



Universidad
Rey Juan Carlos

Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
CONECTADA A RED Y RECARGA DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS**

Alba Maqueda Mateos

Curso académico 2018/19



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

El presente trabajo, titulado “Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red y recarga de vehículos eléctricos”, constituye la memoria correspondiente a la asignatura Trabajo de Fin de Grado que presenta Dña. Alba Maqueda Mateos como parte de su formación para aspirar al título de Graduado en Ingeniería de la Energía. Este trabajo ha sido realizado en la Universidad Rey Juan Carlos, en el Departamento de Tecnología Química, Energética y Mecánica.

Móstoles, 20 de febrero de 2019

*Especial agradecimiento a mi familia por todo el apoyo brindado
y por confiar en mí cuando ni yo misma lo hacía.*

*Mención especial a mis tutores, por su implicación y
colaboración activa durante el desarrollo del trabajo.*

*Por último, dar las gracias a todos mis amigos por siempre
haberme animado a seguir adelante.*

Contenido

ÍNDICE DE ELEMENTOS.....	iii
1. RESUMEN.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	3
2.1. Energía solar fotovoltaica	3
2.1.1. Fundamento teórico.....	3
2.1.2. Componentes de un sistema fotovoltaico	4
2.1.3. Estado actual de la energía fotovoltaica	6
2.2. Vehículo eléctrico.....	9
2.2.1. Estado actual del vehículo eléctrico	9
2.2.2. Tipos de carga	10
3. OBJETIVOS	11
4. SOLUCIÓN TÉCNICA	12
4.1. Emplazamiento.....	12
4.2. Instalación fotovoltaica	12
4.2.1. Panel fotovoltaico.....	12
4.2.2. Inversor.....	13
4.2.3. Generador fotovoltaico.....	14
4.2.4. Cableado.....	17
4.2.4.1. Tramo de CC	18
4.2.4.2. Tramo de CA	19
4.2.5. Protecciones.....	20
4.2.5.1. Protecciones en el tramo de CC.....	21
4.2.5.2. Protecciones en el tramo de CA	23
4.2.5.3. Puesta a tierra	25
4.2.6. Análisis de carga de la cubierta.....	26
4.3. Instalación de recarga de vehículos eléctricos.....	28
4.3.1. Previsión de cargas.....	29
4.3.2. Requisitos generales de la instalación	30
4.3.3. Cableado.....	33
4.3.3.1. Cableado entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario.....	33
4.3.3.2. Cableado entre el cuadro eléctrico secundario y las estaciones de recarga	33
4.3.4. Protecciones.....	33
4.3.4.1. Protecciones en el tramo de CA	33

4.3.4.2.	Puesta a tierra	35
4.4.	Normativa.....	36
5.	RESULTADOS.....	37
5.1.	Resultados energéticos	37
5.2.	Resultados económicos	40
6.	CONCLUSIONES.....	42
7.	BIBLIOGRAFÍA	43
8.	ANEXOS	45
	ANEXO I. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	45
	ANEXO II. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	55
	ANEXO III. ESTUDIO ENERGÉTICO.....	67
	ANEXO IV. ESTUDIO ECONÓMICO.....	77
	ANEXO V. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	85
	ANEXO VI. PLANOS	89
	ANEXO VII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	93

