrafos, cuaderno y calculadora.

	Cantidad	€	Total
Ordenador personal	1	1000	1000 €
Bolígrafos	2	1	2 €
Cuaderno	1	3	3 €
Calculadora	1	30	30 €

Total	1035 €
--------------	---------------

7.3. Costes del software

El software utilizado para el proyecto ha sido el sistema operativo Windows 10, el paquete Microsoft Office 2010, el programa de cálculo MATLAB R2013a, el programa de diseño asistido por computadora AutoCAD 2016 y el programa de modelado de información de construcción Revit 2015.

El precio de AutoCAD y Revit es el de su licencia mensual. La elaboración del proyecto ha durado 9 meses.

	Meses	€/mes	Total
Windows 10	-	-	50 €
Office 2010	-	-	70 €
MATLAB R2013a	-	-	500 €
AutoCAD 2016	9	250	2250 €
Revit 2015	9	370	3330 €

Total	6200 €
--------------	---------------

7.4. Costes varios

En estos costes adicionales se han valorado los costes de impresión del presente documento, considerado en 0,05 €/hoja.

También se ha considerado el coste de la bibliografía consultada, suponiendo un valor de cada libro consultado de 50 €. Los informes se han consultado gratuitamente en Internet, y la normativa a través de la red privada virtual de la Universidad Politécnica de Madrid.

	Cantidad	€	Total
Impresión	200	0,05	10 €
Bibliografía	4	50	200 €

Total	210 €
--------------	--------------

7.5. Coste total del proyecto

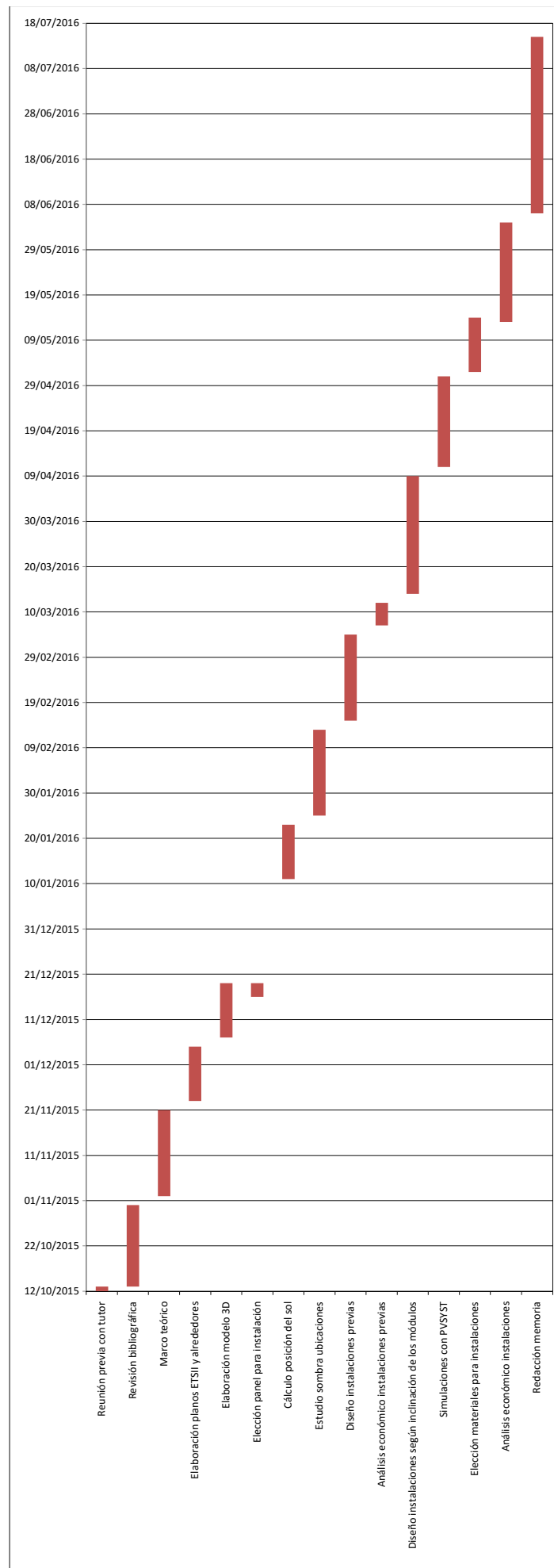
Uniando el coste de los capítulos considerados se obtiene el coste total.

Capítulo	Coste
Recursos humanos	23.040 €
Material	1.035 €
Software	6.200 €
Varios	210 €
Total	30.485 €

8. Planificación temporal del proyecto

A continuación se muestra la planificación temporal de la realización del proyecto.

Nº	Actividad	Inicio	Final
1	Reunión previa con tutor	12/10/2015	13/10/2015
2	Revisión bibliográfica	13/10/2015	31/10/2015
3	Marco teórico	02/11/2015	21/11/2015
4	Elaboración planos ETSII y alrededores	23/11/2015	05/12/2015
5	Elaboración modelo 3D	07/12/2015	19/12/2015
6	Elección panel para instalación	16/12/2015	19/12/2015
7	Cálculo posición del sol	11/01/2016	23/01/2016
8	Estudio sombra ubicaciones	25/01/2016	13/02/2016
9	Diseño instalaciones previas	15/02/2016	05/03/2016
10	Análisis económico instalaciones previas	07/03/2016	12/03/2016
11	Diseño instalaciones según inclinación de los módulos	14/03/2016	09/04/2016
12	Simulaciones con PVSYST	11/04/2016	01/05/2016
13	Elección materiales para instalaciones	02/05/2016	14/05/2016
14	Análisis económico instalaciones	13/05/2016	04/06/2016
15	Redacción memoria	06/06/2016	15/07/2016



9. Aplicaciones futuras

La instalación de un generador fotovoltaico en los hogares particulares es algo altamente aconsejable, al ser una energía limpia y gratuita (el único coste es el de la instalación), aunque de momento la legislación no promueve su instalación. Dado que la instalación de estos generadores es algo que con el tiempo se deberá fomentar, al haber gran cantidad de tejados y cubiertas sin ninguna función que, si se cubrieran de paneles, se disminuiría el consumo eléctrico.

En cuanto al uso de la instalación fotovoltaica como punto de carga rápida de vehículos eléctricos, no resulta tan interesante para su instalación en hogares particulares, puesto que se requiere una gran superficie, como se ha visto en la realización de este proyecto.

Sí que sería de gran utilidad la instalación de paneles FV en gasolineras. La mayoría de las gasolineras cuentan con una estructura para dar sombra que podría ser cubierta de paneles. De esta manera, las gasolineras contarían con energía que probablemente cubriera sus necesidades, y además podrían instalar cargadores rápidos de vehículos eléctricos, lo que las convertiría además en “Fotolineras”.

Si se instalaran cargadores de vehículos eléctricos en las gasolineras de las ciudades, se contribuiría a promover en gran medida el uso de este tipo de vehículos, al aumentar su movilidad, con la reducción de la contaminación que ello conlleva. Además, cargadores de este tipo ubicados en gasolineras de las grandes carreteras permitiría la realización de viajes de larga distancia con vehículos eléctricos, dado que su reducida autonomía es su mayor problema y una de las mayores razones por las que su uso no está todavía generalizado.

Otra aplicación de una instalación similar a la del proyecto sería la de su ubicación en el parking de un centro comercial o mercado. Así, mientras se realizan compras u otra actividad, se podría dejar el vehículo cargando, y al volver éste estaría completamente cargado.

Estos puntos de carga rápida, al estar alimentados por energía fotovoltaica, evitarían el gran consumo de la Red de Distribución que este tipo de carga conlleva, y la consecuente desestabilización de la red que pueden causar.

10. Conclusión

Si bien no se ha conseguido alcanzar los 50 kW de potencia en la instalación fotovoltaica (la instalación tiene 52 kWp, pero por las pérdidas se llegan hasta 43 kW), se consigue un nivel de carga de entre 30 y 40 kW, que permite la carga desde el 40% hasta el 80% de la batería en 18 minutos como máximo. Este resultado, aunque no cumpla las expectativas al 100%, es altamente satisfactorio.

La instalación además genera una gran cantidad de energía anualmente (69,932 MWh), lo que permite un gran ahorro en el consumo de la Escuela, y constituye un punto de referencia en el uso de las energías renovables.

Si se quisiera obtener mayor potencia aún, sería aconsejable modificar el emplazamiento de la instalación a otro lugar con mayor disponibilidad de espacio, como es el parking de profesores, valorado en el capítulo 2 “Estudio de la ubicación del generador fotovoltaico en la ETSII”, lo que conllevaría un coste mucho mayor, peores condiciones respecto a la sombra generada en la instalación, y menor tiempo al año en el que se podría disponer de una carga rápida (aunque ésta sería de mayor potencia).

Una ampliación posible de este proyecto sería el desarrollo del cargador rápido adaptado a las características del generador fotovoltaico.

Una elaboración del presupuesto con precios del mercado reduciría el presupuesto del proyecto, puesto que los precios utilizados, pese a ser utilizados en gran cantidad de proyectos, son muy superiores al precio real de mercado de los materiales.

Por otro lado, el desarrollo de este proyecto es un estudio teórico, por lo que algunas mediciones y suposiciones pueden ser aproximadas o incluso equivocadas. Si se llevara a la ejecución, se deberían llevar a cabo mediciones en el lugar del emplazamiento, lo que podría modificar la cantidad de paneles a instalar, o incluso su ubicación.

En el aspecto personal, la realización de este proyecto y la investigación llevada a cabo para realizarlo me ha permitido aprender de varios temas de los que, hasta que comencé a realizarlo, no tenía apenas conocimiento. Algunos de estos temas son: el diseño de una instalación fotovoltaica, legislación que regula este tipo de instalaciones y vehículos eléctricos, carga de vehículos eléctricos, estudios de sombras, utilización de software específico de las instalaciones fotovoltaicas, utilización de software de diseño, estimación de costes de las instalaciones, uso de bases de datos de irradiaciones y de datos meteorológicos, etc.

11. Referencia bibliográfica

Bibliografía académica

HERSCH, Paul, ZWEIBEL, Kenneth. "Basic Photovoltaic Principles and Methods". EEUU, 1982

MARKVART, Tom, CASTAÑER MUÑOZ, Luis. "Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications". 1ª edición. Oxford: Elsevier Ltd. 2006

SOYLU, Seref. "Electric Vehicles – Modelling and Simulations". Rijeka, Croacia: InTech Open Access publisher, 2011.

WENHAM, Stuart R, GREEN, Martin A., WATT, Muriel E., CORKISH, Richard. "Applied Photovoltaics". 2ª edición. Londres: Earthscan Publications Ltd., 2007

Informes

"Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT", Agencia Estatal de Meteorología, Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf

"Barómetro Bosch-Anfac sobre Seguridad Vial y Medio Ambiente", Anfac Research <http://www.anfac.com/openPublicPdf.action?idDoc=12759>

"El Sistema Eléctrico Español – Avance 2015" Red Eléctrica de España. http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2015_v2.pdf

"Informes de Ventas de Vehículos Eléctricos e Híbridos Enchufables" movilidadelectrica.com, 2014, 2015 y 2015
<http://movilidadelectrica.com/documentos/ventas/INFORME%20DE%20VENTAS%20DICIEMBRE%202014.pdf>
<http://movilidadelectrica.com/documentos/ventas/INFORME%20DE%20VENTAS%20DICIEMBRE%202015.pdf>
<http://movilidadelectrica.com/documentos/ventas/INFORME%20DE%20VENTAS%20MAYO%202016.pdf>

"Photovoltaic Barometer" EurObserv'ER, 2016 <http://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2015/>

Noticias

“City of Paris Inaugurates a Network of 60 Three-Standard Semi-Fast Charging Stations”
CHAdEMO http://www.chademo.com/wp/wp-content/uploads/2016/02/2016-01-20_Belib_network_Paris.pdf

“Quebec unveils plan to expand electric-car network” CBC News Montreal
<http://www.cbc.ca/news/canada/montreal/quebec-electric-car-network-expansion-1.3263341>

Normativa

Código Técnico de la Edificación

IDAE “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”

IEC 62196 “Bases, clavijas, conectores de vehículo y entradas de vehículo. Carga conductiva de vehículos eléctricos”

RD 661/2007 “Regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”

RD 1110/2007 “Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico”

RD 1699/2011 “Conexión a Red de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de Pequeña Potencia”

RD 900/2015 “Condiciones Administrativas, Técnicas y Económicas de las Modalidades de Suministro de Energía Eléctrica con Autoconsumo y de Producción con Autoconsumo”

REBT ITC 18 “Instalaciones de Puesta a Tierra”

REBT ITC 21 “Instalaciones Interiores: Tubos y Canales Protectoras”

REBT ITC 22 “Protección contra Sobreintensidades”

REBT ITC 23 “Protección contra Sobre tensiones”

REBT ITC 24 “Protección contra los Contactos Directos e Indirectos”

REBT ITC 40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”

REBT ITC 52 “Instalaciones con Fines Especiales. Infraestructura para la Recarga de Vehículos Eléctricos”

UNE-EN 20460-5-523 “Instalaciones Eléctricas en Edificios. Parte 5: Selección e Instalación de los Materiales Eléctricos”

UNE-EN 61439 “Conjuntos de Aparata de Baja Tensión”

UNE-EN 62446 “Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema”

Páginas Web

ABB <http://new.abb.com/>

Atersa <http://www.atersa.com/>

Car2go <https://www.car2go.com>

CHAdEMO <http://www.chademo.com/>

Dirección General del Catastro <http://www.catastro.meh.es/>

DPW Solar <http://www.dpwsolar.com/>

F2I2, Clúster del Vehículo Eléctrico <http://www.f2i2.net/ClusterVehiculoElectrico/>

General Cable <http://www.generalcable.com/>

Google Earth <https://www.google.es/intl/es-es/earth/>

Hiasa <http://www.hiasa.com/>

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) <http://www.idae.es/>

Ingeteam <http://www.ingetteam.com/>

Meteonorm <http://www.meteonorm.com/>

Multi Contact <http://www.multi-contact.com/>

Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Plan Movea <https://www.moveaplan.es/>

Power Electronics <http://power-electronics.com/>

Precio Centro de la Construcción 2016 <http://preciocentro.com/>

SunTech <http://www.suntech-power.com/>

PVSYST <http://www.pvsyst.com/en/>

Tesla Energy <https://www.teslamotors.com/energy>

Tesla Motors <https://www.teslamotors.com/>

Anexo I: Cálculos

A continuación se muestran las tablas con los cálculos de las secciones de los cables de las instalaciones en función de la inclinación de los módulos:

INSTALACIÓN 35ª

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	13,6	31,2	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,22959763	6	3	40,18	6	2,0922386	0,3525%
S2-C	4,17	21,77	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,951225463	4	3	31,16	4	2,1898093	0,3689%
S3-C	2,42	20,02	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,71398869	4	3	31,16	4	2,0137796	0,3397%
S4-C	6,96	24,56	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,329448662	4	3	31,16	4	2,4704509	0,4162%
S5-C	12	29,6	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,01269057	6	3	40,18	6	1,9849443	0,3344%
S6-C	13,61	31,21	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,230948402	6	3	40,18	6	2,0929091	0,3526%
C-INV	15	15	6	16	593,6	52,62	31235,2	2,968	43,5935	12,20074836	16	1	91	16	2,2632388	0,3813%

INSTALACIÓN 30º

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	13,71	29,11	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	4,510016313	6	3	40,18	6	1,9520854	0,3758%
S2-C	6,38	21,78	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	3,374378402	4	3	31,16	4	2,1908152	0,4218%
S3-C	1,38	16,78	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	2,599727713	4	3	31,16	4	1,6878732	0,3250%
S4-C	4,42	19,82	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	3,070715332	4	4	29,26	4	1,9936619	0,3838%
S5-C	9,25	24,65	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	3,819027898	4	4	29,26	4	2,4795039	0,4774%
S6-C	12,45	27,85	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	4,314804399	6	4	37,73	6	1,8675911	0,3596%
S7-C	14,07	29,47	1	14	519,4	8,77	4555,14	2,597	43,5935	4,565791162	6	4	37,73	6	1,9762266	0,3805%
C-INV	15	30,4	7	14	519,4	61,39	31886	2,597	43,5935	32,96913333	35	1	144	35	2,4463097	0,4710%

INSTALACIÓN 25ª

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	15,57	29,87	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	4,983745004	4	3	31,16	4	3,0045753	0,6230%
S2-C	6,87	21,17	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	3,532168789	4	3	31,16	4	2,1294563	0,4415%
S3-C	3,82	18,12	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	3,023282875	4	3	31,16	4	1,8226617	0,3779%
S4-C	2,17	16,47	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	2,747983937	4	5	28,5	4	1,6566908	0,3435%
S5-C	5,23	19,53	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	3,25853833	4	5	28,5	4	1,9644913	0,4073%
S6-C	6,79	21,09	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	3,518820962	4	5	28,5	4	2,1214092	0,4399%
S7-C	9,85	24,15	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	4,029375354	6	5	36,75	6	1,6194731	0,3358%
S8-C	14,53	28,83	1	13	482,3	8,77	4229,77	2,4115	43,5935	4,810223249	6	5	36,75	6	1,9333089	0,4009%
C-INV	15	30,4	8	13	482,3	70,16	33838,2	2,4115	43,5935	40,57739487	50	1	175	50	1,9570478	0,4058%

INSTALACIÓN 20º

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	14,4	30,9	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	4,468185176	6	3	40,18	6	2,0721209	0,3723%
S2-C	5,89	22,39	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	3,237626734	4	3	31,16	4	2,2521741	0,4047%
S3-C	1,59	18,09	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	2,615840447	4	3	31,16	4	1,819644	0,3270%
S4-C	4,25	20,75	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	3,000480336	4	4	29,26	4	2,0872091	0,3751%
S5-C	8,65	25,15	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	3,636726769	4	4	29,26	4	2,5297981	0,4546%
S6-C	12,97	29,47	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	4,261405085	6	4	37,73	6	1,9762266	0,3551%
S7-C	17,66	34,16	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	4,939585942	6	4	37,73	6	2,290733	0,4116%
C-INV	15	30,4	7	15	556,5	61,39	34163,5	2,7825	43,5935	30,77119111	35	1	144	35	2,4463097	0,4396%

INSTALACIÓN 15ª

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	13,09	30,69	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,160455189	6	4	37,73	6	2,0580385	0,3467%
S2-C	6,93	24,53	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,325381746	4	4	29,26	4	2,4674333	0,4157%
S3-C	5,56	23,16	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,139659244	4	4	29,26	4	2,3296272	0,3925%
S4-C	1,32	18,92	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,564868432	4	4	29,26	4	1,9031324	0,3206%
S5-C	4,24	21,84	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,960714934	4	3	31,16	4	2,1968505	0,3701%
S6-C	8,25	25,85	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,504326056	4	3	31,16	4	2,6002099	0,4380%
S7-C	12,36	29,96	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,061493564	6	3	40,18	6	2,0090855	0,3385%
C-INV	15	30,4	7	16	593,6	61,39	36441,1	2,968	43,5935	28,84799167	35	1	144	35	2,4463097	0,4121%

INSTALACIÓN 10º

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Serie	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	13,99	30,49	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	4,408898576	6	3	40,18	6	2,0446267	0,3674%
S2-C	10,26	26,76	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	3,869535123	4	3	31,16	4	2,6917454	0,4837%
S3-C	3,94	20,44	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	2,955653883	4	3	31,16	4	2,0560267	0,3695%
S4-C	1,49	17,99	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	2,601380301	4	5	28,5	4	1,8095852	0,3252%
S5-C	2,75	19,25	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	2,783578143	4	5	28,5	4	1,9363265	0,3479%
S6-C	6,52	23,02	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	3,328725655	4	5	28,5	4	2,3155448	0,4161%
S7-C	10,3	26,8	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	3,875319181	4	5	28,5	4	2,6957689	0,4844%
S8-C	14,08	30,58	1	15	556,5	8,77	4880,51	2,7825	43,5935	4,421912708	6	5	36,75	6	2,050662	0,3685%
C-INV	15	30,4	8	15	556,5	70,16	39044	2,7825	43,5935	35,16707556	50	1	175	50	1,9570478	0,3517%

INSTALACIÓN 5º

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	14,4	33,1	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	4,223213287	6	3	40,18	6	2,2196505	0,3519%
S2-C	7,32	26,02	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	3,319879448	4	3	31,16	4	2,61731	0,4150%
S3-C	2,66	21,36	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	2,72531226	4	3	31,16	4	2,1485681	0,3407%
S4-C	2,31	21,01	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	2,680655926	4	5	28,5	4	2,1133621	0,3351%
S5-C	5,78	24,48	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	3,1233391579	4	5	28,5	4	2,4624038	0,3904%
S6-C	6,93	25,63	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	3,270119533	4	5	28,5	4	2,5780805	0,4088%
S7-C	10,4	29,1	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	3,712855186	4	5	28,5	4	2,9271222	0,4641%
S8-C	13,86	32,56	1	17	630,7	8,77	5531,24	3,1535	43,5935	4,154314943	6	5	36,75	6	2,1834387	0,3462%
C-INV	15	30,4	8	17	630,7	70,16	44249,9	3,1535	43,5935	31,02977255	35	1	144	35	2,7957825	0,4433%

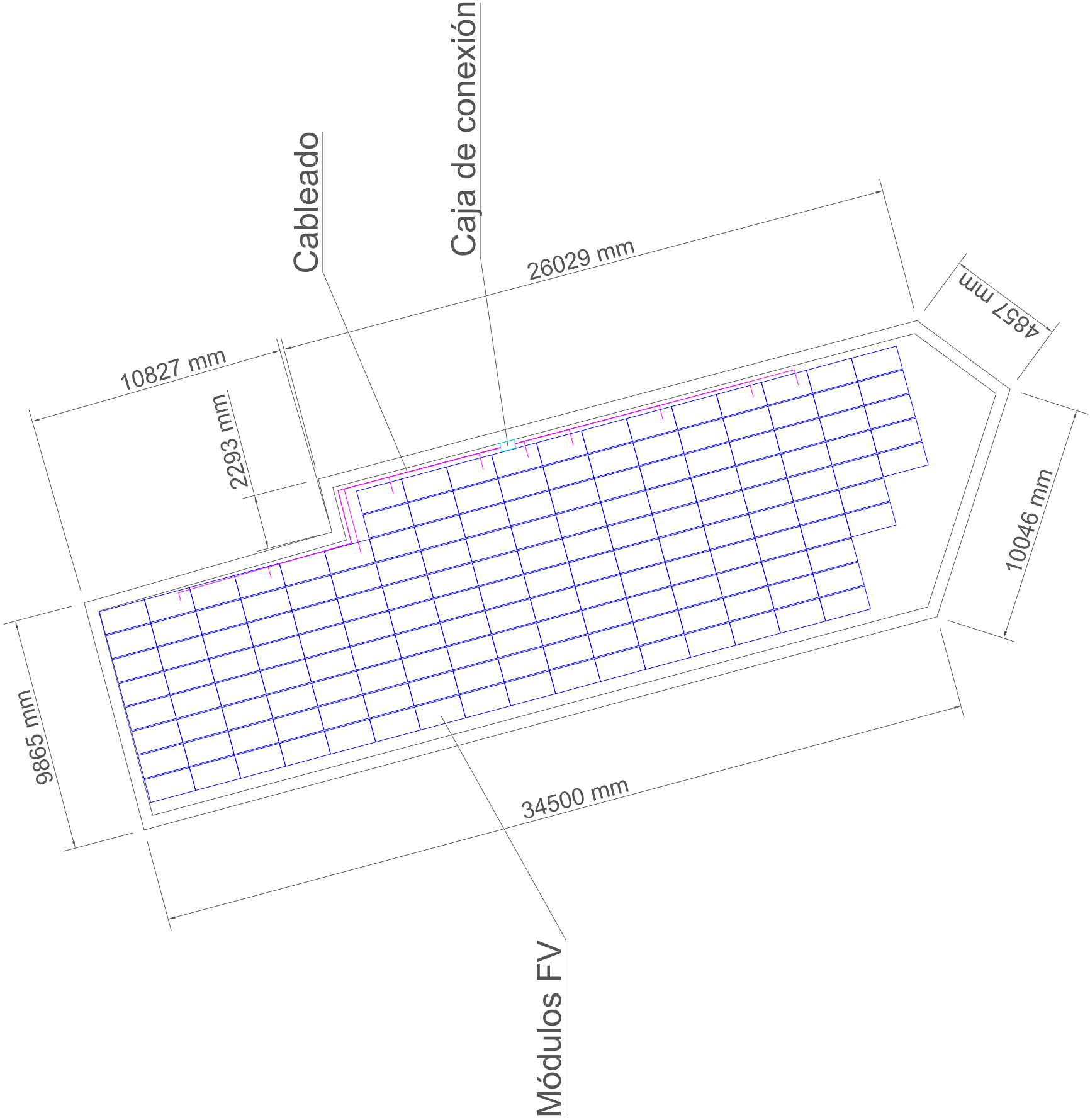
INSTALACIÓN 0º

Nombre	Longitud	Long. mitad cadena	Series	MPS	U	I	P	ΔU	γ cobre	S calculada	S elegida	Nº circuitos	¿Imax?	S real	ΔU final	%
S1-C	17,47	35,07	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,754224943	6	5	36,75	6	2,3517566	0,3962%
S2-C	13,62	31,22	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,232304041	6	5	36,75	6	2,0935797	0,3527%
S3-C	9,76	27,36	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,7090275	4	5	28,5	4	2,7520984	0,4636%
S4-C	5,72	23,32	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,161349463	4	5	28,5	4	2,3457213	0,3952%
S5-C	1,79	19,39	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,628583451	4	5	28,5	4	1,9504089	0,3286%
S6-C	1,24	18,84	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,554023322	4	5	28,5	4	1,8950853	0,3193%
S7-C	3,19	20,79	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	2,81837287	4	5	28,5	4	2,0912327	0,3523%
S8-C	7,09	24,69	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,347071966	4	5	28,5	4	2,4835274	0,4184%
S9-C	10,99	28,59	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	3,875771061	4	5	28,5	4	2,8758221	0,4845%
S10-C	12,94	30,54	1	16	593,6	8,77	5205,87	2,968	43,5935	4,140120609	6	5	36,75	6	2,0479797	0,3450%
C-INV	15	32,6	10	16	593,6	87,7	52058,7	2,968	43,5935	44,19382182	50	1	175	50	2,6233453	0,4419%