ÍNDICE DE ELEMENTOS

Tabla 1. Balance energético de la instalación FV	16
Tabla 2. Sección de los conductores de protección.....	26
Tabla 3. Peso unitario por elemento de la instalación fotovoltaica.....	26
Tabla 4. Valores característicos de las sobrecargas de uso	27
Tabla 5. Potencias instaladas normalizadas de los circuitos de recarga colectivos destinados a alimentar estaciones de recarga.....	31
Tabla 6. Puntos de conexión posibles a instalar en función de la ubicación.....	32
Tabla 7. Beneficios económicos que aporta la instalación FV para cada periodo (€).....	40
Tabla 8. Energía producida para distintas configuraciones de módulos	46
Tabla 9. Inclinación óptima de un sistema fotovoltaico.....	48
Tabla 10. Energía producida para distinta orientación e inclinación de los módulos	48
Tabla 11. Pérdidas máximas admisibles en una instalación fotovoltaica.....	49
Tabla 12. Porcentaje de pérdida de irradiación debida a un objeto que produce sombreado.....	53
Tabla 13. Intensidades admisibles para cables de cobre instalados al aire.....	55
Tabla 14. Intensidades admisibles para cables de cobre enterrados.....	55
Tabla 15. Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta de 40°	56
Tabla 16. Factor de corrección por agrupamiento de conductores.....	56
Tabla 17. Sección de los cables para el tramo entre los módulos solares y el cuadro de conexión de grupo.....	60
Tabla 18. Sección de los cables para el tramo entre el cuadro de conexión de grupo y la caja de CC .	60
Tabla 19. Sección del cable para el tramo entre la caja de CC y el inversor.....	61
Tabla 20. Sección del cable para el tramo entre el inversor y el CGBT	61
Tabla 21. Sección del cable para el tramo entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario.....	61
Tabla 22. Sección de los cables para el tramo entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones de recarga	61
Tabla 23. Factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica	74
Tabla 24. Energía fotovoltaica producida mensualmente en cada periodo (kWh).....	77
Tabla 25. Precio de la electricidad para cada periodo (€/kWh).....	78
Tabla 26. Beneficios económicos distribuidos por periodos (€)	78
Tabla 27. Presupuesto instalación fotovoltaica	79
Tabla 28. Presupuesto instalación de recarga de vehículos eléctricos	80
Tabla 29. Resultados del análisis de rentabilidad.....	82
Tabla 30. Análisis de rentabilidad para la instalación fotovoltaica.....	83

Figura 1. Efecto fotoeléctrico	4
Figura 2. Curva característica V-I	5
Figura 3. Conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector. El cable forma parte de la instalación fija.....	28
Figura 4. Instalación con circuito adicional para la recarga del vehículo eléctrico.....	29
Figura 5. Sombreado entre módulos fotovoltaicos. Método de cálculo.	49
Figura 6. Proceso de cálculo para obtener las pérdidas por orientación e inclinación	50
Figura 7. Acimut formado por las esquinas de la torre con la dirección sur en el punto de referencia.	52
Figura 8. Distancia entre las esquinas de la torre y un punto situado en la cubierta de la nave susceptible de sombra.....	52
Figura 9. Simulación del sombreado con el software CE3X.....	53
Figura 10. Diagrama de trayectorias del sol.....	54
Gráfico 1. Potencia solar fotovoltaica instalada	7
Gráfico 2. Generación solar fotovoltaica (GWh)	7
Gráfico 3. LCoE para distintos generadores.....	8
Gráfico 4. Número total de infraestructuras de recarga para el EV.	9
Gráfico 5. Comparación entre el perfil diario de energía FV producida y consumida (kWh)	16
Gráfico 6. Perfil horario de la energía fotovoltaica producida y de la consumida por la nave en días laborables (kWh)	37
Gráfico 7. Perfil horario de la energía fotovoltaica producida y de la consumida para la nave en fines de semana y festivos (kWh)	38
Gráfico 8. Perfil horario de la energía FV producida y de la consumida por todos los usos alimentados de la LGA en fines de semana y festivos (kWh)	38
Gráfico 9. Perfil horario de la energía FV producida y de la consumida por la nave contando con la recarga de vehículos eléctricos en días laborables (kWh).....	39
Gráfico 10. Estimación de la energía promedio generada en la instalación fotovoltaica.....	75
Gráfico 11. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica.....	82

1. RESUMEN

Las energías no renovables tienen el gran problema del agotamiento de la materia y de la dependencia energética con otros países. La solución a esta insuficiencia viene dada, primero, por implantar medidas de ahorro energético, y segundo, por el fomento de las energías renovables.

Este proyecto con objeto de abarcar ambas soluciones se compone de una instalación solar fotovoltaica cuya generación abastece tanto a la recarga de vehículos eléctricos como a los consumos de la nave industrial sobre la que se sitúa. Se trata por lo tanto de un modelo energético denominado autoconsumo que conecta la fuente de energía al punto de consumo real. De este modo la energía generada por la instalación fotovoltaica es consumida directamente por las cargas asociadas a la red a la que ambas se conectan, evitando así, cualquier tipo de pérdidas en su distribución.

El proyecto, por consiguiente, incluye las condiciones técnicas y cálculos de dimensionado necesarios para la implantación de una instalación solar fotovoltaica sin excedentes de 100 kWn, situada sobre la cubierta del edificio de la nave logística de la empresa ascensorista ThyssenKrupp. Asimismo, además de los cálculos se especifican todos los equipos y materiales necesarios para su implementación y puesta en marcha acorde a la normativa vigente.