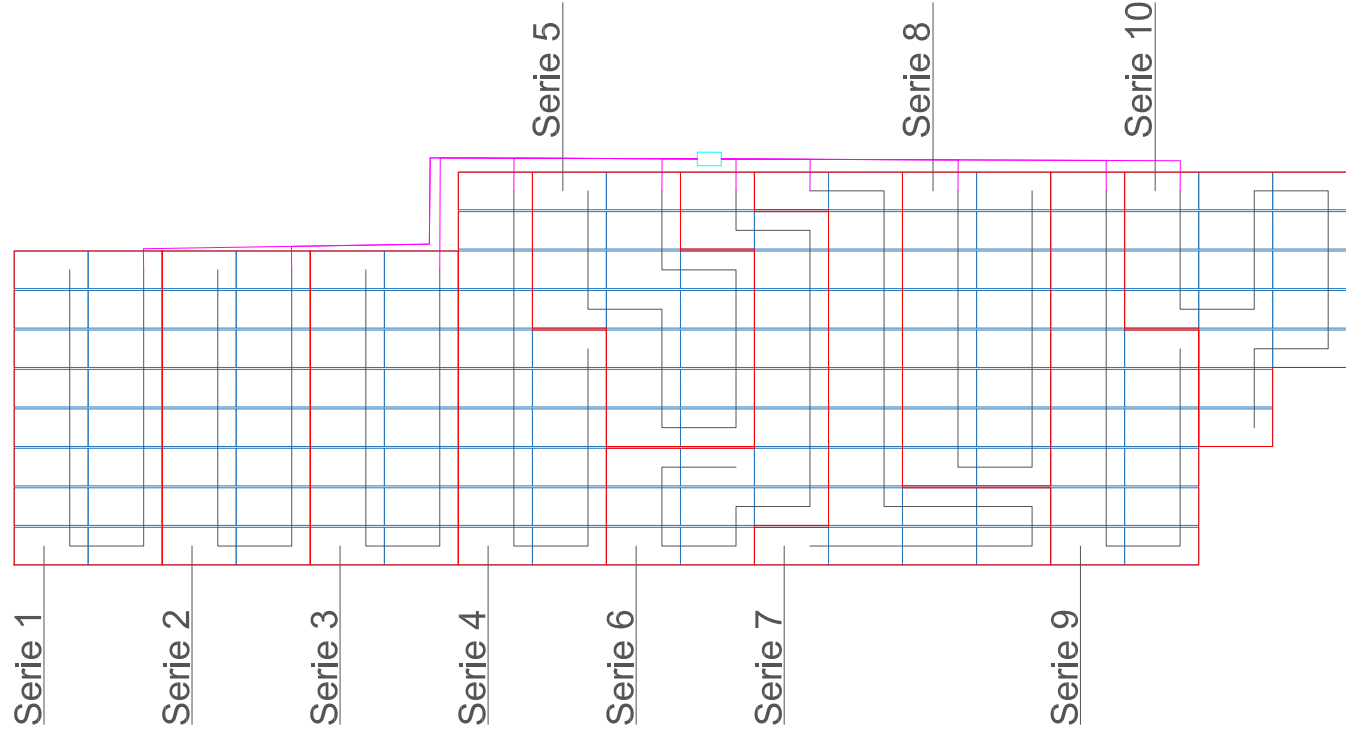
Anexo II: Planos

- 1) Planos de la instalación definitiva
- 2) Planos de las instalaciones previas
- 3) Planos de las instalaciones en función de la inclinación de los módulos

1) Planos de la instalación definitiva

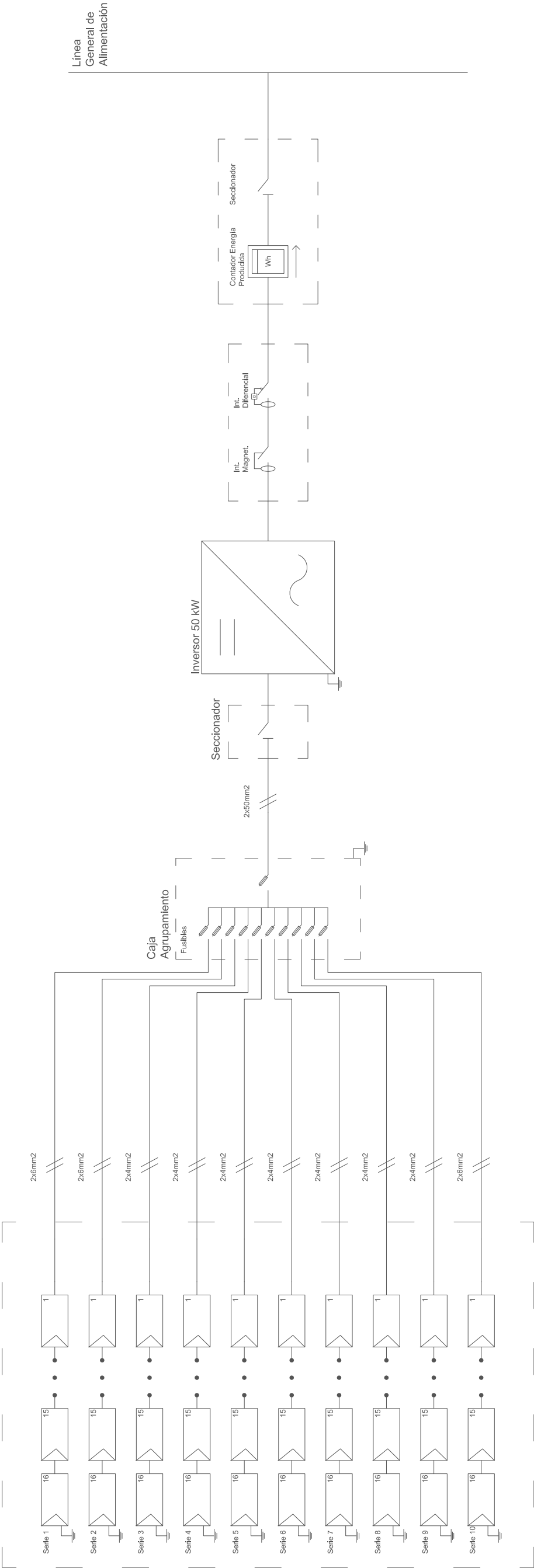


<div><div><div></div><div>N</div></div><div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación Definitiva 0º	Número del plano:	
			Plano 2	
			Escala:	1:200
Fecha:	2016	Autor: Dantel Fernández Durán		



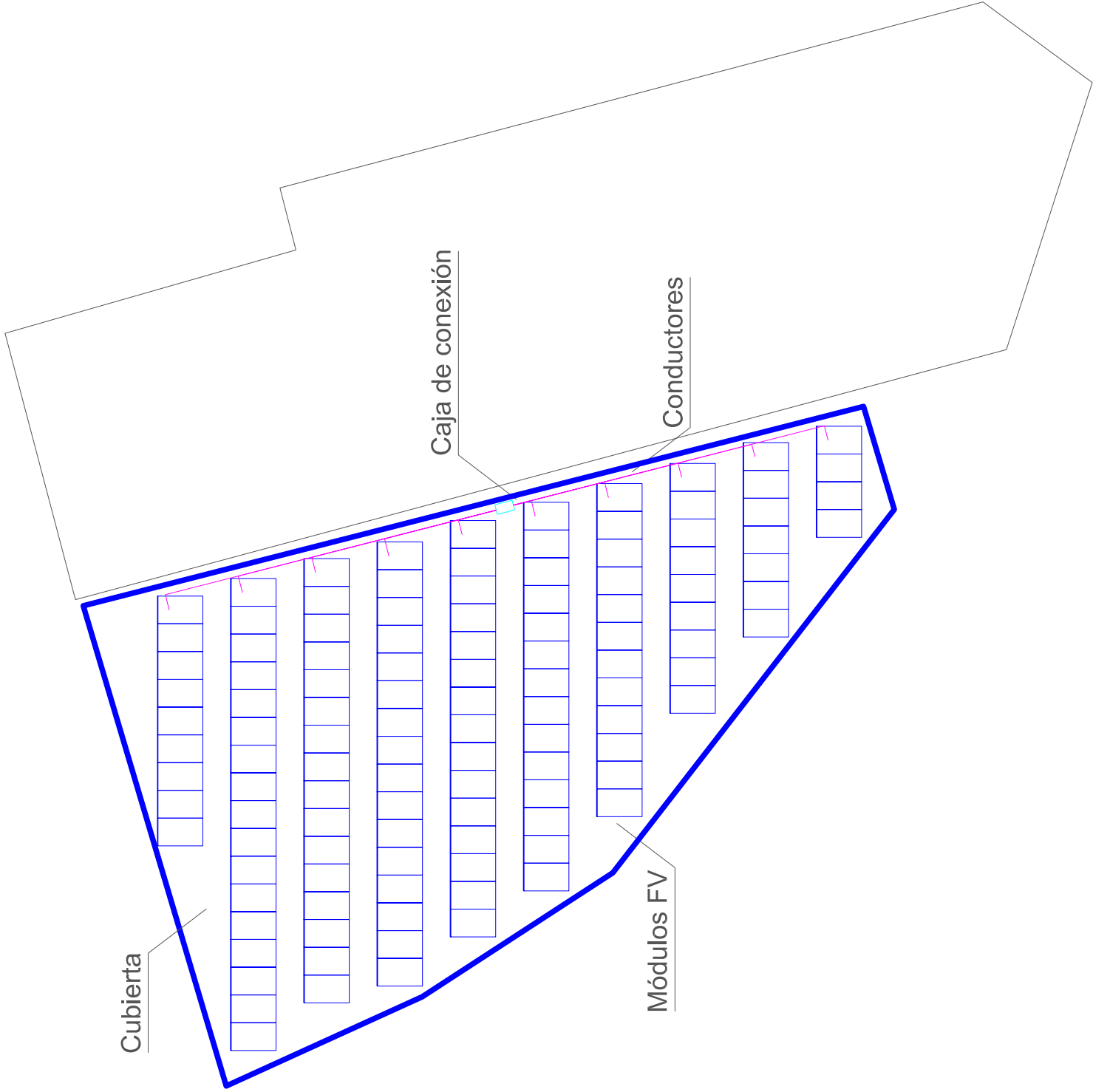
	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Conexión series	Número del plano: Plano 3
	Fecha: 2016		Escala: 1:200 Autor: Daniel Fernández Durán

Generador FV
10x(16x325 Wp)

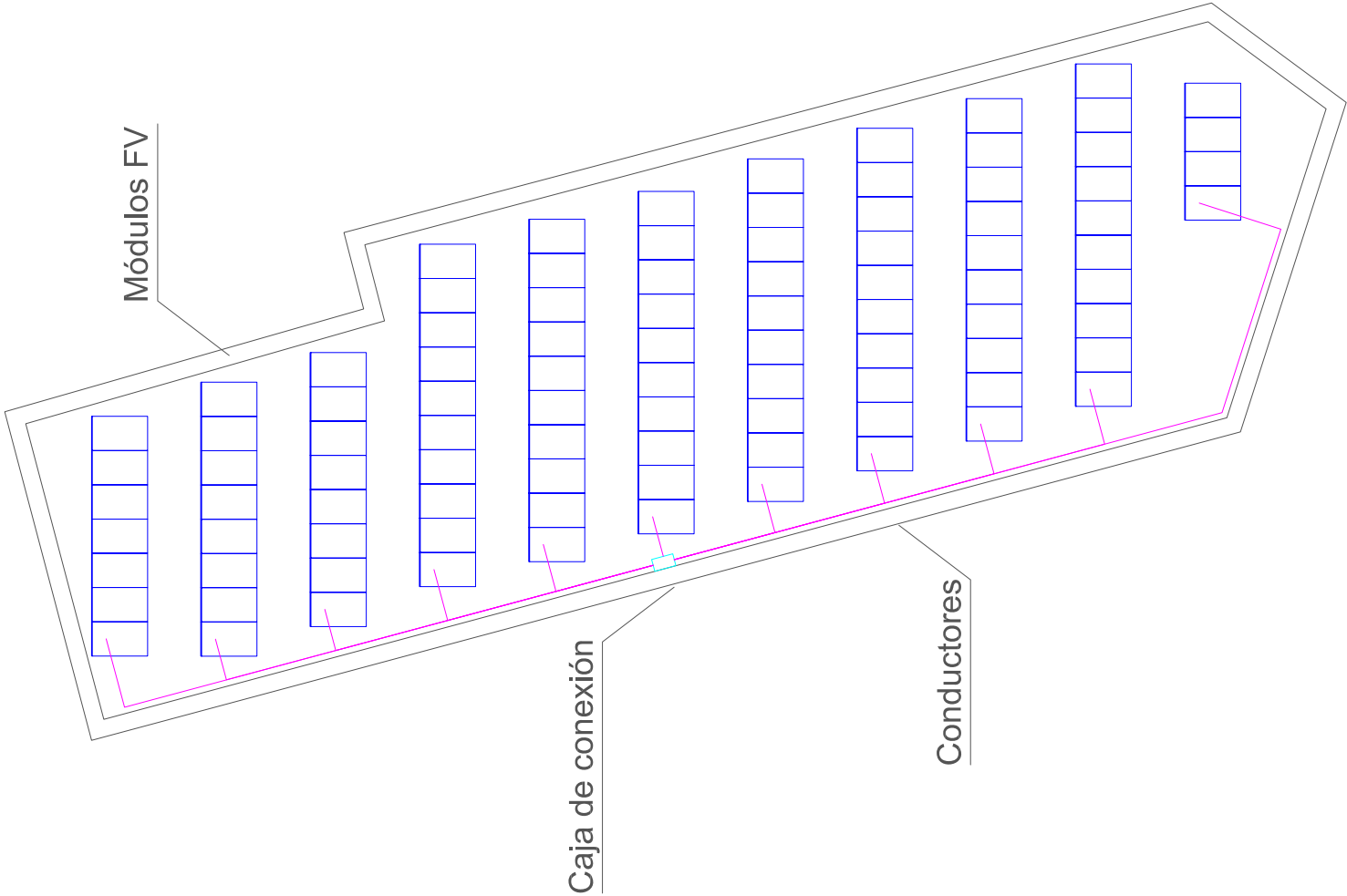


Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Esquema Unifilar		Número del plano: Plano 4
	Ingeniero Eléctrico. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid		Escala: -
	Fecha: 2016		Autor: Daniel Fernández Durán

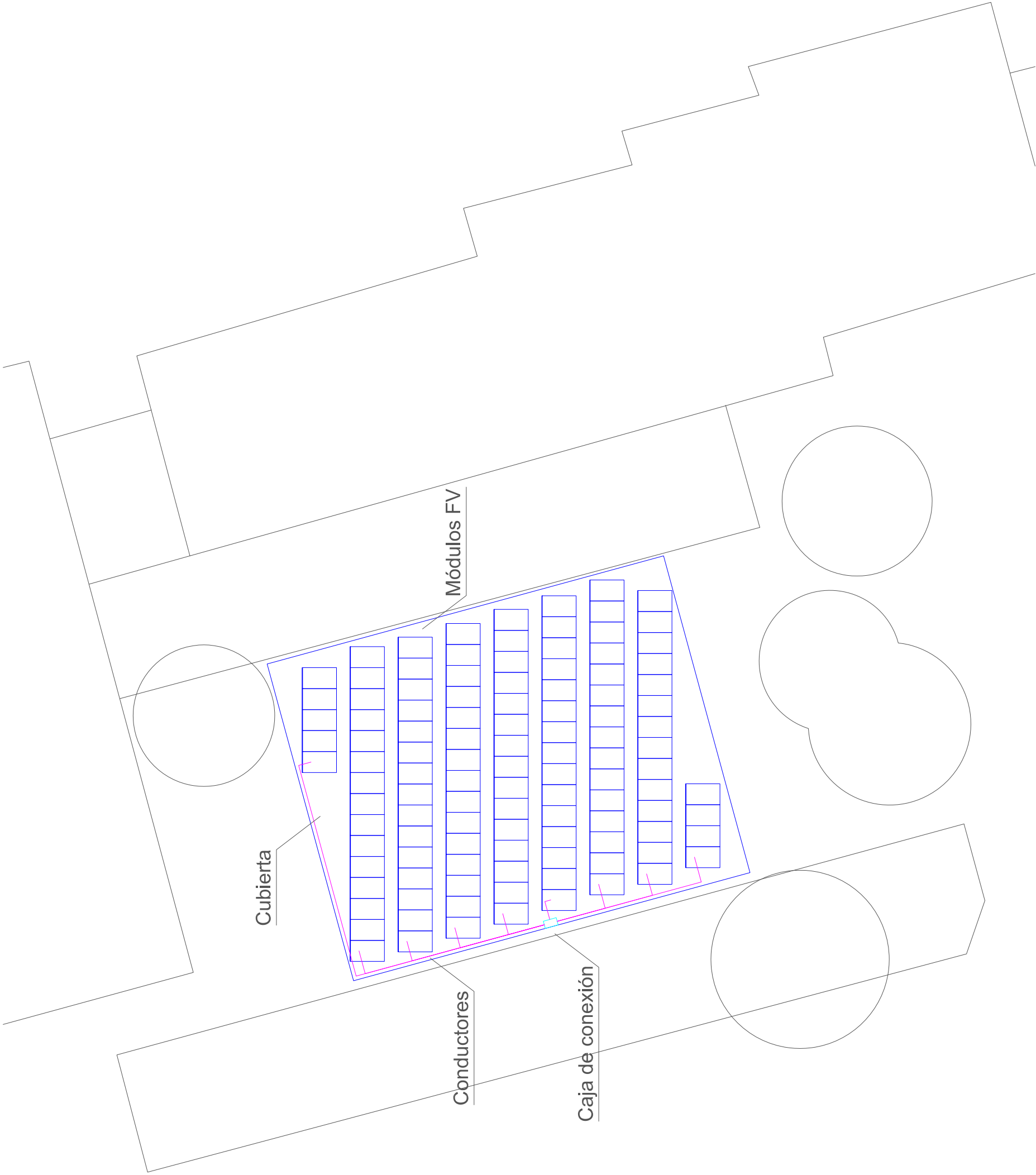
2) Planos de las instalaciones previas



<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div></div></div></div><div></div></div> <div>Fecha: 2016</div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación Previa Parking	Número del plano: Plano 5	
			Escala:	1:200
			Autor:	Daniel Fernández Durán

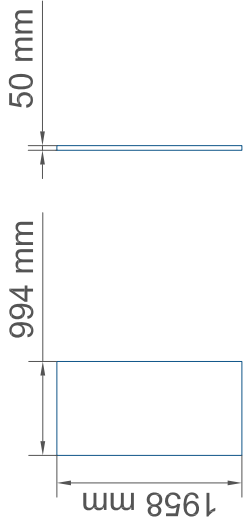


<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div></div></div></div><div><div>Fecha:</div><div>2016</div></div></div>	<div>Proyecto:</div> <div>Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos</div>	<div>Plano:</div> <div>Instalación Previa Gimnasio</div>	Número del plano:	
			Plano 6	
			Escala:	1:200
Autor:			Daniel Fernández Durán	

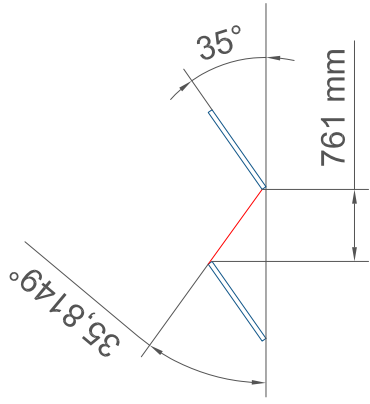


<div><div><div><div></div><div>N</div></div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano:	Número del plano:
		Instalación Previa Piscina	Plano 7
		Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid	Escala: Autor:
Fecha:	2016		1:200 Daniel Fernández Durán

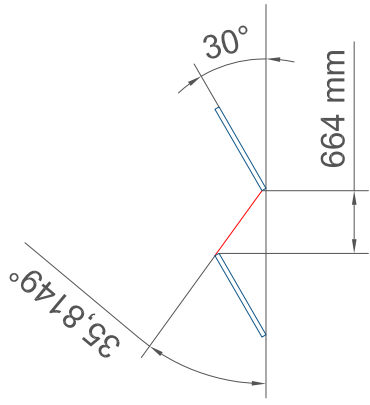
3) Planos de las instalaciones en función de la inclinación de los módulos