Tras el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se concluye que la componen 416 módulos fotovoltaicos de 280 Wp cada uno a su vez distribuidos en 26 ramas fotovoltaicas de 16 módulos en serie cada una. Esta disposición es el resultado de aplicar un proceso iterativo que evalúe las distintas variables (superficie disponible, menores pérdidas por cableado, facilidad de mantenimiento, normativa vigente...). Por su parte, el conjunto generador alcanza una potencia pico total de 116 kWp. Teniendo en cuenta esta potencia se elige un único inversor centralizado de 100 kWn que transforme la energía continua procedente del generador fotovoltaico en alterna trifásica a 50 Hz para poder inyectarla a la red interior de la nave.

La instalación fotovoltaica se conecta a la red interior de la nave logística, nave que a su vez está conectada a una línea general de alimentación que da servicio tanto a la propia nave como al edificio de oficinas y a la torre de pruebas. Estos consumos asociados, por no haber consumo suficiente en la nave logística, se utilizarán los fines de semana para evitar la inyección de los excedentes fotovoltaicos a la red distribuidora. Esto es posible debido a que cuando se encuentran dos generadores en paralelo, se consume aquella energía que presente menos resistencia entre la generación y el consumo, en este caso, la energía fotovoltaica.

Por otra parte, además del proceso de dimensionamiento y la verificación del correcto acoplamiento entre generador-inversor, se incluyen los cálculos de las secciones de todos los tramos de cableado, tanto de continua como de alterna. También se verifica que las protecciones elegidas garantizan la seguridad de las personas y de los propios equipos.

Tras la simulación de las condiciones ya planteadas en el software PVSyst, la generación anual de energía fotovoltaica resulta de 117 MWh de energía, de los cuales 111 MWh se consumen en la propia nave con las cargas actuales. En cambio, los 66 MWh restantes se utilizarán, por una lado, para parte de la recarga de vehículos eléctricos durante la semana, y por el otro para abastecer durante los fines de semana a los consumos conectados a la línea general de alimentación tales como los existentes en las oficinas y en la torre de pruebas.

Ante la necesidad de una transición energética, y acorde a las medidas exigidas por el gobierno recientemente, la movilidad del futuro será eléctrica. Por ello, y ante la actual falta de estaciones de recarga para vehículos eléctricos en la empresa, se redactan en el presente proyecto las condiciones técnicas necesarias para implantar la infraestructura de 6 puntos de recarga.

De esta forma, se dedica la máxima potencia disponible en la nave a la recarga de vehículos eléctricos. Asimismo, se ha elegido una alimentación trifásica de 16 A (a 400 V) pues con un suministro trifásico se obtiene más potencia partiendo de la misma intensidad. Cabría también añadir que debido a que algunos vehículos eléctricos no permiten la carga trifásica se escoge una estación de recarga que permita cargar en trifásico y en monofásico. Para terminar este apartado, se calculan las secciones de cableado necesarias, y las protecciones que aseguren el buen funcionamiento de la instalación.

Una vez estudiadas las condiciones técnicas de la instalación, se procede a evaluar, desde un punto de vista energético, la viabilidad de la totalidad del proyecto. Han de evaluarse dos situaciones por ser la curva de consumo diferente para cada una de ellas. Por un lado se hace el balance energético para un día laborable, contando con la instalación dedicada a vehículos eléctricos así como con los consumos propios de la nave. De su análisis se concluye que por haber consumos suficientes toda la energía generada es consumida en la misma nave. Por otro lado, para un día de fin de semana o festivo se han de utilizar los consumos de la línea general por no haber consumo suficiente en la propia nave. Aún así, siguen quedando excedentes de aproximadamente 56 kWh al día, con los que, después de analizar distintas opciones se llega a la conclusión de que la opción más viable es la programación de la recarga de carretillas elevadoras durante las horas con excedentes solares.