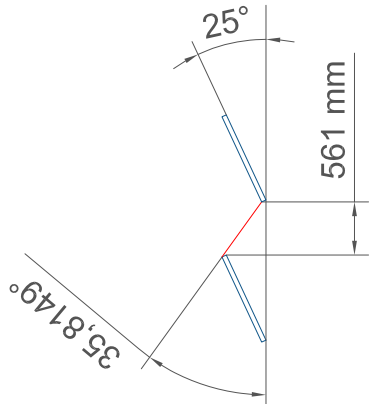
35°



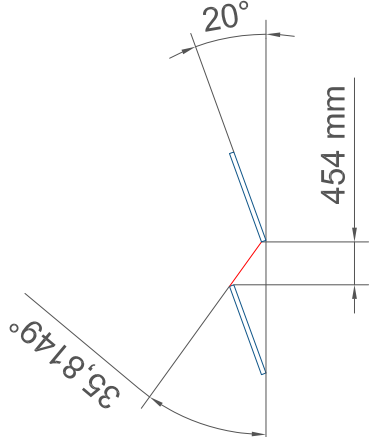
30°



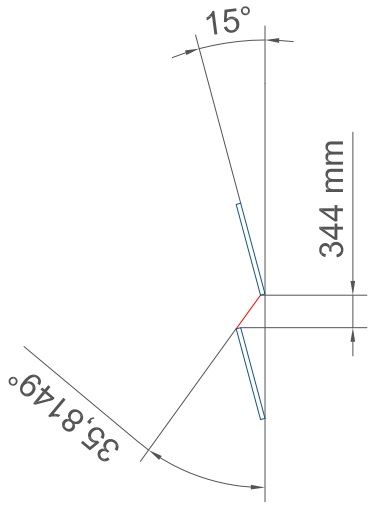
25°



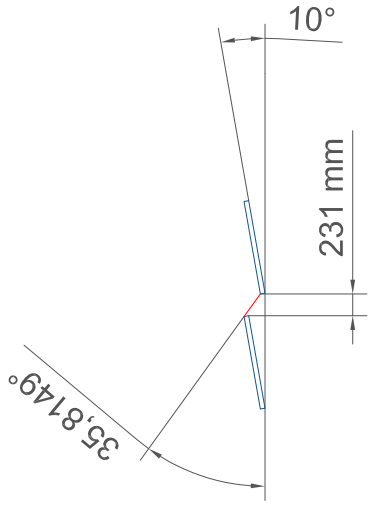
20°



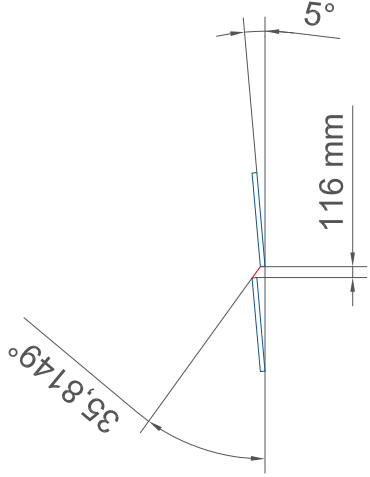
15°



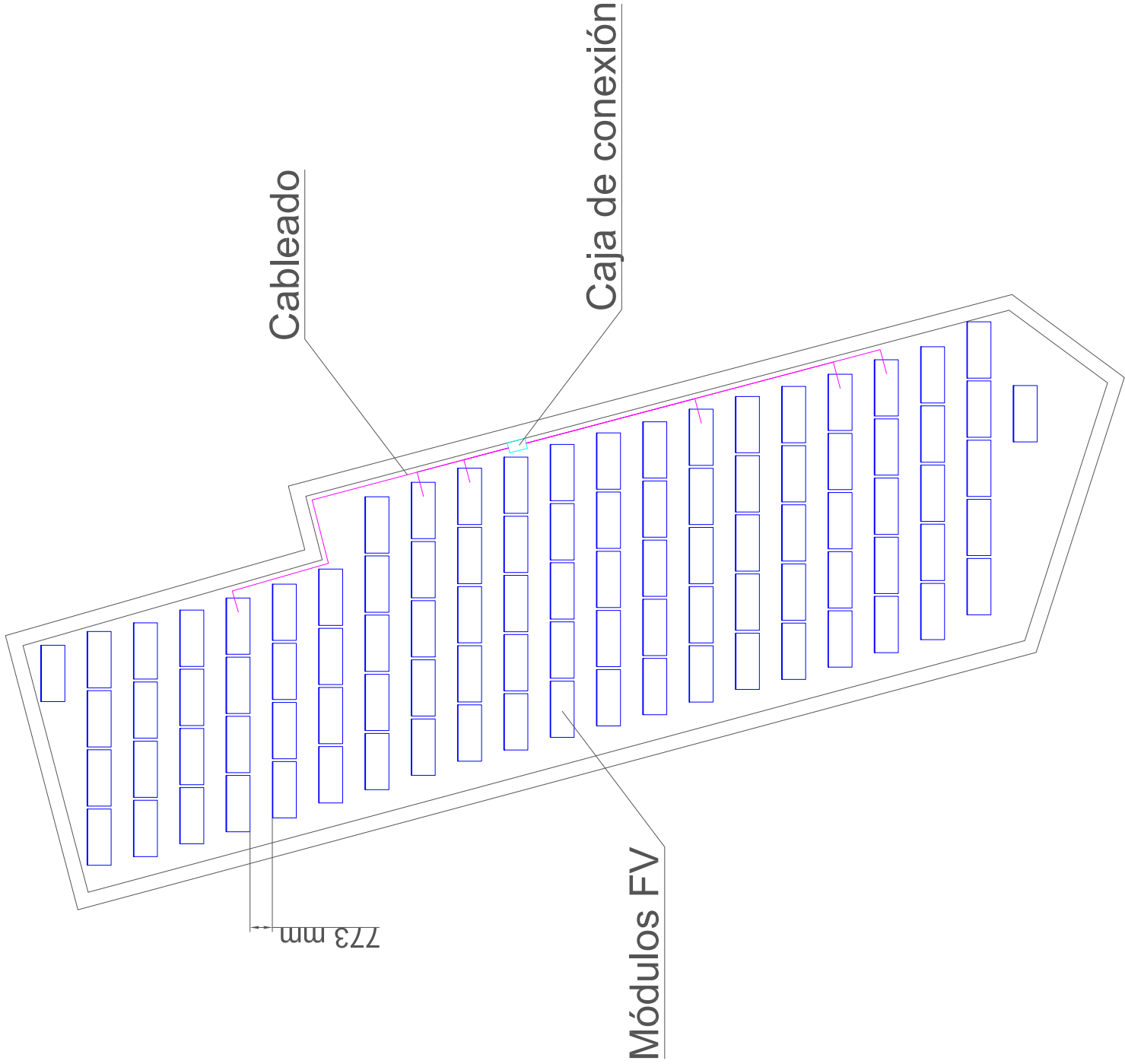
10°



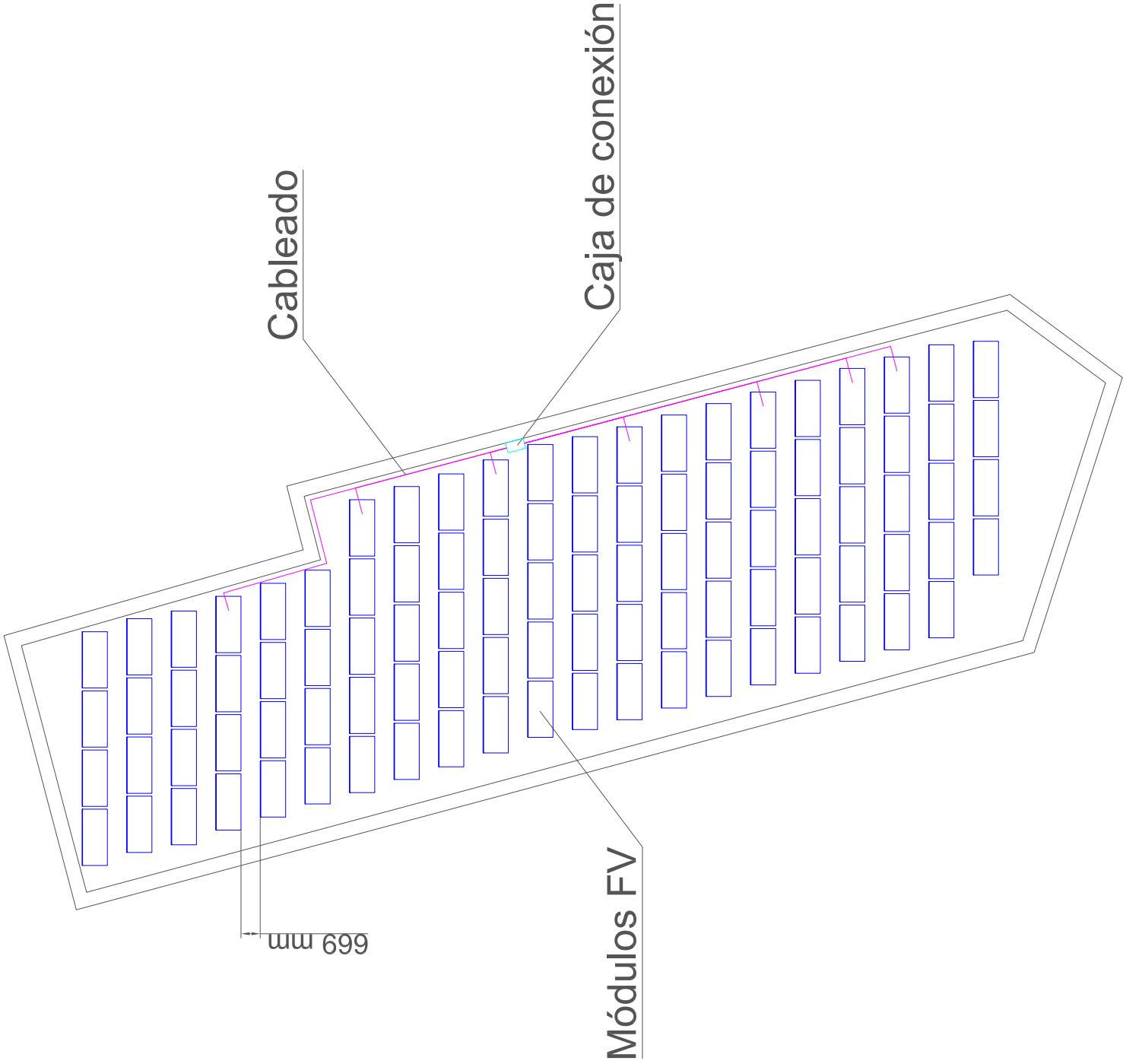
5°



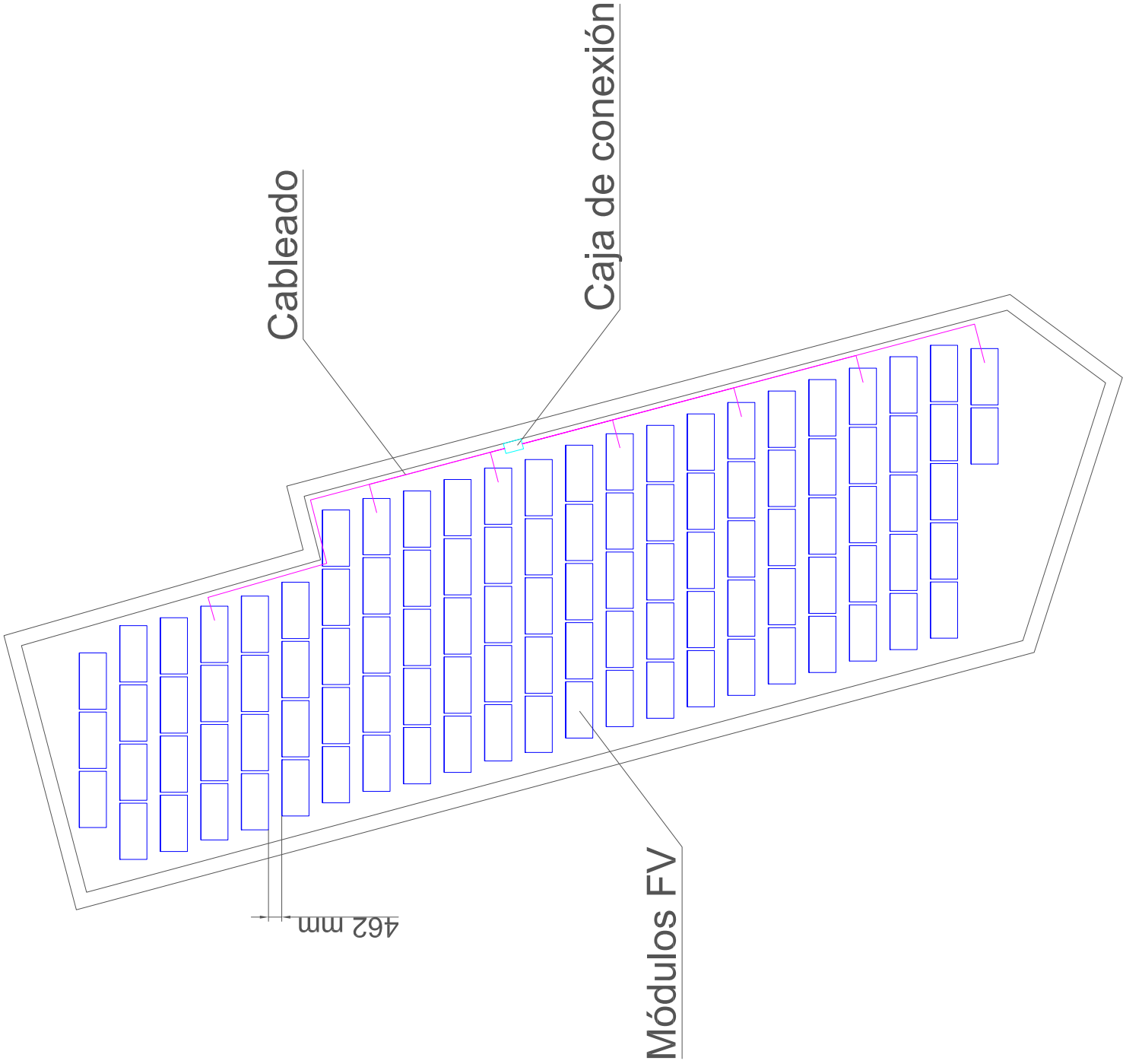
<div><div><div>N</div><div></div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos		Plano: Distancia Mínima Entre Filas		Número del plano: Plano 8	
	Fecha: 2016		Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid		Escala: 1:80	
					Autor: Dantel Fernández Durán	



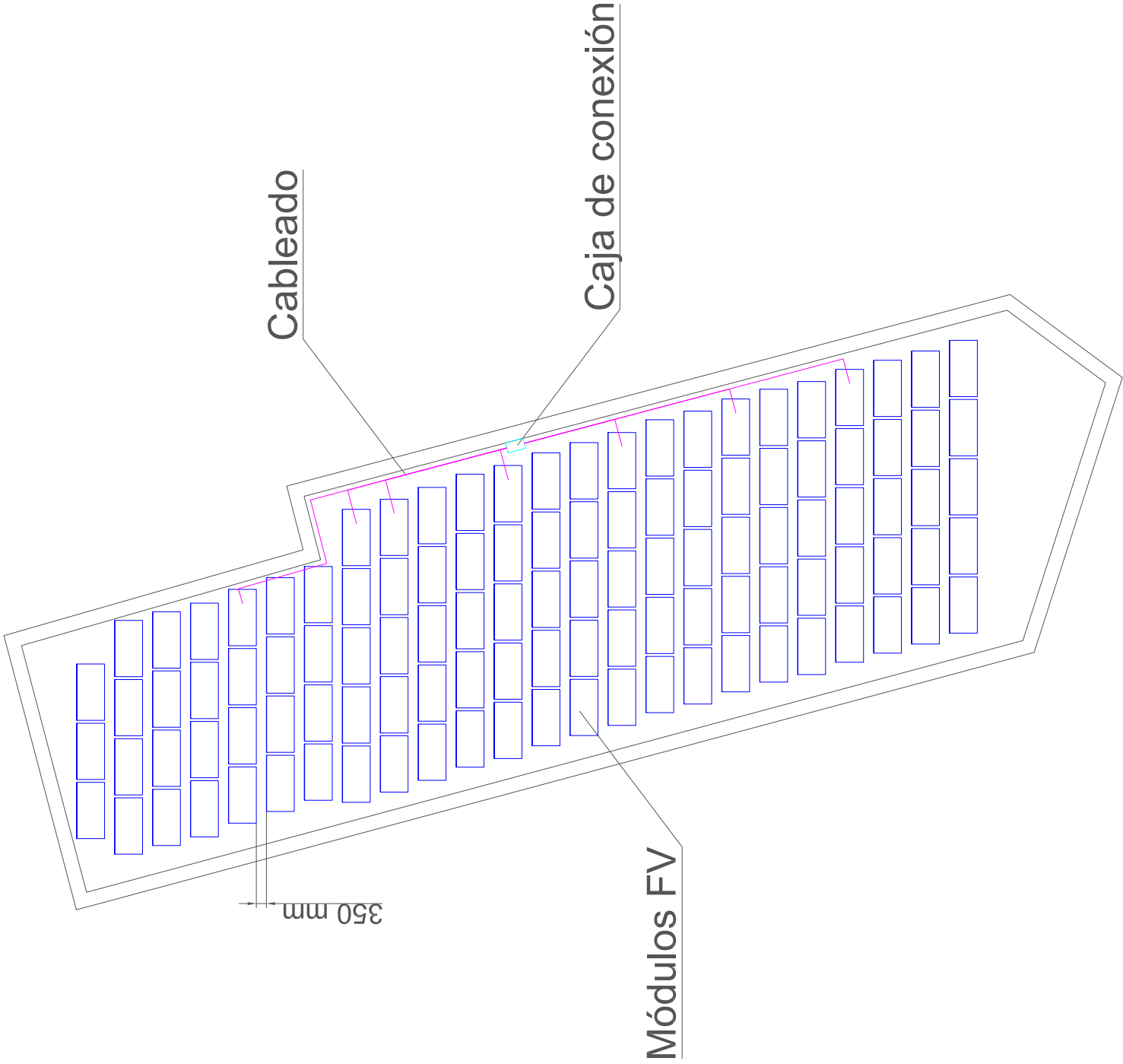
<div><div><div><div></div><div>N</div></div></div><div>Fecha: 2016</div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación 35º	Número del plano: Plano 9
		Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid	Escala: 1:200
			Autor: Daniel Fernández Durán



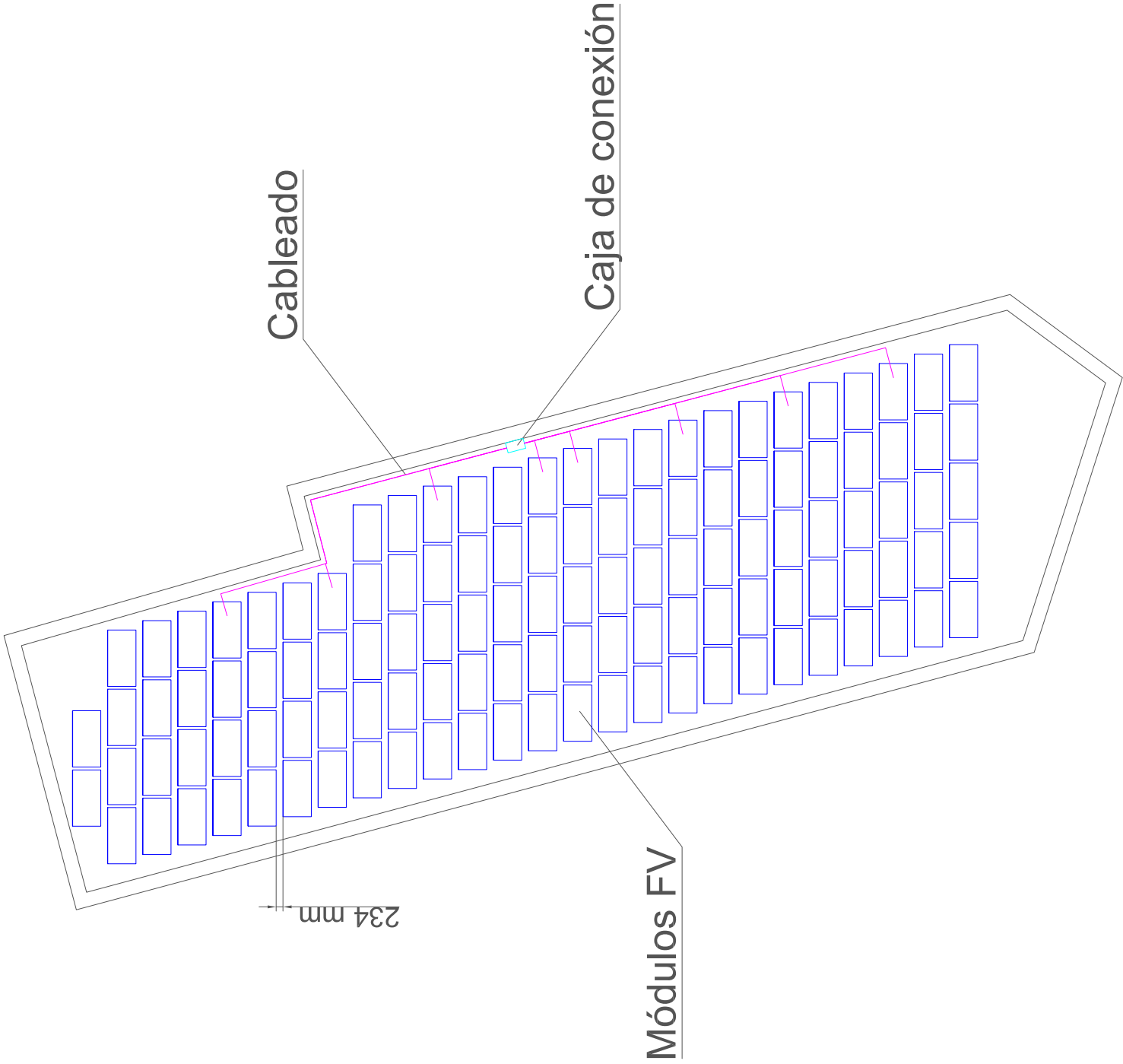
<div><div><div><div></div></div></div><div><div></div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación 30º	Número del plano: Plano 10
			Escala: 1:200
			Autor: Daniel Fernández Durán
Fecha: 2016			



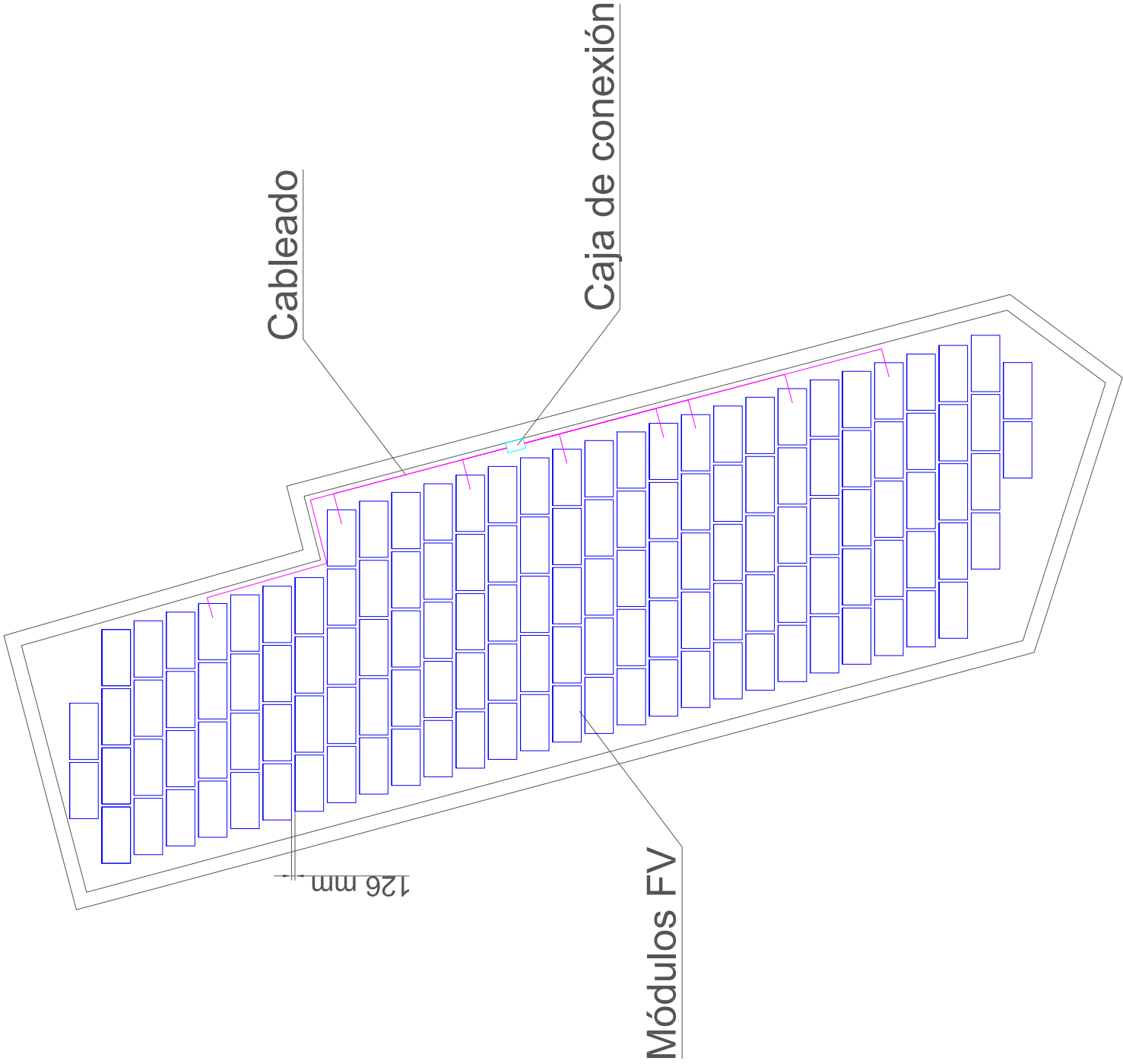
<div><div><div><div></div><div>N</div></div></div><div>Fecha: 2016</div></div>	<div><div>Proyecto:</div><div>Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos</div></div>	<div><div>Plano:</div><div>Instalación 20º</div></div>	<div><div>Número del plano:</div><div>Plano 12</div></div>
		<div><div>Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid</div></div>	<div><div>Escala:</div><div>1:200</div></div> <div><div>Autor:</div><div>Daniel Fernández Durán</div></div>



<div><div><div><div><div></div><div></div></div><div><div></div><div></div></div></div><div></div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación 15º	Número del plano: Plano 13
Fecha:	2016	Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid	Escala: 1:200
		Autor:	Daniel Fernández Durán



<div><div><div><div></div></div></div><div><div>N</div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación 10º	Número del plano: Plano 14
Fecha:	2016	Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid	Escala: 1:200
		Autor:	Daniel Fernández Durán



<div><div><div><div></div><div>N</div></div></div></div>	Proyecto: Diseño de una Instalación Fotovoltaica para Conexión a Red y Recarga Rápida de Vehículos Eléctricos	Plano: Instalación 5º	Número del plano: Plano 15	
Fecha: 2016	Ingeniero Eléctrico, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid		Escala: 1:200	
			Autor: Daniel Fernández Durán	

Anexo III: Fichas técnicas

A continuación se muestran las fichas técnicas de los elementos a instalar en la instalación definitiva, así como en las instalaciones según el ángulo de inclinación de los módulos.

STP325S - 24/Vem STP320S - 24/Vem

SUNTECH
BE UNLIMITED

325 Watt MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency

Module efficiency up to 16.7% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant

Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance

Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability



Suntech current sorting process

System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

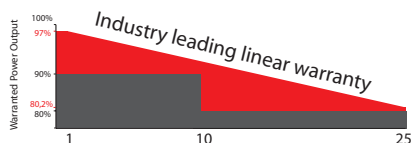
Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.2% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

Special 4 busbar design



The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

IP68 Rated Junction Box

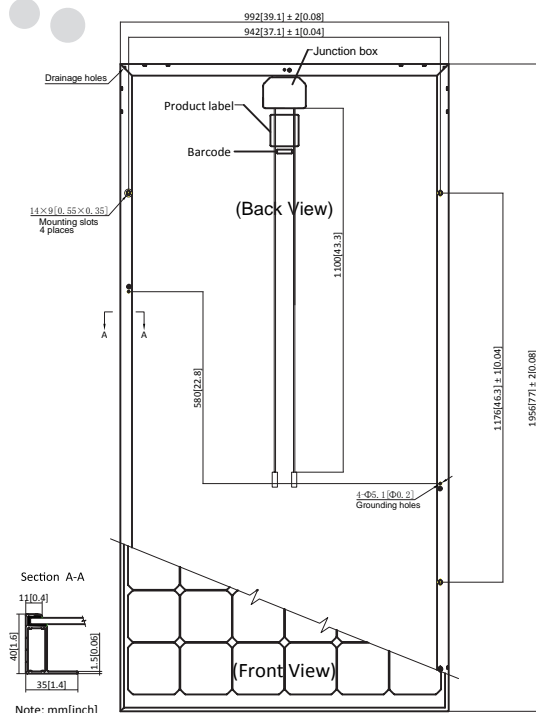


The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **PV Cycle only for EU market.

*** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

STP325S - 24/Vem STP320S - 24/Vem



Electrical Characteristics

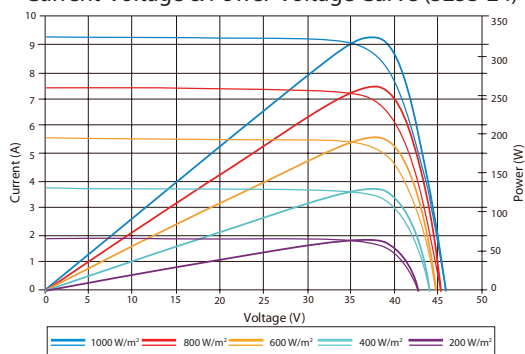
STC	STP325S-24/Vem	STP320S-24/Vem
Maximum Power at STC (Pmax)	325 W	320 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.1 V	36.9 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.77 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.28 A	9.21 A
Module Efficiency	16.7%	16.5%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C	
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating	20 A	
Power Tolerance	0/+5 W	

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP325S-24/Vem	STP320S-24/Vem
Maximum Power at NOCT (Pmax)	236 W	233 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	33.3 V	33.2 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.09 A	7.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.6 V	41.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.52 A	7.45 A

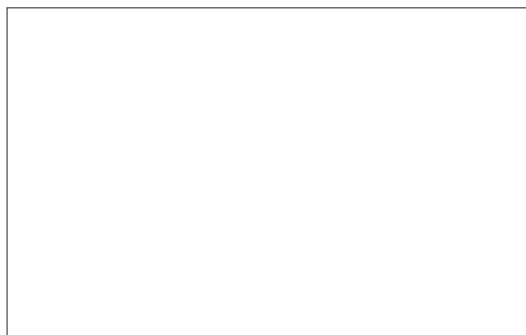
NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (325S-24)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiation intensity of 200 W/m² (AM 1.5, 25 °C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Dealer information



Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.060 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
No. of Cells	72 (6 × 12)
Dimensions	1956 × 992 × 40mm (77.0 × 39.1 × 1.6 inches)
Weight	25.8 kgs (56.9 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1100mm (43.3 inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	MC4 compatible

Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	25	25	25
Pallets per container	5	12	24
Pieces per container	125	300	600

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

ESTRUCTURA PARA CUBIERTA HLC-1P

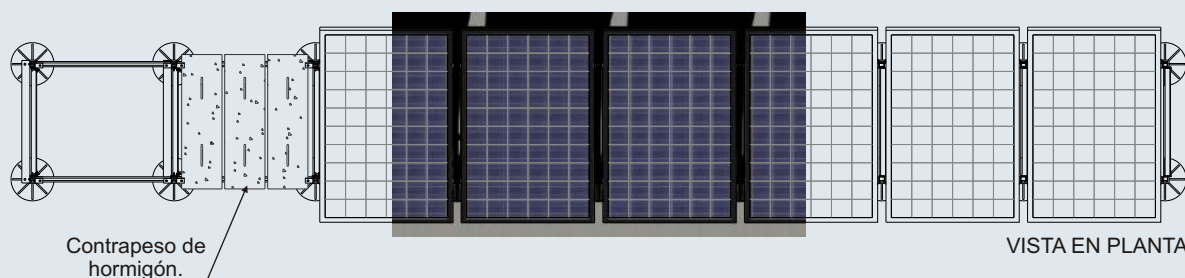
DIVISIÓN DE
ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA SOLAR FIJA LASTRADA SOBRE CUBIERTA PLANA.

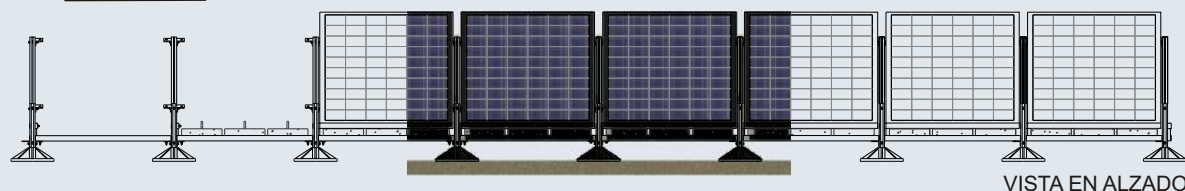
HLC-1P



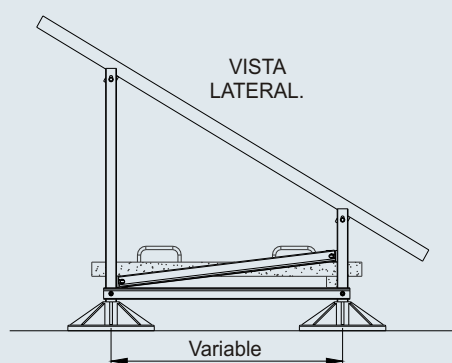
VISTA EN PERSPECTIVA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.



VISTA EN PLANTA.

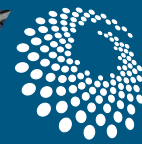
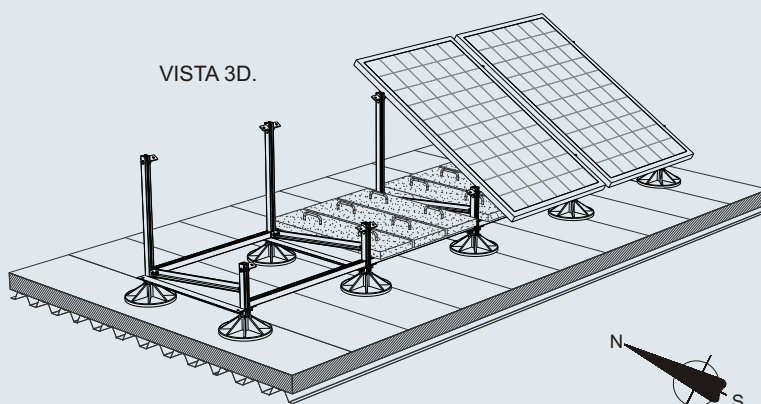


VISTA EN ALZADO.



VISTA
LATERAL.

VISTA 3D.



Gestamp
Solar Steel

Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

ESTRUCTURA PARA CUBIERTA

HLC-1P

1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS.

- Todos los elementos que conforman las estructuras se pueden suministrar en calidad, S235JR, S275JR o S355JR.
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- Todos los elementos estructurales así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión según Norma UNE-EN ISO 1461.
- Se pueden suministrar los elementos en otras calidades y acabados en función del requerimiento del cliente y basado en la Norma UNE-EN 10.326 (Ej: S250GD + Z275).
- Los elementos galvanizados presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la Norma UNE-EN ISO 14.713, en función del tipo de ambiente al que se encuentran expuestos.
- Facilidad en el montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.
- Perfecta adaptabilidad tanto a la geometría de la cubierta como a las diferentes dimensiones de los paneles del mercado.
- Esta estructura se apoya sobre la cubierta mediante unas bases de plástico y se le coloca un contrapeso para contrarrestar la acción del viento a succión.

2.- HIPÓTESIS DE CARGAS CONSIDERADAS EN EL DISEÑO Y CÁLCULO DE LAS TIPOLOGÍAS ESTRUCTURALES.

- Carga de Peso Propio.
(Paneles + estructura).
- Carga de Nieve.
(Según Eurocodigo 1 parte 1-3 Acciones en estructuras. Cargas de nieve).
- Carga de Viento considerada.
(Según Eurocodigo 1 parte 1-4 Acciones en estructuras. Acciones de viento).
- Estas hipótesis podrán variar (normas de cálculo, valores de carga, etc.) en función de las necesidades y ubicación de la obra.

3.- DETALLES.



DETALLE DE BASE EN
ESTRUCTURA LASTRADA.



DETALLE DE UNIÓN DE LA
ESTRUCTURA CON PANEL.



Estructura Fabricada por:
HIERROS Y APLANACIONES, S. A.

Polígono Industrial de Cancienes, s/n. 33470 - Corvera, Asturias ESPAÑA (SPAIN)
Tel: + (34) 985 128 200. Fax: + (34) 985 505 361
comercial_hiasa@gonvarri.com - energiasolar_hiasa@gonvarri.com
www.hiasa.com





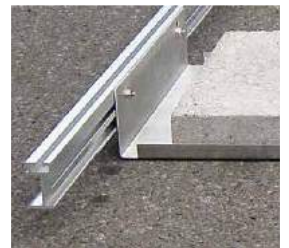
Ballasted Power Rail™

0° Tilt Non-Penetrating
Flat Roof Mounting System



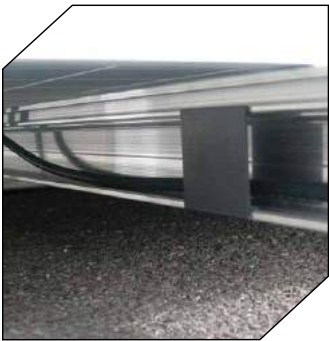
 COMMUNICATIONS  ENERGY  SPECIAL INDUSTRIES  SOLAR

 **POWER-FAB®**
Quality Hardware for the PV Industry





Increased module density



Wire management



Simple layout



Fast Top-Down clamping

The Ballasted Power Rail™ PV Solar Mounting System

Key Benefits

- 0° Tilt allows for increased module density
- Fast installation times
- Roof layout design flexibility
- Full scale wind tunnel qualification
- Reduced overall installation costs

The high density Ballasted Power Rail mounting system is designed to install fast and provide a secure mounting structure for framed modules. Qualified test results from a full scale wind tunnel facility support designs that require less ballast weight and no roof penetrations for most site applications.

A unique modular concept provides the flexibility to design and install the mounting system around roof obstructions and avoid shaded areas.

The Ballasted Power Rail system utilizes high strength rails with integrated wiring channels and factory installed EPDM material to protect the roof surface. Ballast pans provide precise rail alignment and high strength stainless steel clamps secure most framed modules. The top-clamping system utilizes a single tool with a revolutionary RAD™ fastener for faster bolt placement. The unique shape of the RAD provides an anti-rotation feature locking the bolt in the proper orientation when installed.

Faster Installation Time – Reduced Labor Costs

Installers prefer a racking system engineered to install quickly, with fewer components leading to a hassle-free assembly.

Precision ballast pans double as rail spacer members and eliminate measuring.

- Single tool
- “Set down” fast module assembly
- Top access module clamps
- Lock-in-Place RAD™ Fasteners
- EPDM protection factory installed – no additional mats required
- Compatible with Wiley WEEBS for integral grounding

Installs in 4 Simple Steps

with only 3 hardware components

- 1 Distribute **Module Rails** on the roof
- 2 Install **Ballast Pans** between rails – no measuring or cutting required
- 3 Lay down Solar Modules
- 4 Install RAD Bolt and top access **Module Clamp**



Full Scale Wind Tunnel Tested and Qualified

Field Proven – Long Lasting Construction

System Building Owners require a field proven, reliable mounting system designed to withstand environmental conditions for the life of the PV module.

- Full scale wind tunnel qualified
- Corrosion resistant aluminum components
- EPDM protection for roof surfaces
- Stainless steel fasteners
- Unimpeded water drainage



Tight inter-module spacing for higher density

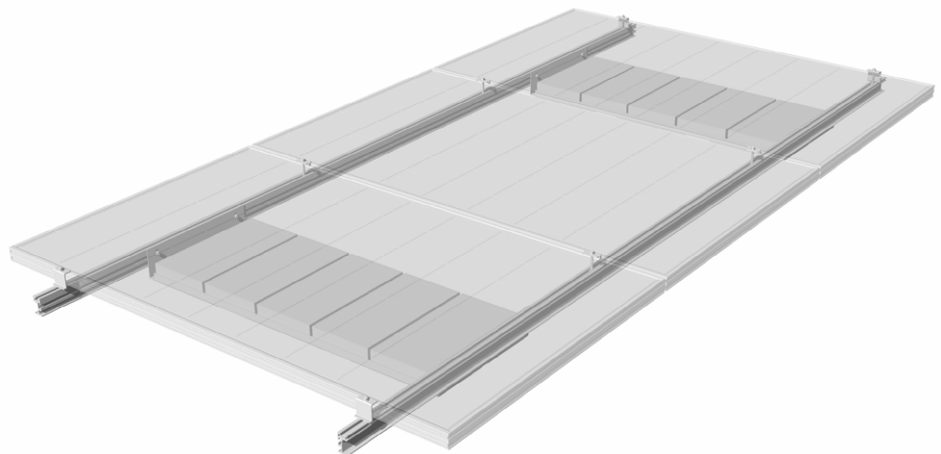
Design and Application Flexibility

Specifying Engineers and Architects require a mounting system that offers flexibility in design and application while exceeding building code requirements.

- Designs up to 150 mph
- Configurable around roof obstacles
- Compatible with most framed modules
- Penetration options for seismic regions or reducing ballast loads
- Slotted Ballast Pans for adjustment over roof undulations



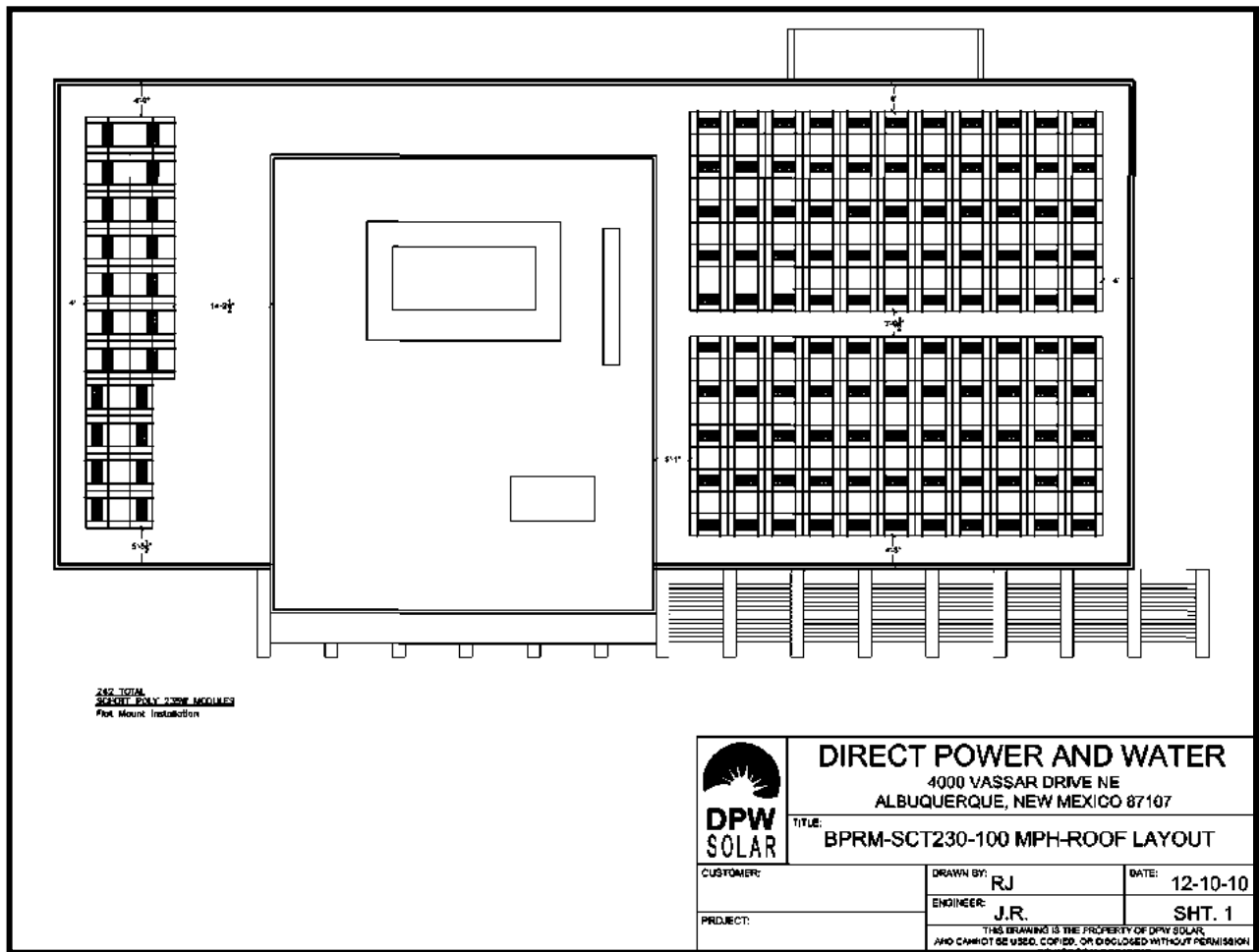
Ballasted – No penetrations



Configurable around roof obstructions

Our engineering staff is available to assist with your next project. Please provide module type, design wind speed, exposure category and building roof layout and height information.

Sample Roof Layout



The Ballasted Power Rail™ System is adaptable to any roof layout.



4000-B Vassar Drive NE
Albuquerque, New Mexico 87107
USA

Telephone: 800.260.3792
Fax: 505.889.3548
Web Site: www.DPWSolar.com
E-mail: info@power-fab.com

© 2013 Preformed Line Products
Printed in U.S.A.
SL-SS-1085-3
06.13.1M

Preformed Line Products
(Canada) Limited
1711 Bishop St. E
Cambridge, ON N1T 1N5

Telephone: 519-740-6666
Fax: 519-740-7917
Web site: www.preformed.on.ca
Email: sales@preformed.on.ca



Inversores Ingecon® Sun Power / Power Max





Ingecon® Sun Power / Power Max

Los inversores trifásicos de la gama Ingecon® Sun Power comprenden potencias entre 50 y 100 kW y están orientados a su uso en cubiertas industriales de tamaño grande y parques fotovoltaicos en suelo. Son equipos ampliamente instalados en el mercado gracias a su fácil mantenimiento.

La gama Ingecon® Sun Power Max comprende potencias entre 100 y 500 kW con posibilidad de suministro completo de la caseta prefabricada de hormigón y el transformador y celdas de protección para salida en Media Tensión.

Su uso está orientado a grandes centrales megavatio.



Ingecon® Sun Power

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Su diseño orientado a facilitar el mantenimiento, su alta eficiencia a temperaturas elevadas, así como su completo equipamiento de protecciones eléctricas incluidas de serie, hacen que esta familia de inversores sea una de las más demandadas de la gama de inversores Ingecon® Sun. Estos inversores Ingecon® Sun Power están diseñados tanto para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias como para instalaciones multimegavatio en suelo.

Esta familia de inversores está equipada con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico.

No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Asimismo este frontal dispone de LEDs indicadores de estado y alarmas y pantalla LCD.

Los Ingecon® Sun Power han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Tienen una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.



Protecciones

Los Ingecon® Sun Power llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

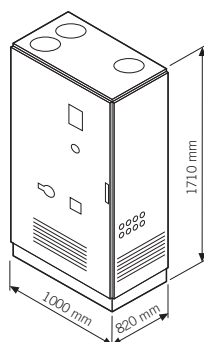
- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Contra polarizaciones inversas.
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador en carga DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador- magnetotérmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC.
- Descargadores de sobretensiones AC

Accesorios opcionales

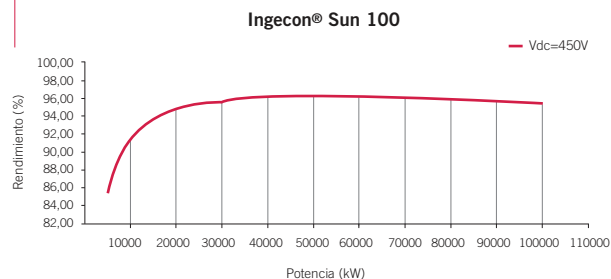
- Comunicación entre inversores mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Software Ingecon® Sun Manager para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. IngeRAS™ PV.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de variables meteorológicas.
- Monitorización de las corrientes de string del campo fotovoltaico. Ingecon® Sun String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

Dimensiones y peso

- Ingecon® Sun 50: 900 kg.
- Ingecon® Sun 60: 900 kg.
- Ingecon® Sun 70: 1.026 kg.
- Ingecon® Sun 80: 1.026 kg.
- Ingecon® Sun 90: 1.162 kg.
- Ingecon® Sun 100: 1.162 kg.



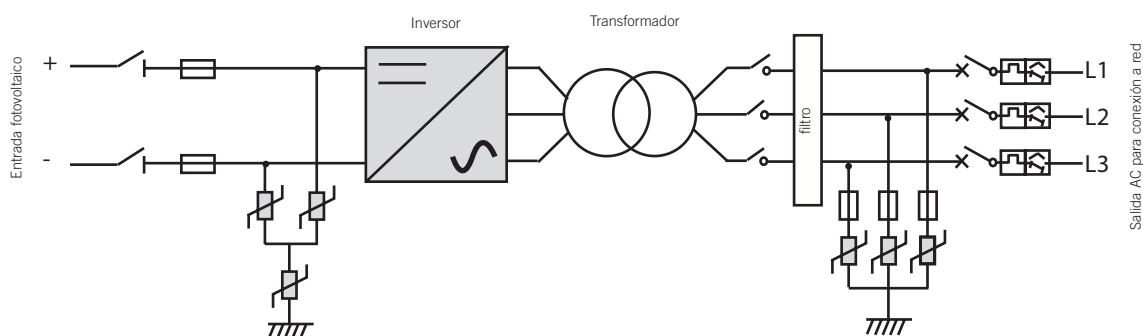
Rendimiento



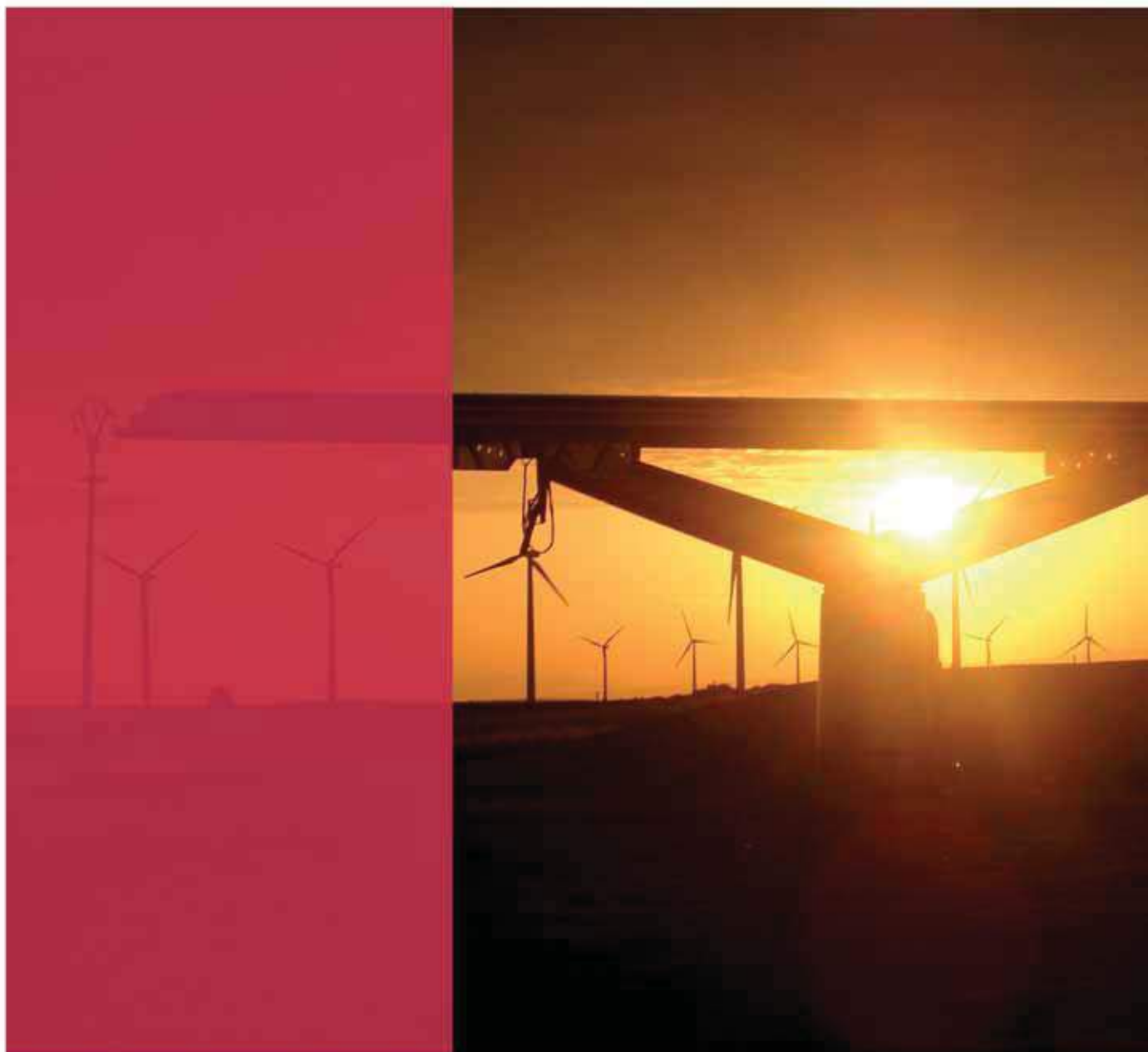
Características técnicas

Modelo	Ingecon® Sun 50	Ingecon® Sun 60	Ingecon® Sun 70	Ingecon® Sun 80	Ingecon® Sun 90	Ingecon® Sun 100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	57 - 65 kWp	69 - 78 kWp	80 - 91 kWp	92 - 104 kWp	103 - 117 kWp	115 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	143 A	172 A	200 A	229 A	257 A	286 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC modo HT ⁽³⁾	50 kW	60 kW	70 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Potencia nominal AC modo HP ⁽⁴⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1	1	1	1	1	1
THD ⁽⁵⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3 %	96,40%	97,20%	97,50%	96,90%	96,80%
Euroeficiencia	94,30%	94,70%	96,10%	96,20%	95,80%	95,70%
Datos Generales						
Consumo energía standby	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo energía nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura funcionamiento	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Referencias normativas	RD 661/2007					
	RTC alle rete BT di Enel Distribuzione					
	CEI 11-20					
	CEI 11-20 V1					
	CEI 0-16					
	Reglamento VDEW BT					
Modo HT (high temperature) - Potencias nominales a 45°C			Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Hasta 45°C ambiente, Pmax=110% Pnom para transitorios no permanentes			
Modo HP (high power) - Potencias nominales a 40°C			⁽⁴⁾ Hasta 40°C ambiente, Pmax = Pnom ⁽⁵⁾ Para PAC > 25% de la potencia nominal			

Ingecon® Sun Power



Inversores Ingecon[®] Sun Smart





Ingecon® Sun Smart

La familia de inversores trifásicos Ingecon® Sun Smart está pensada especialmente para facilitar los procedimientos de instalación y mantenimiento gracias a su ingenioso sistema de cambio de componentes.

La gama de potencias va desde 10 hasta los 30 kW.

Su tamaño y su envolvente apta para uso en el exterior, hacen que sea un equipo idóneo tanto para cubiertas industriales de tamaño medio como para plantas con seguimiento solar.



Ingecon® Sun Smart

10 / 12,5 / 15 / 20 / 30

La familia de inversores Ingecon® Sun Smart aúna la robustez de unos equipos fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (bloque de electrónica IP65), con la versatilidad de una amplia gama de potencias que los hace idóneos para distintos tamaños de instalaciones.

Su etapa de conversión trifásica pura ofrece una salida equilibrada en las tres fases AC y no requiere de ningún elemento adicional para desconectarlas simultáneamente.

El mantenimiento de estos inversores es muy sencillo gracias a que su electrónica está integrada en un bloque fácilmente intercambiable desde el exterior.

La envolvente de acero inoxidable de la que disponen permite instalarlos en el interior o en el exterior y soportar temperaturas extremas. Disponen de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Para facilitar la instalación cuentan con conectores rápidos para la conexión del campo fotovoltaico. No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Asimismo este frontal dispone de LEDs indicadores de estado y alarmas y pantalla LCD.

Los Ingecon® Sun Smart han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Tienen una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.



Protecciones

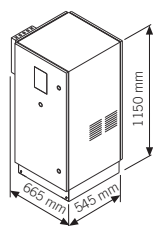
Los Ingecon® Sun Smart llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Contra polarizaciones inversas.
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC opcional.
- Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida opcionales.

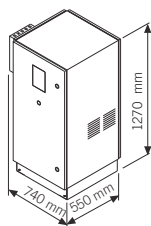
Accesorios opcionales

- Comunicación entre inversores mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Software Ingecon® Sun Manager para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. IngeRAS™ PV.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de variables meteorológicas.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

Dimensiones y peso

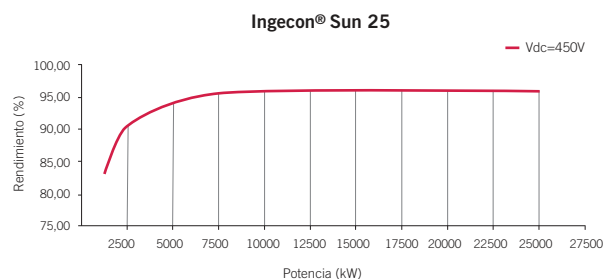


Ingecon® Sun 10: 192 kg.
Ingecon® Sun 12,5: 192 kg.
Ingecon® Sun 15: 242 kg.



Ingecon® Sun 20: 323,5 kg.
Ingecon® Sun 25: 323,5 kg.
Ingecon® Sun 30: 323,5 kg.

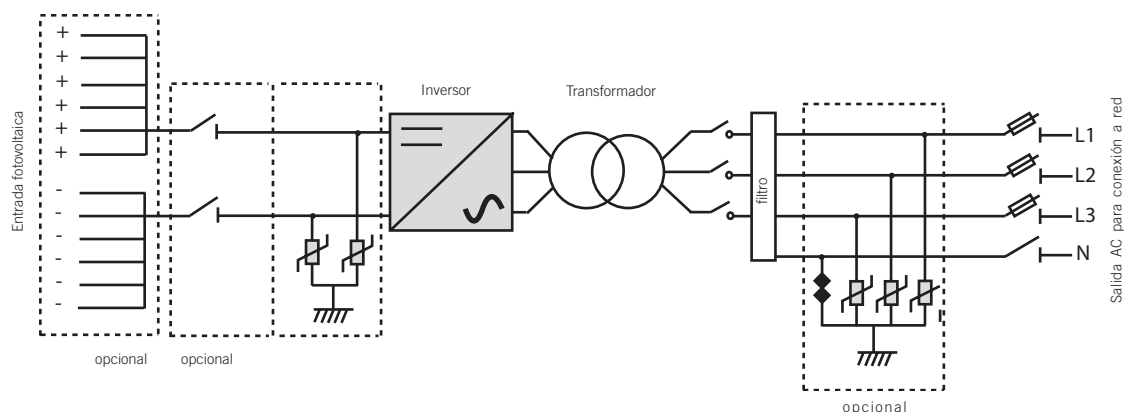
Rendimiento



Características técnicas

Modelo	Ingecon® Sun 10	Ingecon® Sun 12,5	Ingecon® Sun 15	Ingecon® Sun 20	Ingecon® Sun 25	Ingecon® Sun 30
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	12 - 13 kWp	14 - 16 kWp	17 - 20 kWp	23 - 26 kWp	29 - 33 kWp	35 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	30 A	32 A	41 A	57 A	71 A	86 A
Nº entradas DC	8	8	8	10	10	10
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC modo HT ⁽³⁾	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
Potencia nominal AC modo HP ⁽⁴⁾	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27,5 kW	33 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1	1	1	1	1	1
THD ⁽⁵⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	94,90%	94,90%	94,90%	95,50%	95,60%	95,60%
Euroeficiencia	93,30%	93,50%	93,80%	94,00%	94,50%	94,70%
Datos Generales						
Consumo energía standby	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo energía nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura funcionamiento	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C	-10°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54
Referencias normativas	VDE0126-1-1					
	RD 661/2007					
	RTC alle rete BT di Enel Distribuzione					
	CEI 11-20					
	CEI 11-20 V1					
	CEI 0-16					
Modo HT (high temperature) - Potencias nominales a 45°C		Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Hasta 45°C ambiente, Pmax=110% Pnom para transitorios no permanentes				
Modo HP (high power) - Potencias nominales a 40°C		⁽⁴⁾ Hasta 40°C ambiente, Pmax = Pnom ⁽⁵⁾ Para PAC > 25% de la potencia nominal				

Ingecon® Sun Smart





Technical Characteristics

FRESUN LVT SERIES

FRAME 1 - FS

FRAME 2 - FS

FRAME 3 - FS

FS0020_T FS0025_T FS0030_T FS0035_T FS0040_T FS0050_T FS0060_T FS0080_T FS0100_T

OUTPUT	Nominal AC Output Power (kW)		20	25	30	35	40	50	60	80	100	
	Operating Grid Voltage(VAC)		400V (± 10%)									
	Operating Range, Grid Frequency		50Hz - 60Hz									
	Voltage Ripple, PV Voltage		< 3%									
	Nominal AC Current (A)		30	36	43	51	58	73	87	116	145	
	Current Harmonic Distortion (THDi)		< 3% at nominal power									
	Power Factor (cosineφ)		0.95 leading ... 0.95 lagging adjustable									
INPUT	DC Voltage Range MPPT (VDC)		450V - 820V									
	Maximum permissible DC voltage ^[1]		900V / 1000V (Optional)									
	Maximum permissible DC current (A)		52	65	77	90	103	129	155	206	258	
	Maximum PV Power (kWp) ^[2]		24	30	36	42	48	60	72	96	120	
	Number of DC connections		3 per pole			3 per pole			4 per pole			
	Recommended cable section (mm ²) ^[3]		16	16	25	25	35	50	70	95	95	
EFFICIENCY	Max. Efficiency PAC, nom(η)		95.9%				96.2%			97.1%		
	Euroeta (η)		95.0%				95.5%			96.5%		
	Max. Standby Consumption (P _{night})		< approx. 40W									
AUXILIARY	External Auxiliary Voltage		230V, 50 / 60Hz									
	External Back-up Fuse for Auxiliary Supply		B16A, 1-pole									
CABINET	Dimensions [WxDxH] mm		Indoor		802 x 723 x 1525			1003 x 723 x 1525			1403 x 1008 x 1625	
			Outdoor		840 x 755 x 1600			1040 x 755 x 1600			1440 x 1040 x 1700	
	Weight (kg)		Indoor		528			742			1116	
			Outdoor		535			750			1125	
Air Flow			Intake thorough rear lower part and both sides blown out through upper side (Outdoor) Intake thorough rear lower part blown out through upper side (Indoor)									
ENVIRON- MENT	Degree of protection:		IP54 / IP44 (Outdoor)									
	Electronic area / connection area		IP21 (Indoor)									
	Permissible Ambient Temperature ^[4]		-20°C ...+50°C									
	Relative Humidity		Indoor (10% to 95% non-condensing) Outdoor (4% to 100% condensing)									
	Pollution Degree		PD3									
	Max. Altitude MASL ^[4]		1000m									
	Noise level		<72dBA									
	Communication			RS232 / RS485 / USB / Ethernet. (Modbus RTU, Ethernet TCP/IP, Optional GSM / GPRS)								
CONTROL INTERFACE	Digital Inputs		2 programmable inputs. Galvanically isolated. 2 programmable and differential inputs Current signal: 0-20mA Voltage signal: full scale configurable (± 10mV to ± 10V), and 1 x PT100 Input									
	Analogue Inputs		RS485 / Modbus RTU									
	String Supervisor Interface		2 electrically-isolated programmable switched relays (250VAC, 8A or 30 VDC, 8A)									
	Digital Outputs		1 Analogue. Output galvanically isolated.									
	Analogue Outputs											
PROTEC- TIONS	Ground Fault Monitoring ^[5]		Standard built in / Optional configurable.									
	Heating Resistors		Standard (Outdoor) / Optional (Indoor)									
	Emergency Stop		No (Outdoor) / Optional (Indoor)									
	Contactor AC Side		Standard									
	Circuit breaker AC side		Standard									
	Motorized Circuit breaker		MCB as standard									
	AC Overvoltage Protectors		Internal Standard Type 2									
	DC Overvoltage Protectors		Internal Standard Type 2									
	Overvoltage Protectors for Auxiliary Supply		Internal Standard Type 2									
	Lightning Protections		Optional Type 1									

NOTES

[1] Maximum ambient temperature 40°C.

[2] The maximum PV Power depends on the geographic location and type of installation.

[3] Recommended DC cable section per connexion and pole. The installer must also consider for the cable selection the factors such as length of cable for each installation, environmental conditions, aluminium conductors, installation methods and requirements

set out in current regulations applicable in the country of installation.

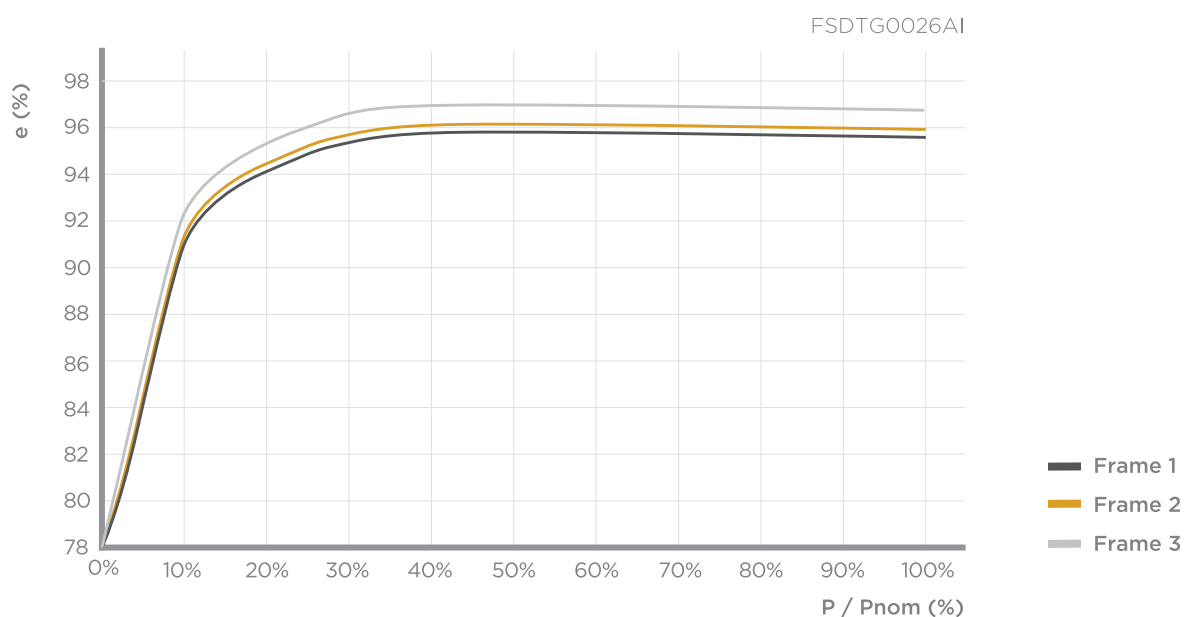
[4] Other characteristics consult with Power Electronics.

[5] In cases where the installation has the positive pole or the negative pole earth connected, this protection will be disconnected.

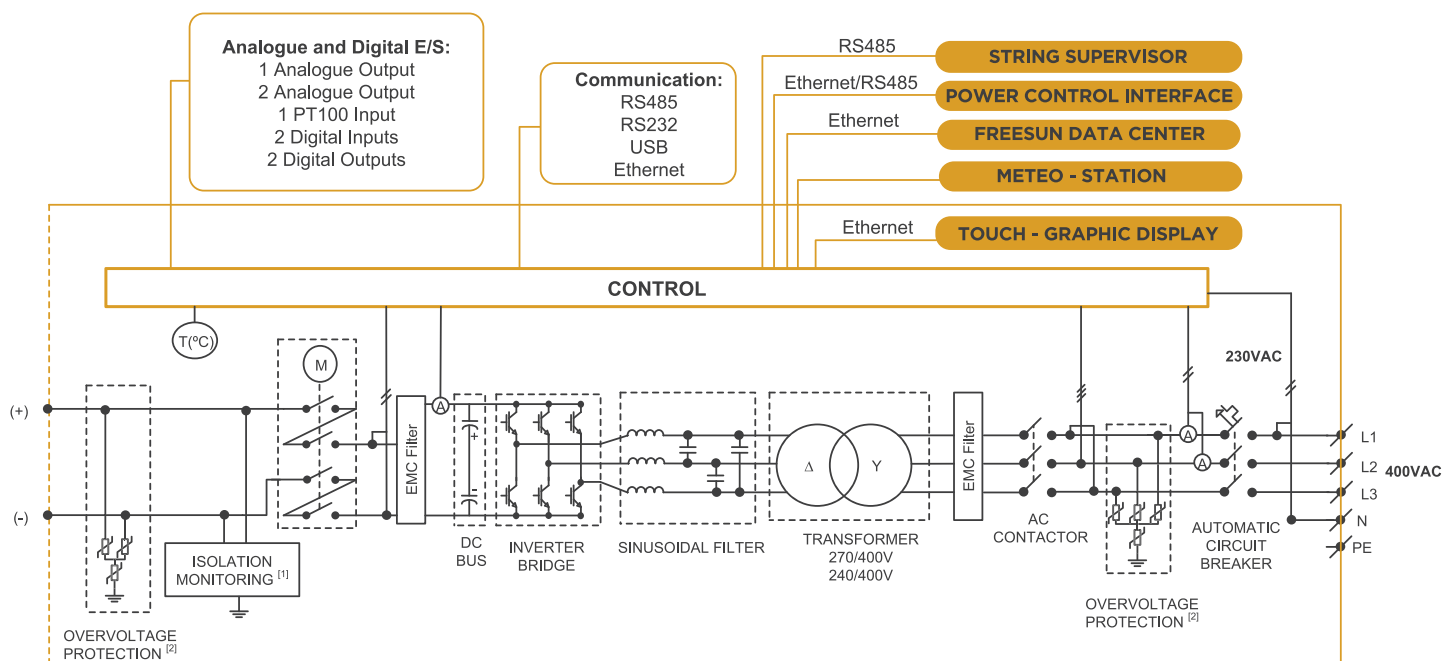
LVT

Efficiency Curves Operational Diagram

EFFICIENCY CURVES



OPERATIONAL DIAGRAM



[1] In positive pole or negative pole earth connected installations, the protection must be disconnected.
 [2] Optional AC and DC lightning protection.

FSDTG0006C1

Electric Vehicle Charging Infrastructure

Terra multi-standard DC charging station 53

The Terra multi-standard DC charging station 53 is a configurable single, dual or triple outlet 50 kW fast charging station. Its flexible multi-protocol design supports CCS, CHAdeMO and AC functionality depending on the individual charging needs of each customer. Designed for en route charging, the Terra 53 is ideal for use at car dealerships, petrol stations and busy urban areas.



The Terra multi-standard DC charging station 53 combines industry standardization with fast charging technology to support all current and next generation vehicles. Its multi-protocol design allows for easy tailoring to support CCS and CHAdeMO 1.0 for DC fast charging, as well as the EN61851-1 standard for AC charging (type 2, mode 3).

All ABB chargers come with Internet based Connected services to allow customers to easily connect their chargers to different software systems like back-offices, payment platforms or smart grid energy systems. This allows for remote assistance, tailored diagnostic trouble shooting and repair, and remote updates and upgrades. A reliable, secure, cost efficient and future proof connectivity solution, based on open industry interfaces.

Main features

- CCS standard DC fast charging
 - 30 to 80% of a 24 kW battery in 15 minutes
- Future proof connection via open industry standards
 - Flexible interfacing with added value systems
 - Remote uptime monitoring and assistance
 - Remote updates and upgrades
- Easy to use
 - 8" daylight readable touch screen display
 - Graphic visualisation of charging progress
 - RFID authorization
- Aesthetic all weather stainless steel enclosure
- Quick and easy installation
- Low operational noise

Applications

- Highway petrol/service station operators
- Busy urban areas
- Commercial fleet operators
- EV Infrastructure operators and service providers
- CCS EV dealers and importers

Key optional features

- CHAdeMO 1.0 DC fast charging expansion package
- AC fast charging expansion package (T or G)
 - 22 kW AC socket (T) or 43 kW AC connector (G)
- Simultaneous AC and DC charging
- Option: Remote resettable MCB and RCD to maximize uptimes
- Pin code authorization
- Input power limiting software to avoid expensive grid upgrades
- Web modules for statistics and access management
- Integration with back-offices, payment platforms and smart grid energy systems
- Wider temperature range: -35°C to +50°C
- Customized branding possibilities

Possible configurations

The Terra 53 is available in several configurations: C, CT (CCS and AC socket), CJ (CCS and CHAdeMO) and CJG (CCS, CHAdeMO and AC connector)

Outlet specifications	C (default)	J (option)	G (option)	T (option)
Charging standard	CCS	CHAdeMO	Type 2 cable	Type 2 socket
Maximum output power	50 kW	50 kW	43 kW	22 kW
Output voltage range	50 - 500 V _{DC}	50 - 500 V _{DC}	400 V +/- 10%	400 V +/- 10%
Maximum output current	125 A _{DC}	125 A _{DC}	63 A	32 A
Connection standard	EN61851-23 / DIN 70121	CHAdeMO 1.0	EN61851-1:2010	EN61851-1:2010
Connector/socket type	Combo-2	CHAdeMO / JEVS G105	IEC62196 mode-3 type-2	IEC62196 mode-3 type 2
Cable length	3,9 m	3,9 m	3,9 m	-
Compatible car brands	BMW, Volkswagen, GM, Porsche, Audi	Nissan, Mitsubishi, Peugeot, Citroen, Kia	Renault, Daimler, Tesla, Smart, Mercedes	Renault, Daimler, Tesla, Smart, Mercedes, Volvo, Opel



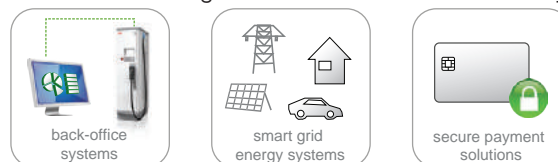
Possible configurations (from left to right): Terra 53 C, Terra 53 CT, Terra 53 CJ, Terra 53 CJG

General specifications

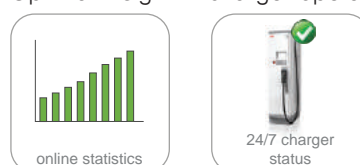
Environment	Indoor / outdoor
Operating temperature	-10 °C to +50 °C (de-rating characteristic applies) Option: -35 °C to +50 °C
Storage temperature	-40 °C to +70 °C
Compliance and safety	CE / Option: CHAdeMO
Input AC power connection	3P + N + PE
Input voltage range	400 V _{AC} +/- 10% (50 Hz or 60 Hz)
Max. rated input current & power	C, CJ: 80 A, 55 kVA CT: 112 A, 77 kVA CJG: 143 A, 98 kVA Power limiting options available
Power factor (full load)	> 0.96
Efficiency	94% at nominal output power
RFID system	ISO/IEC14443A/B, ISO/IEC15693, FeliCa™ 1, NFC reader mode, LEGIC Prime & Advant
Network connection	GSM / CDMA / 3G modem, 10/100 Base-T Ethernet
Protection	IP54
Dimensions (D x W x H)	760 mm x 525 mm x 1900 mm
Mass	400 kg

Advantages of connected charging

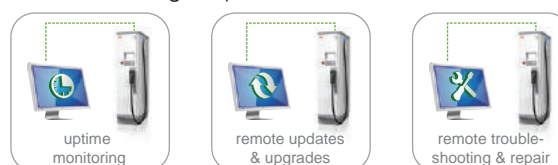
Flexible interfacing with customer's added value systems



Optimal insight in charger operation



Maximize charger uptime with fast and reliable service



Optimize user experience



For more information please contact:

ABB EV Charging Infrastructure

Delftweg 65
2289 BA Rijswijk
The Netherlands
Phone: +31 70 307 6200
Fax: +31 70 307 6209

www.abb.com/evcharging

Power and productivity
for a better world™



Anexo IV: Simulaciones con PVSYST

A continuación se muestran los informes de las simulaciones realizadas con el programa PVSYST.