Por último, se realiza un análisis de rentabilidad para evaluar, desde un punto de vista económico la viabilidad del proyecto. La instalación se diseña con el objetivo de minimizar la inversión y asegurar la rentabilidad. Así pues, el presupuesto de la instalación fotovoltaica resulta de **115.351 €**, mientras que el de recarga de vehículos eléctricos es de **12.783 €**. Puesto que la fotovoltaica produce **11.501 €/año** de ahorro por autoconsumo, correspondiente a la parte de la demanda eléctrica que se cubre con generación fotovoltaica, del análisis de rentabilidad se concluye que el periodo de retorno final de la inversión resulta de 11 años, con un VAN positivo y una TIR del 8,58 %, lo que permite justificar la viabilidad del proyecto.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. Energía solar fotovoltaica

2.1.1. Fundamento teórico

Con el término de energías renovables se engloban aquellas tecnologías que técnicamente son inagotables. Entre las diferentes energías renovables se encuentran: la energía hidráulica, la eólica, la solar (tanto térmica como fotovoltaica) y la proveniente de la biomasa. Todas ellas tienen como origen el sol.

El sol se puede asemejar a un cuerpo negro con una temperatura de 5.780 K [1] que emite energía en todas las direcciones, generando una gran esfera de emisión que alcanza la Tierra. Por ser la Tierra mucho más pequeña que el sol y encontrarse a gran distancia, la energía que llega es del orden de 173.000 TW, lo que equivale a unas 4.500 veces la energía que el hombre consume [2].

La energía solar utiliza la luz y el calor emitido por el sol para producir calor (energía térmica) o electricidad (energía fotovoltaica). El fenómeno por el cual se convierte la energía solar en electricidad se llama efecto fotovoltaico, descubierto por primera vez por el físico Edmund Becquerel, el cual presenció la aparición de tensión en determinados materiales cuando estos eran irradiados [3]. Este efecto es el principio de funcionamiento de las células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas están compuestas por materiales semiconductores como el silicio (actualmente el más usado). El silicio es un cristal formado por cadenas de átomos unidos cada uno de ellos mediante enlaces covalentes a otros cuatro átomos, de manera que no quedan electrones libres dentro del cristal como consecuencia del enlace.

Ahora bien, para que se pueda producir el efecto fotoeléctrico las láminas de silicio se dopan con elementos químicos convenientemente tratados. Esto es, por un lado, en una lámina de material semiconductor se añade un elemento químico o dopante (generalmente boro) que haga que ésta tenga un exceso de electrones. Como consecuencia, la lámina denominada N, quedará cargada negativamente. Por otro lado, en otra lámina de material semiconductor se hace el mismo proceso pero esta vez con otra sustancia dopante (generalmente fósforo) que provoca la falta de electrones, siendo el resultado de este proceso una lámina cargada positivamente a la que se denomina P.

Posteriormente se ha de realizar el enlace P-N de las dos láminas, el enlace provoca que el exceso de electrones de N pase a la lámina contigua ocupando los espacios libres de P. Debido a este proceso, la zona inmediata a la unión queda cargada positivamente en N y negativamente en P, lo que crea un campo eléctrico cuya barrera de potencial impide que continúe la transmisión de electrones de una lámina a la otra.

Por último, cuando el conjunto queda expuesto a la radiación solar, los fotones contenidos en la luz son absorbidos por los electrones del medio semiconductor dotándoles de tal energía que pueden entonces romper la barrera de potencial de la unión P-N y salir del semiconductor a través de un circuito exterior, generándose así, energía eléctrica (véase la Figura 1 [4]).

Por último, cabe aclarar que ésta corriente eléctrica producida por las células fotovoltaicas es continua.

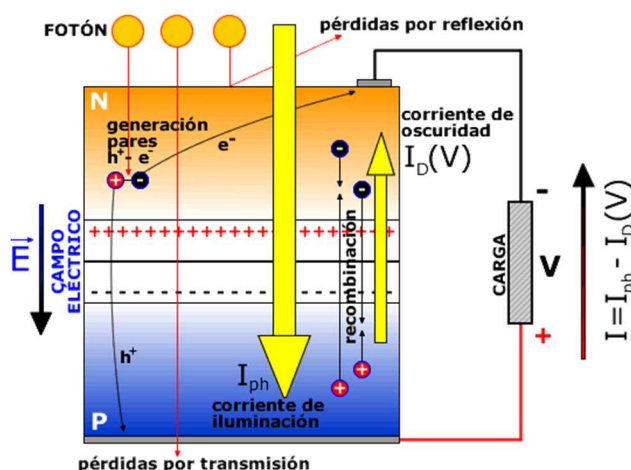


Figura 1. Efecto fotoeléctrico [4].