Simulación Instalación 35°

PVSYST V6.44					16/06/16	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto :		Orientación 35				
Lugar geográfico		Madrid		País	España	
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W	
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m	
		Albedo	0.20			
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic			
Variante de simulación : New simulation variant						
		Fecha de simulación	18/04/16 11h28	(version 6.43)		
Parámetros de la simulación						
Orientación Plano Receptor		Inclinación	35°	Acimut	0°	
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos				
Sombras cercanas		Sin sombreado				
Características generador FV						
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem		
Original PVsyst database			Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV			En serie	16 módulos	En paralelo	6 cadenas
Nº total de módulos FV			Nº módulos	96	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador			Nominal (STC)	31.2 kWp	En cond. funciona.	27.79 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)			V mpp	527 V	I mpp	53 A
Superficie total			Superficie módulos	186 m²	Superf. célula	168 m²
Inversor						
			Modelo	FreeSun FS0030 LVT		
Original PVsyst database			Fabricante	Power Electronics		
Características			Tensión Funciona.	450-820 V	Pnom unitaria	30.0 kWac
Banco de inversores			Nº de inversores	1 unidades	Potencia total	30 kWac
Factores de pérdida Generador FV						
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	170 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Necesidades de los usuarios :		Carga ilimitada (red)				

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Orientación 35

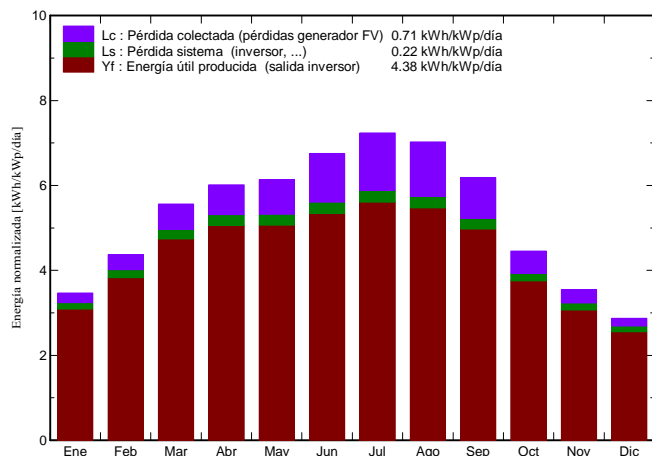
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom 325 Wp
Generador FV	N° de módulos	96	Pnom total 31.2 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS0030 LVT	Pnom 30.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

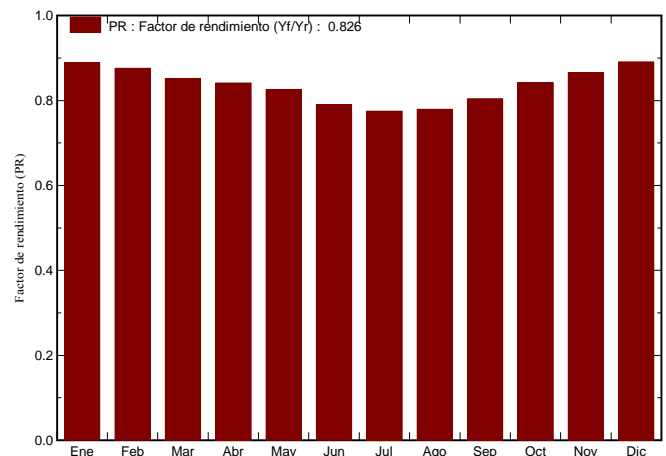
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	49.91 MWh/año	Produc. específico 1600 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.6 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 31.2 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	62.0	5.19	107.6	105.0	3.138	2.986	15.66	14.90
Febrero	82.2	6.71	122.4	119.5	3.509	3.344	15.40	14.67
Marzo	133.8	10.31	172.5	168.1	4.807	4.583	14.96	14.26
Abril	166.7	12.18	180.4	175.2	4.973	4.738	14.79	14.09
Mayo	196.2	16.99	190.1	183.9	5.144	4.900	14.53	13.84
Junio	219.7	22.87	202.7	196.0	5.247	4.999	13.90	13.24
Julio	237.4	25.69	224.4	217.4	5.694	5.425	13.62	12.98
Agosto	207.3	24.93	217.8	211.5	5.553	5.296	13.69	13.06
Septiembre	152.6	19.98	185.7	180.9	4.886	4.658	14.13	13.47
Octubre	102.3	14.77	138.2	134.6	3.809	3.628	14.80	14.10
Noviembre	68.6	8.53	106.4	103.8	3.025	2.874	15.27	14.51
Diciembre	52.5	5.49	89.0	86.6	2.602	2.473	15.70	14.93
Año	1681.3	14.52	1937.1	1882.5	52.386	49.905	14.52	13.83

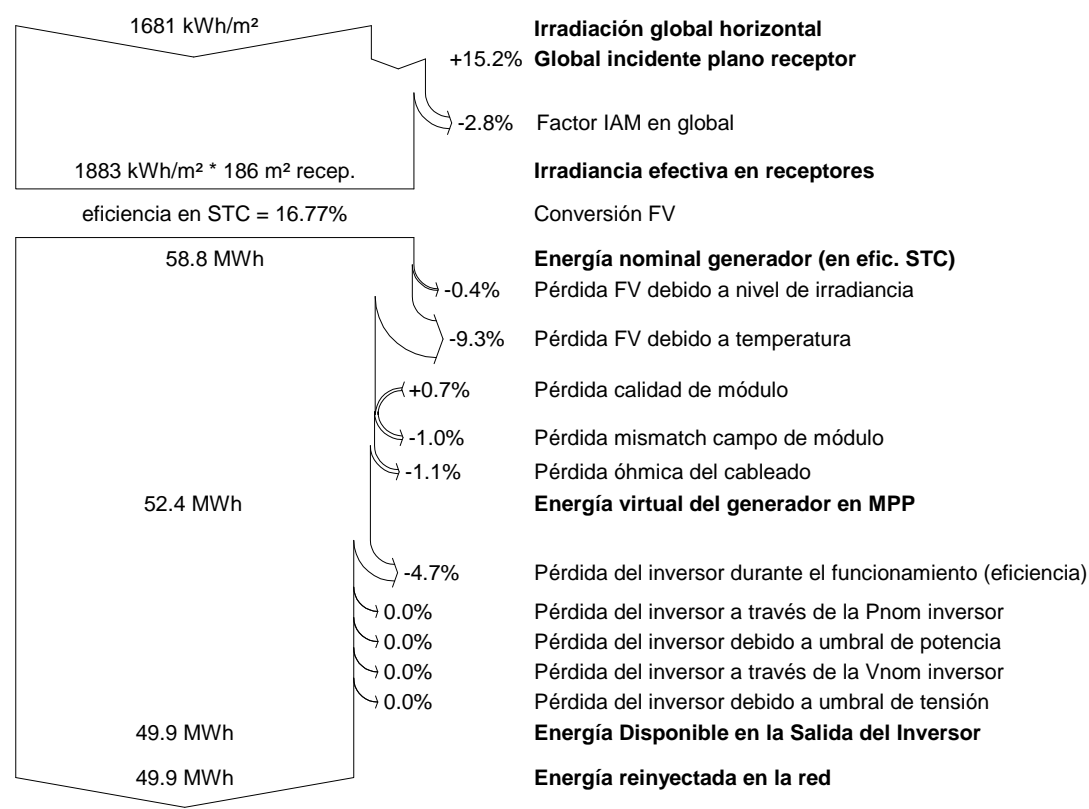
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 35
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	96	Pnom total	31.2 kWp	
Inversor	Modelo	FreeSun FS0030 LVT	Pnom	30.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 30°

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 30					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 20h46		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	30°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo STP 325S-24/Vem		
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	14 módulos	En paralelo	7 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	98	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	31.9 kWp	En cond. funciona.	28.37 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	461 V	I mpp	62 A
Superficie total		Superficie módulos	190 m²	Superf. célula	171 m²
Inversor					
Original PVsyst database		Modelo	Ingecon Sun 30		
Características		Fabricante	Ingeteam		
		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	30.0 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	1 unidades	Potencia total	30 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	128 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Orientación 30

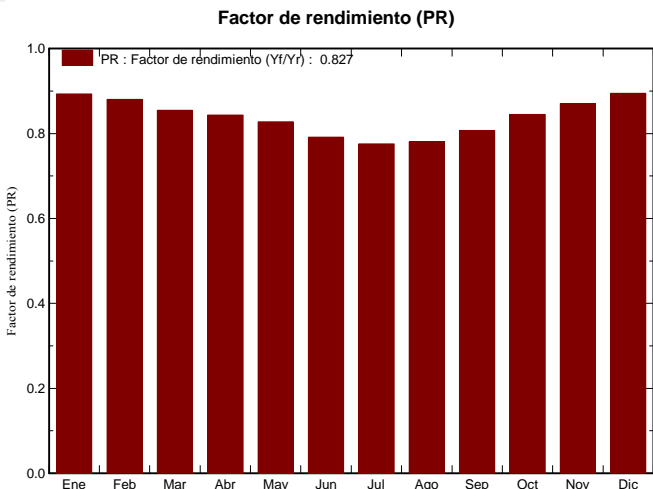
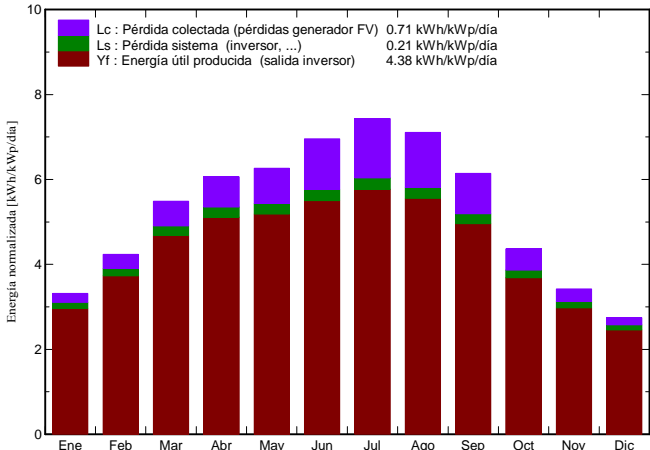
Variante de simulación :

New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom 325 Wp
Generador FV	N° de módulos	98	Pnom total 31.9 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30	Pnom 30.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación	
Producción del Sistema	Energía producida 50.98 MWh/año
Factor de rendimiento (PR)	82.7 %
	Produc. específico 1601 kWh/kWp/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 31.9 kWp



New simulation variant

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.0	5.19	102.9	100.0	3.068	2.926	15.68	14.96
Febrero	82.2	6.71	118.7	115.6	3.483	3.326	15.43	14.74
Marzo	133.8	10.31	170.0	165.5	4.844	4.628	14.98	14.32
Abril	166.7	12.18	181.8	176.5	5.114	4.884	14.80	14.13
Mayo	196.2	16.99	194.2	188.0	5.363	5.121	14.52	13.87
Junio	219.7	22.87	208.6	202.1	5.508	5.261	13.88	13.26
Julio	237.4	25.69	230.5	223.4	5.960	5.692	13.60	12.99
Agosto	207.3	24.93	220.3	214.1	5.735	5.482	13.69	13.08
Septiembre	152.6	19.98	184.3	179.5	4.959	4.738	14.15	13.52
Octubre	102.3	14.77	135.4	131.7	3.815	3.643	14.82	14.15
Noviembre	68.6	8.53	102.7	99.9	2.990	2.848	15.31	14.59
Diciembre	52.5	5.49	85.2	82.7	2.546	2.426	15.72	14.98
Año	1681.3	14.52	1934.6	1879.1	53.384	50.976	14.51	13.86

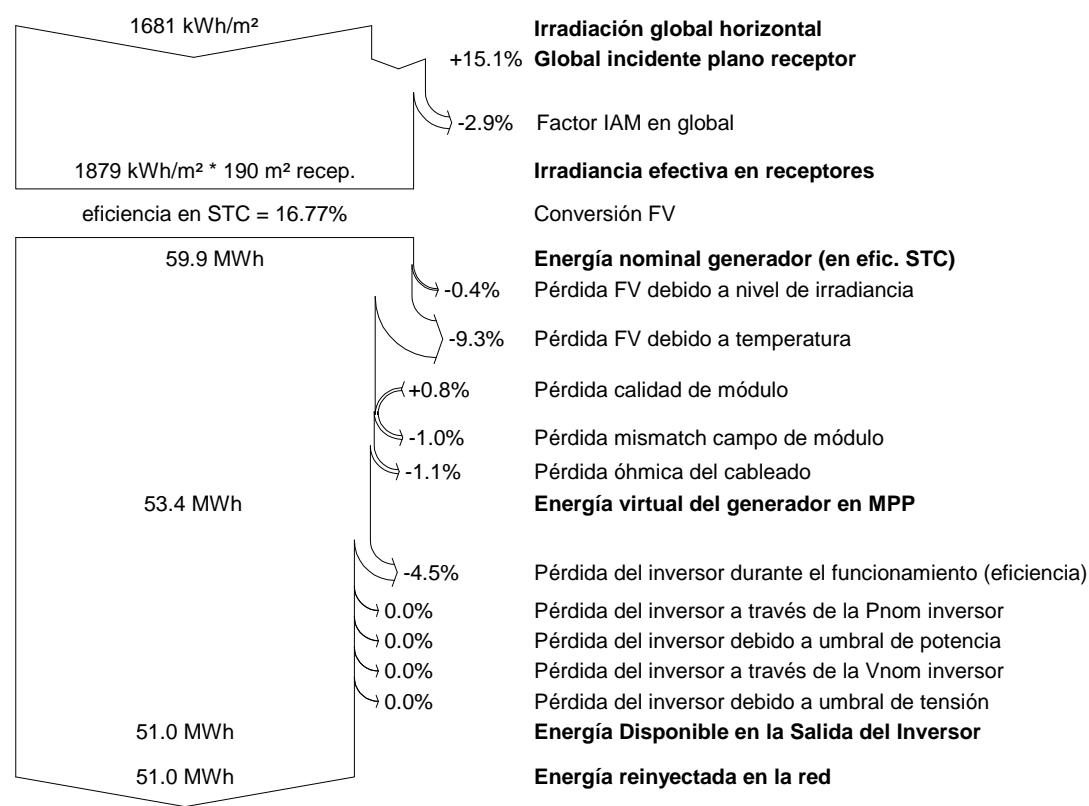
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 30
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	98	Pnom total	31.9 kWp	
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30	Pnom	30.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 25°

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 25°					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 20h53		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	25°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem	
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	13 módulos	En paralelo	8 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	104	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	33.8 kWp	En cond. funciona.	30.1 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	428 V	I mpp	70 A
Superficie total		Superficie módulos	202 m²	Superf. célula	182 m²
Inversor					
Original PVsyst database		Modelo	Ingecon Sun 30		
Características		Fabricante	Ingeteam		
		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	30.0 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	30 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	104 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Orientación 25°

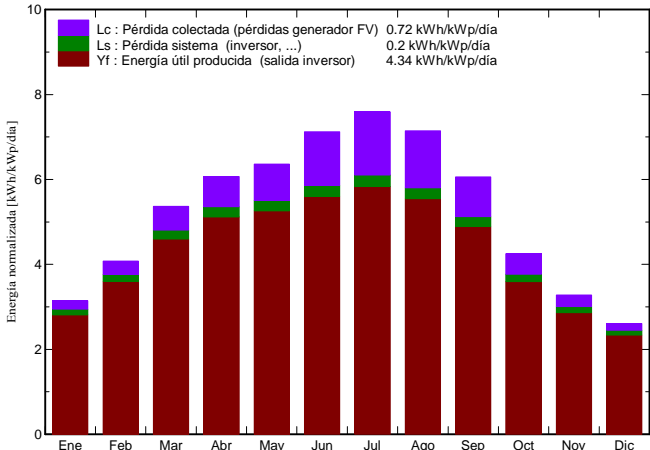
Variante de simulación :

New simulation variant

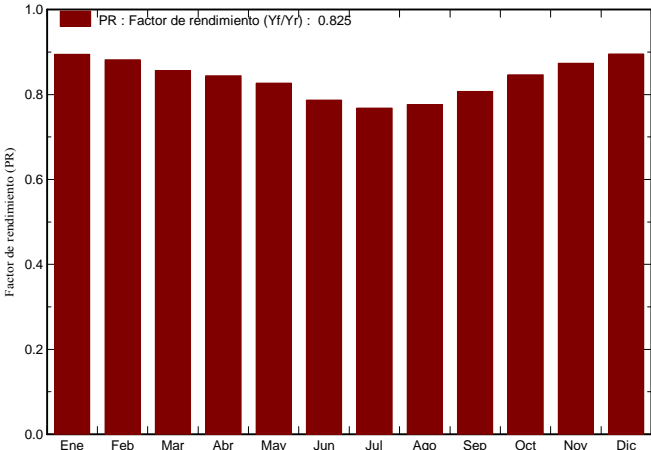
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	25°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp
Generador FV	N° de módulos	104	Pnom total	33.8 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30	Pnom	30.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	53.57 MWh/año	Produc. específico 1585 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.5 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 33.8 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.0	5.19	97.4	94.4	3.088	2.946	15.71	14.98
Febrero	82.2	6.71	114.2	111.0	3.566	3.407	15.47	14.78
Marzo	133.8	10.31	166.5	161.8	5.042	4.818	15.01	14.34
Abril	166.7	12.18	182.0	176.7	5.438	5.193	14.81	14.14
Mayo	196.2	16.99	197.2	191.0	5.773	5.514	14.51	13.86
Junio	219.7	22.87	213.6	207.0	5.948	5.682	13.80	13.18
Julio	237.4	25.69	235.4	228.2	6.397	6.111	13.47	12.87
Agosto	207.3	24.93	221.6	215.3	6.083	5.815	13.60	13.00
Septiembre	152.6	19.98	181.8	176.8	5.194	4.963	14.16	13.53
Octubre	102.3	14.77	131.7	127.9	3.946	3.769	14.85	14.18
Noviembre	68.6	8.53	98.4	95.4	3.048	2.904	15.36	14.63
Diciembre	52.5	5.49	80.8	78.1	2.568	2.447	15.74	15.00
Año	1681.3	14.52	1920.7	1863.5	56.093	53.569	14.47	13.82

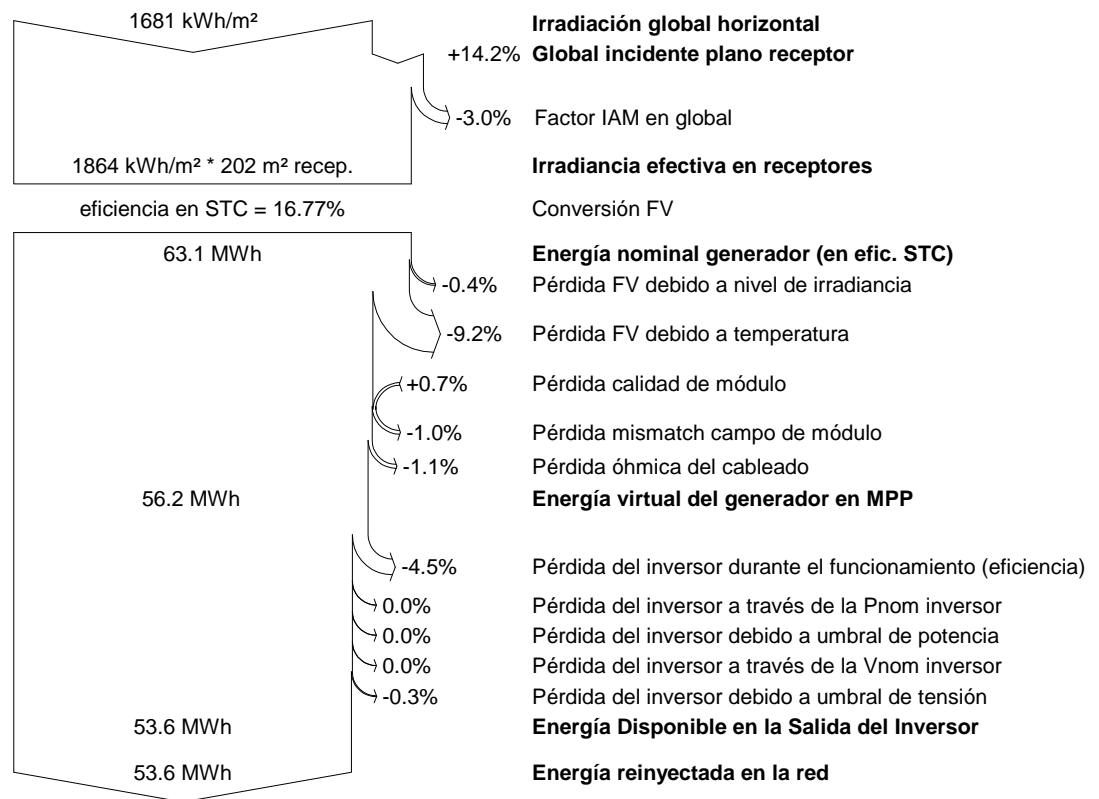
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 25°
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	25°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp
Generador FV	N° de módulos	104	Pnom total	33.8 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 30	Pnom	30.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 20°

PVSYST V6.44				20/06/16	Página 1/3
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 20°					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	20/06/16 19h48		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	20°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem	
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	15 módulos	En paralelo	7 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	105	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	34.1 kWp	En cond. funciona.	30.4 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	494 V	I mpp	62 A
Superficie total		Superficie módulos	204 m²	Superf. célula	184 m²
Inversor					
Original PVsyst database		Modelo	FreeSun FS0035 LVT		
Características		Fabricante	Power Electronics		
		Tensión Funciona.	450-820 V	Pnom unitaria	35.0 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	35 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	137 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Orientación 20°

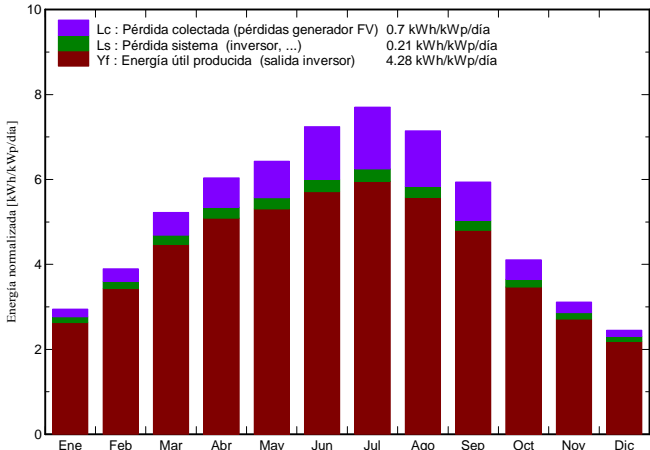
Variante de simulación :

New simulation variant

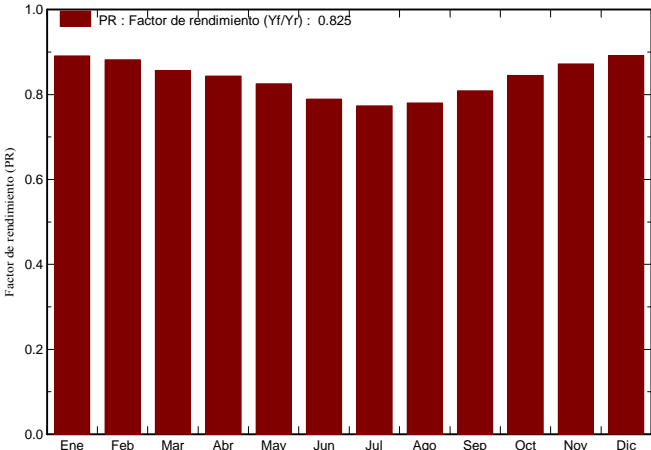
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom 325 Wp
Generador FV	N° de módulos	105	Pnom total 34.1 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS0035 LVT	Pnom 35.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	53.35 MWh/año	Produc. específico 1563 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.5 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 34.1 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.0	5.19	91.4	88.1	2.926	2.780	15.71	14.93
Febrero	82.2	6.71	109.1	105.6	3.446	3.283	15.50	14.77
Marzo	133.8	10.31	161.9	157.0	4.961	4.730	15.04	14.34
Abril	166.7	12.18	181.0	175.6	5.470	5.212	14.83	14.13
Mayo	196.2	16.99	199.3	192.8	5.889	5.611	14.51	13.82
Junio	219.7	22.87	217.4	210.8	6.139	5.853	13.86	13.22
Julio	237.4	25.69	238.8	231.7	6.607	6.300	13.58	12.95
Agosto	207.3	24.93	221.5	215.1	6.184	5.900	13.70	13.07
Septiembre	152.6	19.98	178.2	173.0	5.158	4.917	14.21	13.55
Octubre	102.3	14.77	127.3	123.2	3.857	3.672	14.87	14.16
Noviembre	68.6	8.53	93.5	90.3	2.931	2.781	15.39	14.61
Diciembre	52.5	5.49	76.0	73.1	2.438	2.312	15.74	14.93
Año	1681.3	14.52	1895.3	1836.2	56.007	53.351	14.50	13.82

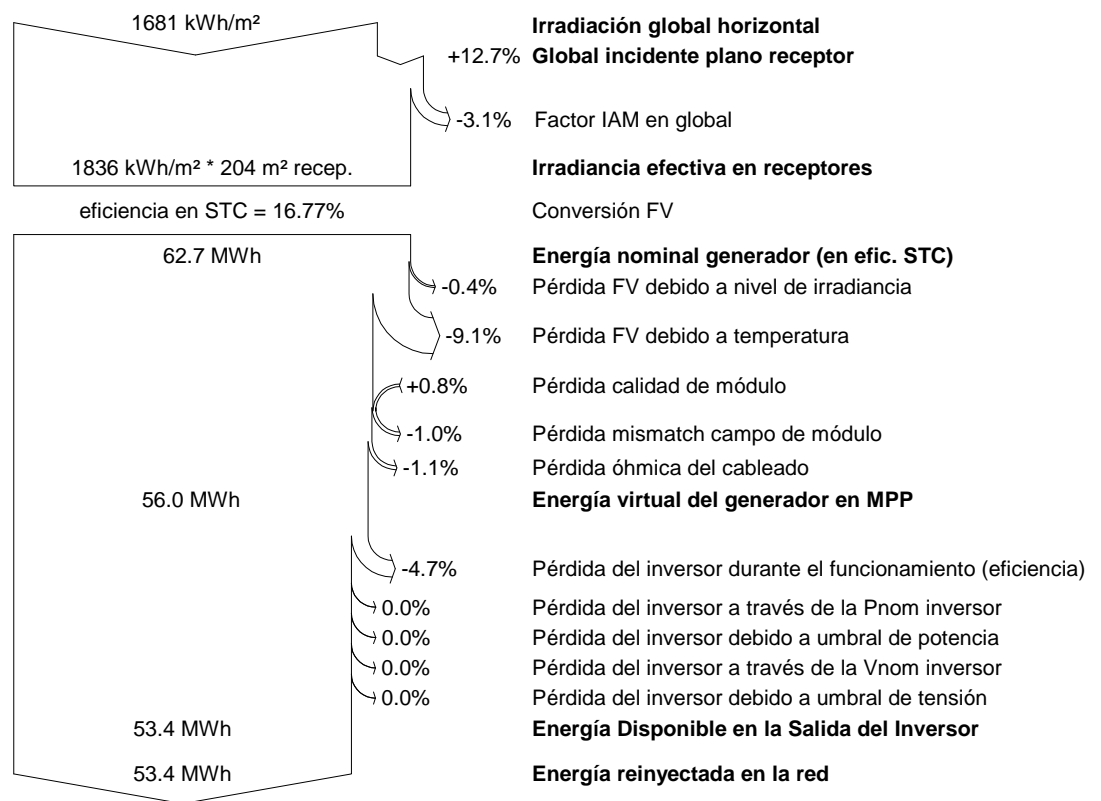
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 20°
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp
Generador FV	N° de módulos	105	Pnom total	34.1 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS0035 LVT	Pnom	35.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 15°

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 15°					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 21h16		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	15°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem	
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	16 módulos	En paralelo	7 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	112	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	36.4 kWp	En cond. funciona.	32.4 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	527 V	I mpp	62 A
Superficie total		Superficie módulos	217 m²	Superf. célula	196 m²
Inversor					
Original PVsyst database		Modelo	FreeSun FS0035 LVT		
Características		Fabricante	Power Electronics		
		Tensión Funciona.	450-820 V	Pnom unitaria	35.0 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	35 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	146 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

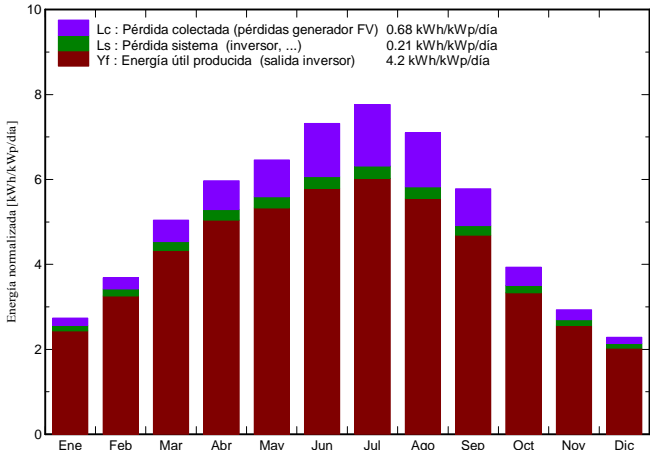
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Orientación 15°**
Variante de simulación : **New simulation variant**

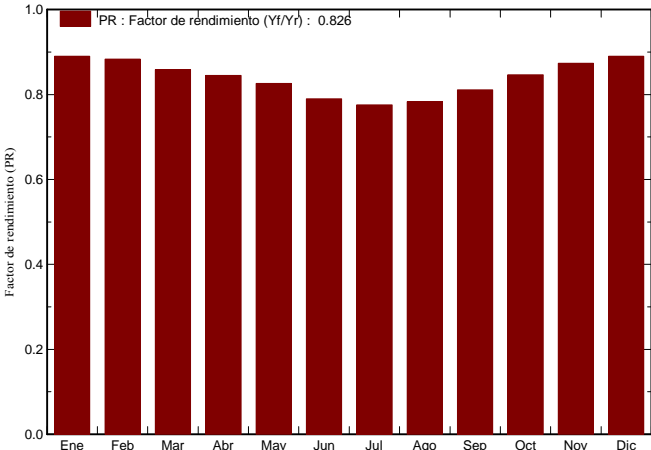
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom 325 Wp
Generador FV	N° de módulos	112	Pnom total 36.4 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS0035 LVT	Pnom 35.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	55.83 MWh/año	Produc. específico 1534 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.6 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 36.4 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.0	5.19	84.8	81.2	2.893	2.748	15.70	14.91
Febrero	82.2	6.71	103.3	99.5	3.485	3.320	15.53	14.79
Marzo	133.8	10.31	156.2	151.1	5.120	4.883	15.08	14.38
Abril	166.7	12.18	179.1	173.5	5.781	5.510	14.85	14.16
Mayo	196.2	16.99	200.2	193.5	6.313	6.017	14.51	13.83
Junio	219.7	22.87	219.7	213.0	6.627	6.319	13.88	13.24
Julio	237.4	25.69	240.6	233.6	7.125	6.795	13.63	12.99
Agosto	207.3	24.93	220.1	213.5	6.571	6.271	13.74	13.11
Septiembre	152.6	19.98	173.4	168.0	5.369	5.119	14.25	13.59
Octubre	102.3	14.77	122.1	117.8	3.953	3.763	14.90	14.18
Noviembre	68.6	8.53	88.0	84.5	2.947	2.797	15.41	14.63
Diciembre	52.5	5.49	70.7	67.6	2.416	2.291	15.72	14.91
Año	1681.3	14.52	1858.0	1796.8	58.600	55.833	14.51	13.83

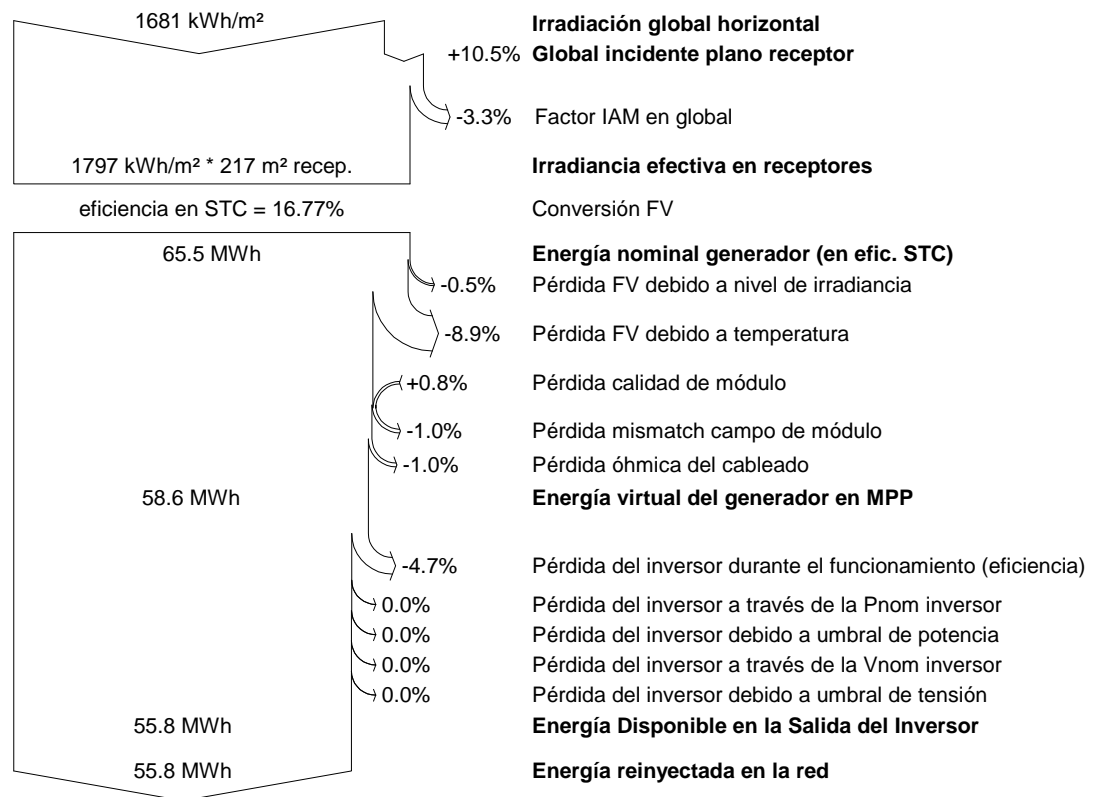
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 15°
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp
Generador FV	N° de módulos	112	Pnom total	36.4 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS0035 LVT	Pnom	35.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 10°

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 10°					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 21h23		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	10°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem	
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	15 módulos	En paralelo	8 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	120	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	39.0 kWp	En cond. funciona.	34.7 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	494 V	I mpp	70 A
Superficie total		Superficie módulos	233 m²	Superf. célula	210 m²
Inversor					
Original PVsyst database		Modelo	FreeSun FS0035 LVT		
Características		Fabricante	Power Electronics		
		Tensión Funciona.	450-820 V	Pnom unitaria	35.0 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	35 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	120 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Orientación 10°

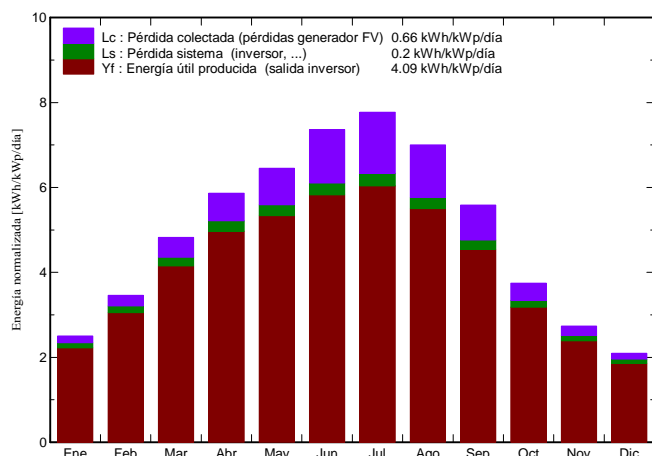
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom 325 Wp
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total 39.0 kWp
Inversor	Modelo	FreeSun FS0035 LVT	Pnom 35.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

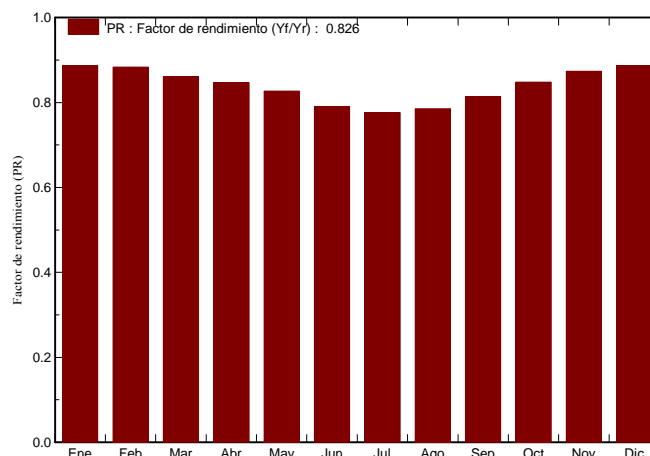
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	58.27 MWh/año	Produc. específico 1494 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.6 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 39.0 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	62.0	5.19	77.7	73.7	2.830	2.688	15.65	14.87
Febrero	82.2	6.71	96.8	92.8	3.503	3.337	15.54	14.80
Marzo	133.8	10.31	149.7	144.2	5.266	5.022	15.11	14.41
Abril	166.7	12.18	176.0	170.2	6.100	5.816	14.89	14.19
Mayo	196.2	16.99	200.0	193.1	6.765	6.451	14.53	13.85
Junio	219.7	22.87	221.0	214.1	7.144	6.814	13.88	13.24
Julio	237.4	25.69	241.0	233.9	7.653	7.299	13.64	13.01
Agosto	207.3	24.93	217.2	210.5	6.968	6.649	13.78	13.15
Septiembre	152.6	19.98	167.5	161.8	5.574	5.315	14.29	13.63
Octubre	102.3	14.77	116.2	111.6	4.034	3.841	14.91	14.20
Noviembre	68.6	8.53	82.0	78.3	2.942	2.793	15.41	14.63
Diciembre	52.5	5.49	65.0	61.6	2.372	2.249	15.67	14.85
Año	1681.3	14.52	1810.0	1745.8	61.152	58.274	14.51	13.83

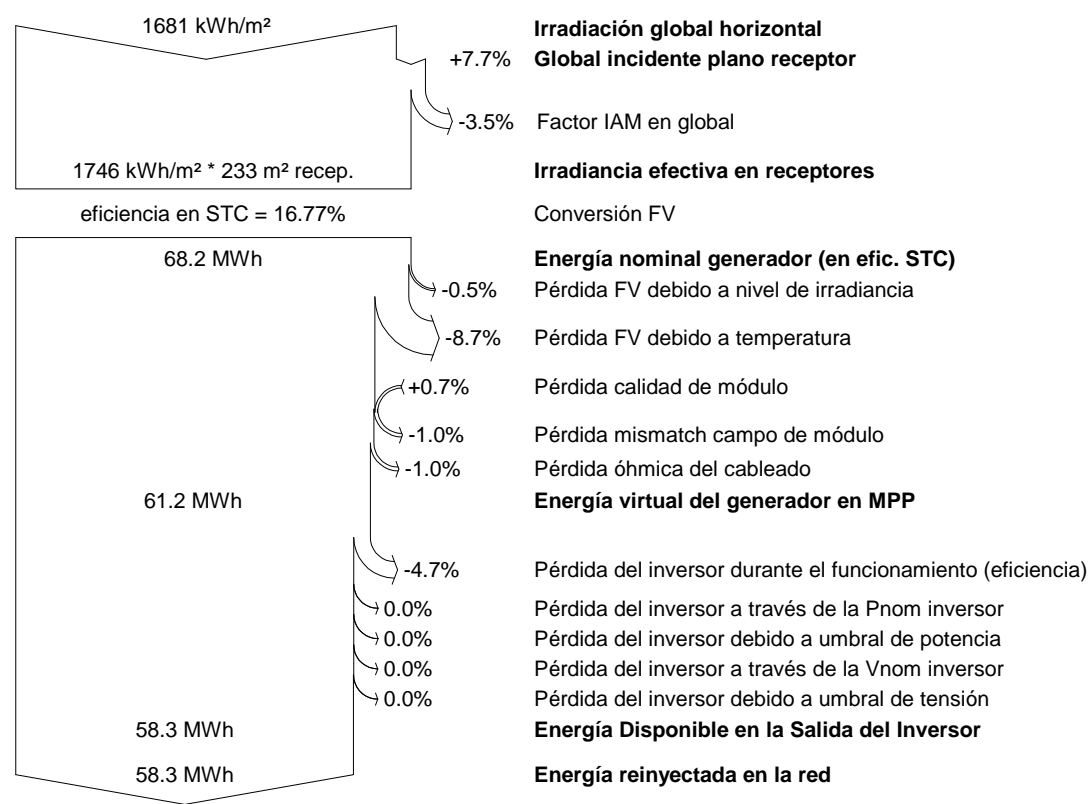
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 10º
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	120	Pnom total	39.0 kWp	
Inversor	Modelo	FreeSun FS0035 LVT	Pnom	35.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 5°

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/3	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto :		Orientación 5º			
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 21h28		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	5°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem	
Original PVsyst database			Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV			En serie	17 módulos	En paralelo 8 cadenas
Nº total de módulos FV			Nº módulos	136	Pnom unitaria 325 Wp
Potencia global generador			Nominal (STC)	44.2 kWp	En cond. funciona. 39.4 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)			V mpp	560 V	I mpp 70 A
Superficie total			Superficie módulos	264 m²	Superf. célula 238 m²
Inversor					
			Modelo	FreeSun FS0040 LVT	
Original PVsyst database			Fabricante	Power Electronics	
Características			Tensión Funciona.	450-820 V	Pnom unitaria 40.0 kWac
Banco de inversores			Nº de inversores	1 unidades	Potencia total 40 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	136 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios :		Carga ilimitada (red)			

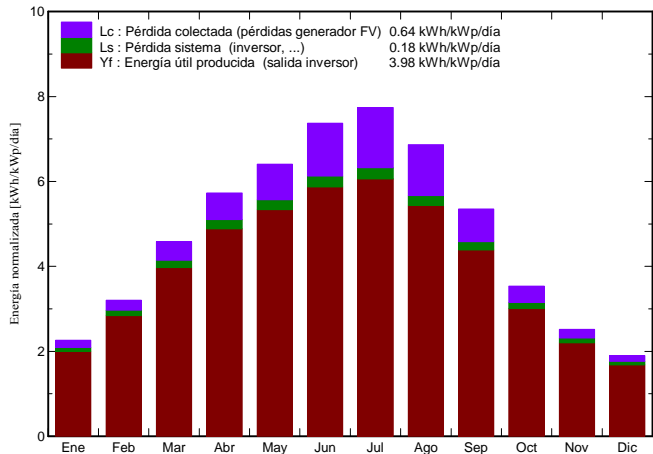
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Orientación 5°
Variante de simulación : New simulation variant

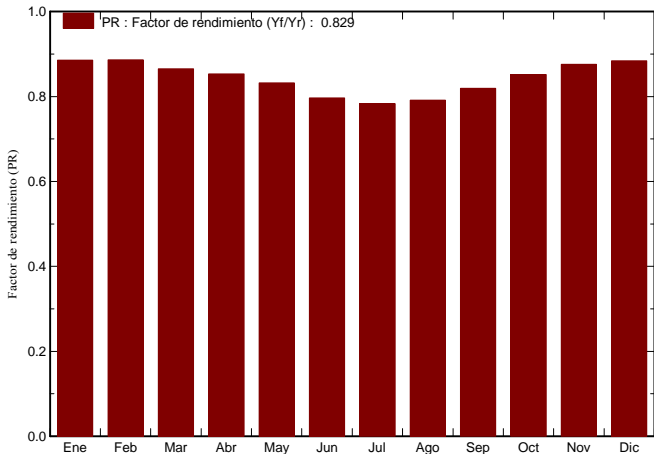
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV		inclinación	5°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom 325 Wp
Generador FV		N° de módulos	136	Pnom total 44.2 kWp
Inversor		Modelo	FreeSun FS0040 LVT	Pnom 40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	64.19 MWh/año	Produc. específico 1452 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.9 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 44.2 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant
 Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.0	5.19	70.0	65.8	2.875	2.741	15.56	14.83
Febrero	82.2	6.71	89.8	85.4	3.677	3.517	15.52	14.85
Marzo	133.8	10.31	142.2	136.4	5.679	5.439	15.14	14.50
Abril	166.7	12.18	171.9	165.9	6.768	6.481	14.92	14.29
Mayo	196.2	16.99	198.7	191.6	7.630	7.308	14.55	13.94
Junio	219.7	22.87	221.1	214.0	8.124	7.784	13.93	13.34
Julio	237.4	25.69	240.0	232.7	8.670	8.306	13.69	13.12
Agosto	207.3	24.93	212.9	206.0	7.772	7.449	13.83	13.26
Septiembre	152.6	19.98	160.5	154.6	6.074	5.816	14.34	13.73
Octubre	102.3	14.77	109.5	104.7	4.313	4.124	14.92	14.27
Noviembre	68.6	8.53	75.5	71.5	3.065	2.922	15.38	14.66
Diciembre	52.5	5.49	58.9	55.3	2.421	2.303	15.57	14.81
Año	1681.3	14.52	1751.0	1683.9	67.067	64.189	14.51	13.89

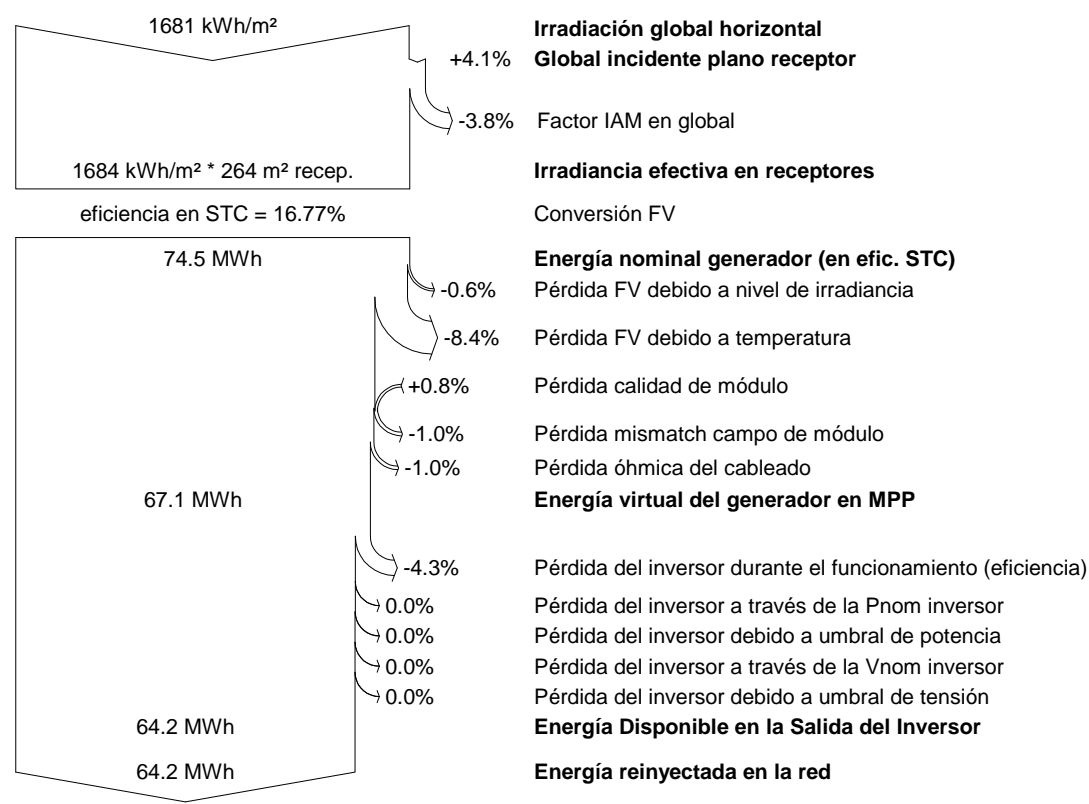
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 5°
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Orientación Campos FV	inclinación	5°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	136	Pnom total	44.2 kWp	
Inversor	Modelo	FreeSun FS0040 LVT	Pnom	40.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 0°

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 0°					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 21h33		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	0°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo STP 325S-24/Vem		
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	16 módulos	En paralelo	10 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	160	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	52.0 kWp	En cond. funciona.	46.3 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	527 V	I mpp	88 A
Superficie total		Superficie módulos	310 m²	Superf. célula	280 m²
Inversor		Modelo	Ingecon Sun 50		
Original PVsyst database		Fabricante	Ingeteam		
Características		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	50 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	50 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	102 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Orientación 0º

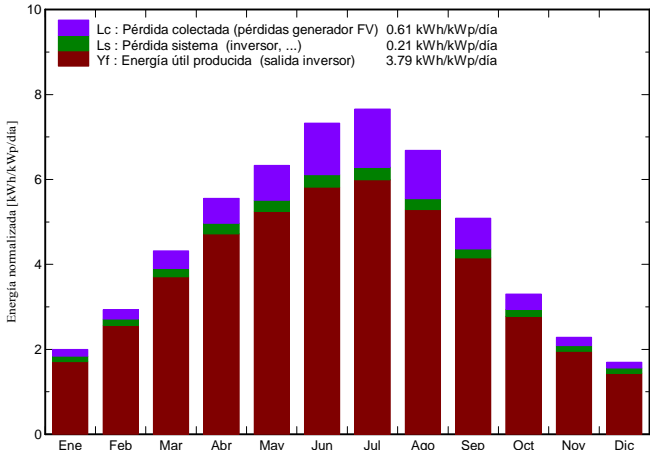
Variante de simulación :

New simulation variant

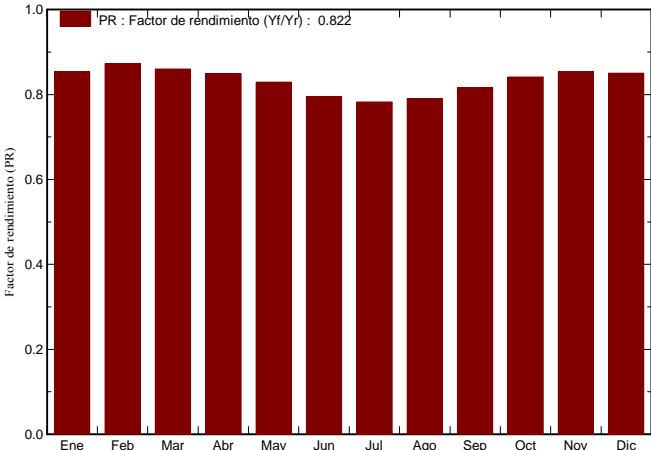
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	0°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp
Generador FV	N° de módulos	160	Pnom total	52.0 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom	50.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	71.88 MWh/año	Produc. específico 1382 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.2 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.0 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.0	5.19	62.0	57.5	2.96	2.754	15.40	14.31
Febrero	82.2	6.71	82.2	77.6	3.95	3.730	15.48	14.62
Marzo	133.8	10.31	133.8	127.7	6.30	5.983	15.16	14.40
Abril	166.7	12.18	166.7	160.5	7.75	7.364	14.97	14.23
Mayo	196.2	16.99	196.2	189.0	8.89	8.458	14.59	13.89
Junio	219.7	22.87	219.7	212.6	9.53	9.081	13.98	13.31
Julio	237.4	25.69	237.4	230.1	10.13	9.663	13.75	13.11
Agosto	207.3	24.93	207.3	200.2	8.94	8.525	13.89	13.25
Septiembre	152.6	19.98	152.6	146.3	6.81	6.478	14.38	13.67
Octubre	102.3	14.77	102.3	97.1	4.74	4.473	14.91	14.08
Noviembre	68.6	8.53	68.6	64.4	3.26	3.046	15.31	14.30
Diciembre	52.5	5.49	52.5	48.7	2.51	2.322	15.41	14.24
Año	1681.3	14.52	1681.3	1611.7	75.77	71.876	14.52	13.77

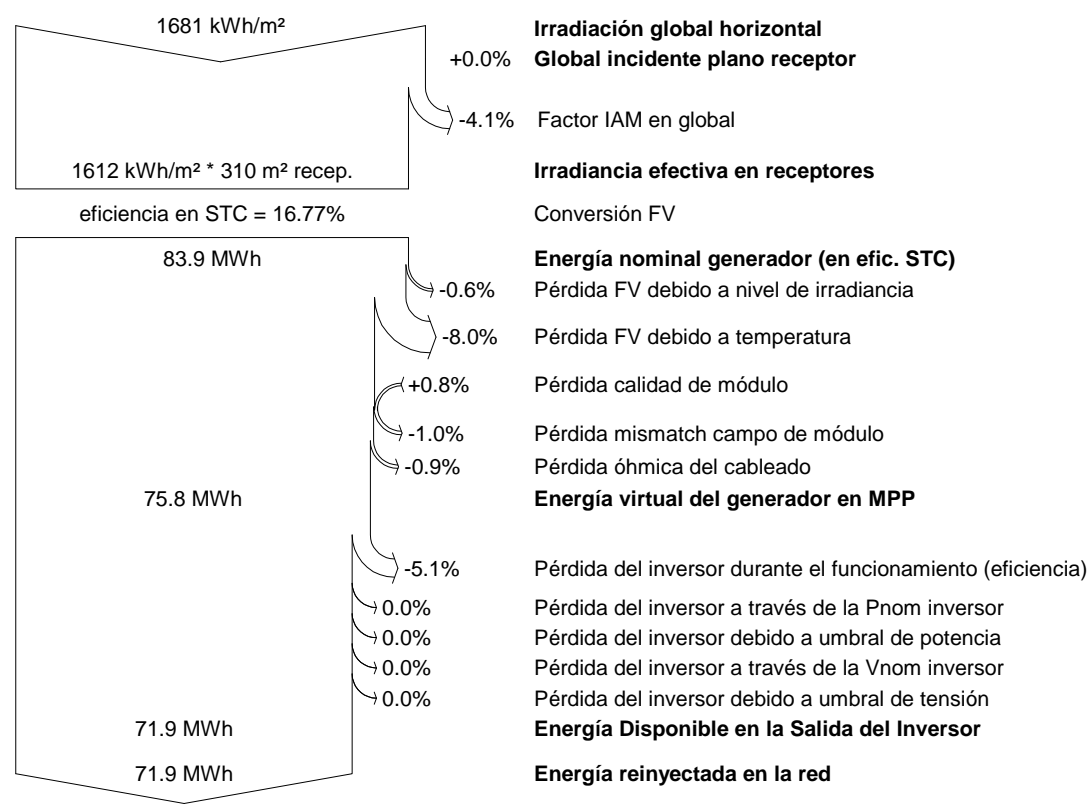
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 0°
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Orientación Campos FV	inclinación	0°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	160	Pnom total	52.0 kWp	
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom	50.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Simulación Instalación 0° con sombras cercanas

PVSYST V6.44		16/06/16		Página 1/4	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Orientación 0º Sombras					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Variante de simulación : New simulation variant					
		Fecha de simulación	16/06/16 21h42		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	0°	Acimut	255°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sombreado lineal			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	STP 325S-24/Vem	
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	16 módulos	En paralelo	10 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	160	Pnom unitaria	325 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	52.0 kWp	En cond. funciona.	46.3 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	527 V	I mpp	88 A
Superficie total		Superficie módulos	310 m²	Superf. célula	280 m²
Inversor		Modelo	Ingecon Sun 50		
Original PVsyst database		Fabricante	Ingeteam		
Características		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	50 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	1 unidades	Potencia total	50 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	102 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Orientación 0° Sombras

Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	0°	acimut	255°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	160	Pnom total	52.0 kWp	
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom	50.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

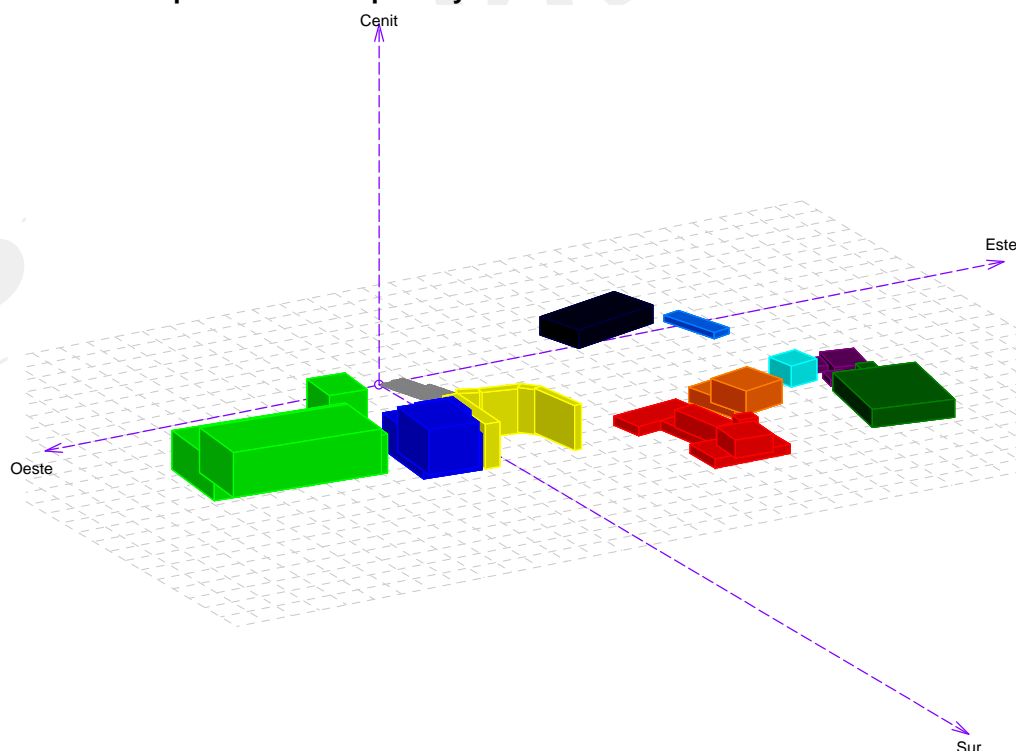
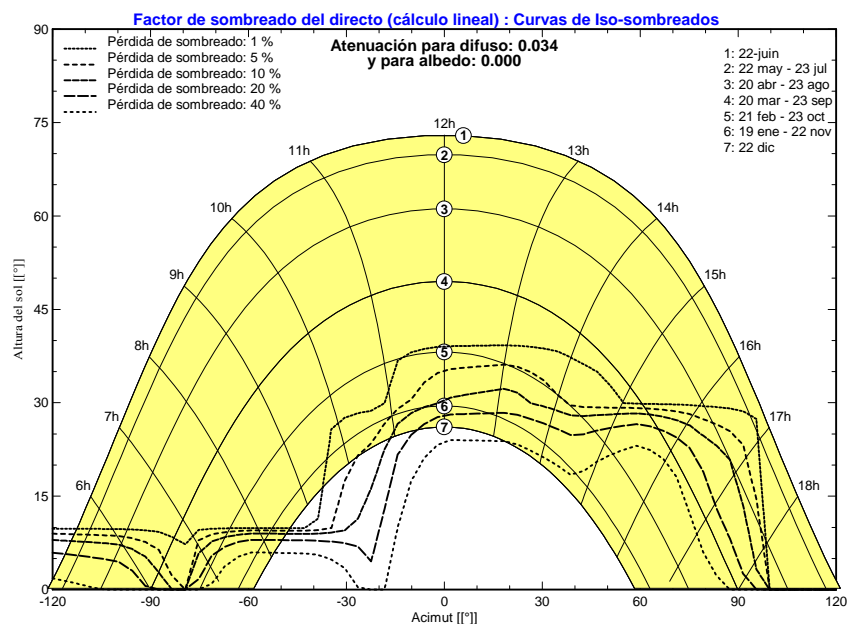


Diagrama de Iso-sombreados

Orientación 0° Sombras - Hora Solar



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Orientación 0° Sombras

Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Conectado a la red**

Sombras cercanas

Sombreado lineal

Orientación Campos FV

inclinación

0°

acimut 255°

Módulos FV

Modelo

STP 325S-24/Vem

Pnom 325 Wp

Generador FV

N° de módulos

160

Pnom total **52.0 kWp**

Inversor

Modelo

Ingecon Sun 50

Pnom 50.0 kW ac

Necesidades de los usuarios

Carga ilimitada (red)

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema

Energía producida

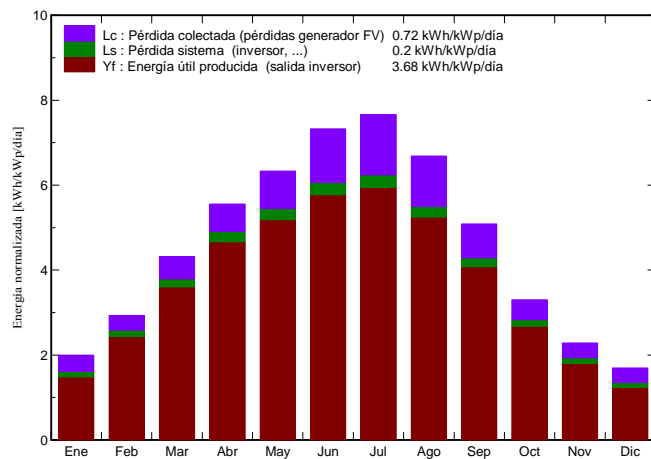
69.93 MWh/año

Produc. específico 1345 kWh/kWp/año

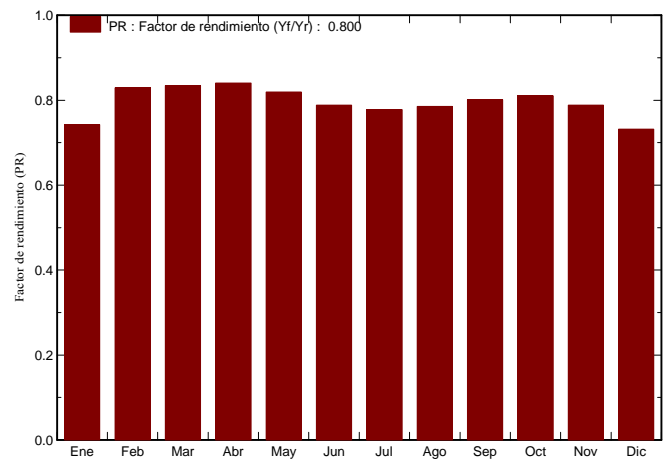
Factor de rendimiento (PR)

80.0 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.0 kWp



Factor de rendimiento (PR)



New simulation variant Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	62.0	5.19	62.0	50.3	2.60	2.393	13.51	12.43
Febrero	82.2	6.71	82.2	73.9	3.76	3.544	14.74	13.89
Marzo	133.8	10.31	133.8	124.1	6.12	5.804	14.73	13.97
Abril	166.7	12.18	166.7	158.8	7.66	7.284	14.81	14.07
Mayo	196.2	16.99	196.2	186.7	8.79	8.360	14.42	13.72
Junio	219.7	22.87	219.7	210.7	9.46	9.006	13.86	13.20
Julio	237.4	25.69	237.4	228.4	10.07	9.599	13.66	13.02
Agosto	207.3	24.93	207.3	198.6	8.87	8.463	13.79	13.15
Septiembre	152.6	19.98	152.6	143.7	6.69	6.357	14.12	13.42
Octubre	102.3	14.77	102.3	93.8	4.57	4.310	14.40	13.57
Noviembre	68.6	8.53	68.6	59.7	3.03	2.814	14.21	13.21
Diciembre	52.5	5.49	52.5	42.3	2.18	1.998	13.40	12.26
Año	1681.3	14.52	1681.3	1571.0	73.80	69.932	14.14	13.40

Leyendas: GlobHor

Irradiación global horizontal

EArray

Energía efectiva en la salida del generador

T Amb

Temperatura Ambiente

E_Grid

Energía reinyectada en la red

GlobInc

Global incidente plano receptor

EffArrR

Eficiencia Esal campo/superficie bruta

GlobEff

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EffSysR

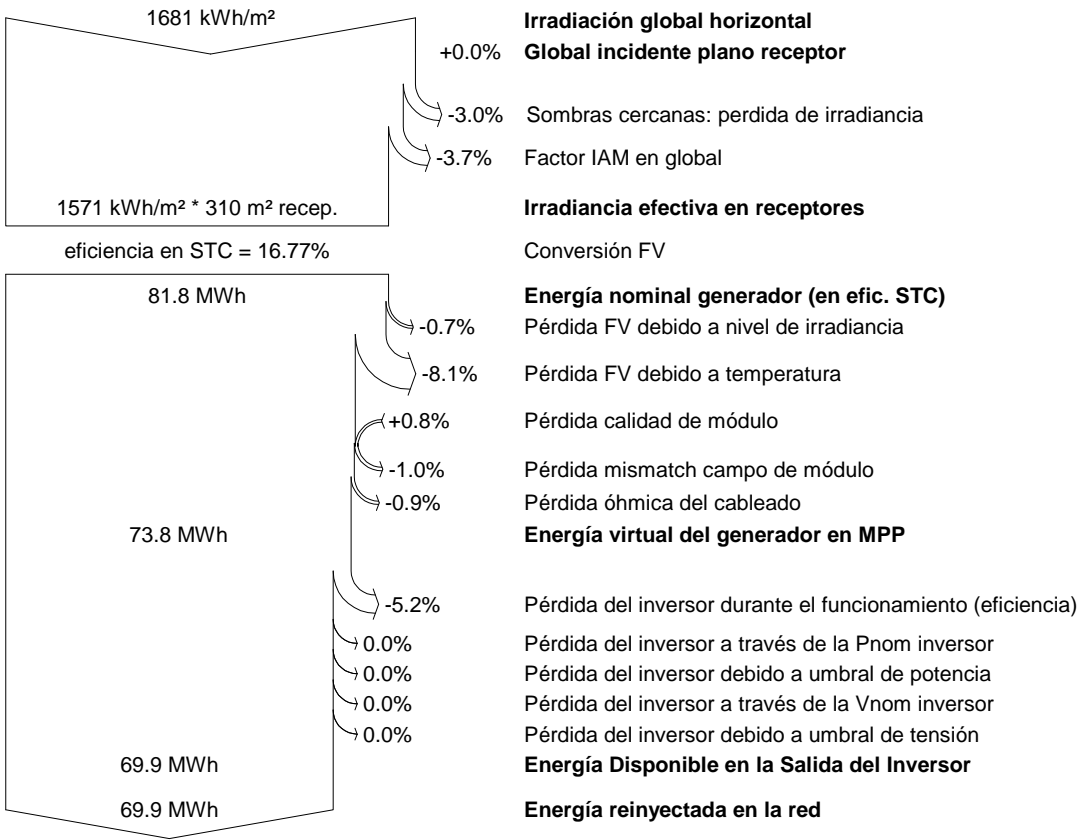
Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orientación 0° Sombras
Variante de simulación : New simulation variant

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	0°	acimut	255°	
Módulos FV	Modelo	STP 325S-24/Vem	Pnom	325 Wp	
Generador FV	N° de módulos	160	Pnom total	52.0 kWp	
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom	50.0 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo V: Programas de MATLAB para el cálculo de la posición del sol

Programa para el cálculo de Altura y Azimut en todo momento del año.

```
HRA=-180:1:179; %Horas del día, siendo 181 el mediodía solar
for j=1:365 %Días del año
for i=1:360
N=360/365*j*(2*pi/360); %Día del año en °
DEC=0.33281-22.984*cos(N)+3.7372*sin(N)-
0.3499*cos(2*N)+0.03205*sin(2*N)-0.1398*cos(3*N)+0.07187*sin(3*N);
LAT=40.439450;
ALT(i,j)=asin(sin(2*pi/360*DEC)*sin(2*pi/360*LAT)+cos(2*pi/360*DEC)*co
s(2*pi/360*LAT)*cos(2*pi/360*HRA(i))); %Altura del sol según latitud,
día del año y hora, matriz de 360 por 365
end
end
for j=1:365
for i=1:360
N=360/365*j*(2*pi/360); %Día del año en °
DEC=0.33281-22.984*cos(N)+3.7372*sin(N)-
0.3499*cos(2*N)+0.03205*sin(2*N)-0.1398*cos(3*N)+0.07187*sin(3*N);
LAT=40.439450;
if i<181
AZI(i,j)=acos((cos(2*pi/360*LAT)*sin(2*pi/360*DEC)-
cos(2*pi/360*DEC)*sin(2*pi/360*LAT)*cos(2*pi/360*HRA(i)))/cos(ALT(i,j)
));
end
if i>180
AZI(i,j)=2*pi-acos((cos(2*pi/360*LAT)*sin(2*pi/360*DEC)-
cos(2*pi/360*DEC)*sin(2*pi/360*LAT)*cos(2*pi/360*HRA(i)))/cos(ALT(i,j)
));
end
AZI=real(AZI);
end

end
AZI=AZI*360/2/pi;
ALT=ALT*360/2/pi; %La matriz ALT está en radianes, se pasa a °
for j=1:365%Todos los valores menores de 0, en los que el sol está por
debajo del horizonte, se ponen a valor 0 para simplificar
for i=1:360
if ALT(i,j)<0
ALT(i,j)=0;
end
end
end
for j=1:365 %Representación de la gráfica de las trayectorias del sol
cada día del año (centradas en el mediodía solar)
plot(HRA,ALT(:,j))
hold on
end
```

Programa para el cálculo del primer y último día sin sombra de las diferentes ubicaciones

```
HRA=-180:1:179; %Horas del día, siendo 181 el mediodía solar
for j=1:365 %Días del año
for i=1:360
N=360/365*j*(2*pi/360); %Día del año en °
DEC=0.33281-22.984*cos(N)+3.7372*sin(N)-
0.3499*cos(2*N)+0.03205*sin(2*N)-0.1398*cos(3*N)+0.07187*sin(3*N);
LAT=40.439450;
ALT(i,j)=asin(sin(2*pi/360*DEC)*sin(2*pi/360*LAT)+cos(2*pi/360*DEC)*co
s(2*pi/360*LAT)*cos(2*pi/360*HRA(i))); %Altura del sol según latitud,
día del año y hora, matriz de 360 por 365
end
end
ALT=ALT*360/2/pi; %La matriz ALT está en radianes, se pasa a °
for j=1:365
for i=1:360
if ALT(i,j)<0 %Todos los valores menores de 0, en los que el sol
está por debajo del horizonte, se ponen a valor 0 para simplificar
ALT(i,j)=0;
end
end
end
for j=1:365
plot(HRA,ALT(:,j)) %Representación de la gráfica de las
trayectorias del sol cada día del año (centradas en el mediodía solar)
hold on
end
ALT_solsticio=90;
for j=1:365
if ALT(181,j)<ALT_solsticio %Búsqueda de la altura del sol en el
mediodía solar del solsticio de invierno, cuando el punto máximo de la
trayectoria es el más bajo del año
ALT_solsticio=ALT(181,j);
end
end
ALT_solsticio
ALT_gim=35.8149; %Búsqueda del primer y último día del año en que el
gimnasio no tiene sombra
i=1;
while ALT(181,i+1)<ALT_gim
i=i+1;
end
primer_dia_gim=i+1
j=1;
s=size(ALT(181,:),2);
while ALT(181,s-j)<ALT_gim
j=j+1;
end
ultimo_dia_gim=s-j
ALT_par=48.1921; %Búsqueda del primer y último día del año en que el
parking no tiene sombra
i=1;
while ALT(181,i+1)<ALT_par
i=i+1;
end
primer_dia_par=i+1
j=1;
s=size(ALT(181,:),2);
while ALT(181,s-j)<ALT_par
```

```
j=j+1;
end
ultimo_dia_par=s-j
ALT_pisc=59.4823; %Búsqueda del primer y último día del año en que la
piscina no tiene sombra
i=1;
while ALT(181,i+1)<ALT_pisc
    i=i+1;
end
primer_dia_pisc=i+1
j=1;
s=size(ALT(181,:),2);
while ALT(181,s-j)<ALT_pisc
    j=j+1;
end
ultimo_dia_pisc=s-j
```

Índice de figuras

Fig. 1 Mapa del potencial eléctrico en Europa. En escala de colores, a la izquierda se representa la irradiación global anual en kWh/m^2 y a la derecha la electricidad solar generada en un sistema con inclinación óptima, en kWh/KWpico	8
Fig. 2 Potencia fotovoltaica instalada en España anualmente	12
Fig. 3 Cartografía catastral de la parcela en la que está situada la ETSII	16
Fig. 4 Cartografía catastral del gimnasio, en la ETSII	17
Fig. 5 Plano de la ETSII y edificios cercanos	18
Fig. 6 Modelo 3D de la ETSII (en amarillo) y edificios cercanos (en gris).....	18
Fig. 7 Lugares considerados para la instalación fotovoltaica	19
Fig. 8 Elevación y azimut del sol	23
Fig. 9 Elevación solar en función de la hora angular a lo largo del año.....	24
Fig. 10 Elevación solar en función del azimut.....	25
Fig. 11 Alturas de edificios y árboles cercanos al parking de profesores	26
Fig. 12 Sombra en el parking de profesores el solsticio de invierno a las 12:00 hora solar	27
Fig. 13 Longitud de la sombra del Edificio 2 el primer día que no cubre el aparcamiento	27
Fig. 14 Ángulo de incidencia del sol para la longitud de sombra seleccionada del Edificio 2 en el parking de profesores.....	28
Fig. 15 Sombra el con el ángulo de incidencia del sol de $48,1921^\circ$	28
Fig. 16 Distancia entre los puntos más próximos del gimnasio y del Edificio 2.....	29
Fig. 17 Ángulo de elevación del sol cuando la sombra deja de cubrir el gimnasio	30
Fig. 18 Sombra el con el ángulo de incidencia del sol de $35,8149^\circ$	30
Fig. 19 Alturas de edificios y árboles cercanos a la piscina.....	31
Fig. 20 Sombras en la piscina el solsticio de invierno	31
Fig. 21 Longitud de sombra del árbol elegida.....	32
Fig. 22 Ángulo de incidencia del sol para la longitud de sombra elegida en la piscina ..	32
Fig. 23 Sombras con el ángulo de incidencia de $59,4823^\circ$	33
Fig. 24 Módulo STP325S–24/Vem de SunTech	35
Fig. 25 Selección de lugar y ángulo de inclinación para datos de irradiación global mensual y anual	36
Fig. 26 Estructura metálica de pilares, vigas y viguetas.....	38
Fig. 27 Cubierta de paneles sándwich	38
Fig. 28 Cubierta del parking de profesores.....	39

Fig. 29	Distancia entre filas en instalación previa en parking de profesores	40
Fig. 30	Instalación previa en parking de profesores	40
Fig. 31	Distancia entre parapeto y primera fila y entre filas en instalación previa en gimnasio	41
Fig. 32	Instalación previa en gimnasio	41
Fig. 33	Cubierta en piscina	42
Fig. 34	Instalación previa en piscina	42
Fig. 35	Distancia entre puntos iguales de filas.....	47
Fig. 36	Variación de la distancia entre filas en función del ángulo de inclinación de los módulos	49
Fig. 37	Variación de la irradiación media anual en función de la inclinación del módulo..	49
Fig. 38	Inclinación y orientación de los módulos en el programa PVSYST. El punto azul muestra el óptimo, 35° de inclinación y 0° de azimut.	50
Fig. 39	Vista en perspectiva de la estructura soporte con inclinación	51
Fig. 40	Vista lateral de la estructura soporte con inclinación.....	51
Fig. 41	Estructura soporte horizontal	52
Fig. 42	Inversor FreeSun LVT de Power Electronics.....	55
Fig. 43	Diagrama funcional del inversor FreeSun LVT	56
Fig. 44	Inversor Ingecon Sun.....	56
Fig. 45	Diagrama Ingecon Sun.....	57
Fig. 46	Inversor Ingecon Sun Power, de Ingeteam	58
Fig. 47	Esquema del inversor Ingecon Sun Power	58
Fig. 48	Arriba, conexión habitual de las cadenas. Abajo, conexión “leapfrog”	72
Fig. 49	Raíles para el tendido del cableado	73
Fig. 50	Conectores “Multi Contact” MC4.....	73
Fig. 51	Cable Exzhellent XXI 1000 V RZ1-K (AS)	74
Fig. 52	Esquema de conexión de la caja de agrupamiento.....	75
Fig. 53	Situación actual de las máquinas de aire acondicionado en el tejado del Gimnasio	77
Fig. 54	Esquema de conexión 6, “Método de medida doble. Conexión a la LGA”.	81
Fig. 55	Leyenda del esquema.....	82
Fig. 56	Edificios cuya sombra afecta a la instalación fotovoltaica.....	83
Fig. 57	Ubicación de la instalación y de las sombras cercanas para simulación en PVSYST	84

Fig. 58	Pérdidas causadas por las sombras cercanas en la instalación.....	85
Fig. 59	Tabla del factor de sombreado (lineal) para el componente directo	85
Fig. 60	Resultados de la simulación de la instalación con sombras cercanas	86
Fig. 61	Energía inyectada a la red diariamente por la instalación	87
Fig. 62	Pérdidas de la instalación.....	88
Fig. 63	Potencia generada en el campo fotovoltaico	90
Fig. 64	Cargador eléctrico Terra 53 CJG de ABB	92
Fig. 65	Cargador semi-rápido en la ETSII	93
Fig. 66	Posible emplazamiento futuro del punto de carga en la ETSII	94

Índice de tablas

Tabla 1	Irradiación media mensual para cada ángulo de inclinación del plano	37
Tabla 2	Irradiación media anual para cada ángulo de inclinación del plano.....	37
Tabla 3	Resumen costes totales y por Wp.....	46
Tabla 4	Variación de la distancia entre filas en función del ángulo de inclinación de los módulos	48
Tabla 5	.Instalaciones posibles en función de la inclinación del panel.....	59
Tabla 6	Energía producida anualmente por cada instalación.....	60
Tabla 7	Factor de rendimiento de las instalaciones	62
Tabla 8	Coste total y coste por vatio pico de las instalaciones.....	69