2.1.2. Componentes de un sistema fotovoltaico

Las instalaciones fotovoltaicas dedicadas al autoconsumo se dedican a cubrir parcial o totalmente la demanda de los consumos energéticos del edificio o instalación consumidora. Se dividen en dos tipos: instalaciones aisladas con baterías e instalaciones conectadas a red. Las primeras permiten almacenar la energía excedente en baterías, de modo que esta pueda ser utilizada cuando no hay suficiente radiación solar o cuando ésta sea nula. Por otro lado, las instalaciones conectadas a red aunque tienen la misma finalidad de autoconsumo, pueden recibir energía de la red distribuidora en caso de que la generación fotovoltaica sea insuficiente. A su vez, también permiten inyectar a la red la energía excedente cuando no hay consumo, siendo además retribuidas por ello.

A continuación se describen brevemente los componentes de una instalación conectada a red:

▪ Módulo fotovoltaico

Está formado por un conjunto de células fotovoltaicas encargadas de transformar la energía procedente de la luz del sol en energía eléctrica. Estas células se conectan en serie y/o paralelo para formar el panel o módulo fotovoltaico. Al conjunto de células que forman el panel fotovoltaico se las recubre de una estructura de vidrio templado que evita su degradación ante los fenómenos atmosféricos.

Según el método de fabricación del que estén constituidas las células fotovoltaicas, los módulos se clasifican en: monocristalinos, policristalinos y amorfos. También se encuentran en fase de investigación células de arseniuro de Galio (AsGa) y telurio de Cadmio (TeCd).

La mayoría de las células están constituidas por silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino están formadas por un único cristal extraído de un baño de silicio fundido. Este tipo de células aunque son más caras que las de silicio policristalino, tienen una eficiencia mayor, del orden de 14-17,5 % [5]. Por otro lado, las células de silicio policristalino se forman a partir de la fabricación de silicio solar fundido en bloques. Su eficiencia, en cambio, se encuentra en torno al 13-

15 % [5] y su comercialización es la más extensa debido a su bajo coste. Por último, existe otra familia de células solares formadas por silicio amorfo, las cuales presentan mayor simplicidad en el proceso de fabricación, aunque poseen malos resultados en cuanto a la durabilidad de su eficiencia.

Los principales parámetros que definen eléctricamente a los módulos son su corriente y tensión. Dentro de la corriente interesa conocer tanto la intensidad máxima (I_m) como la de cortocircuito (I_{sc}), que es la proporcionada por el módulo en condiciones de cortocircuito. En cuanto a la tensión, un módulo se caracteriza por su tensión máxima en bornes (V_m), y la tensión de circuito abierto (V_{oc}), es decir, en ausencia de intensidad.

La relación entre intensidad y tensión se conoce como curva característica V-I. Es importante explicar que el punto de funcionamiento de un módulo puede desplazarse a lo largo de toda su curva característica. Aunque solo hay un par de valores que proporcionan la potencia máxima. A estos valores se les denomina tensión (V_{mppt}) e intensidad (I_{mppt}) en el punto de máxima potencia [6].

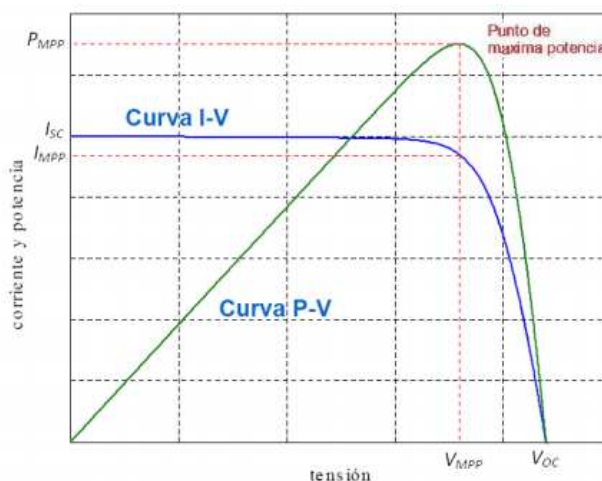


Figura 2. Curva característica V-I [6].

▪ Estructura soporte

La estructura soporte sobre la cual se dispone el módulo fotovoltaico ha de resistir, además del propio peso del módulo, las sobrecargas por viento y nieve. La estructura soporte dota al módulo de la inclinación y orientación óptimas, por lo que hay estructuras fijas o móviles en función de los cambios de inclinación que se requieran a lo largo del año. La tornillería utilizada para el anclado al suelo y la unión del módulo ha de realizarse por normativa de acero inoxidable.

▪ Inversor

Es el encargado de acondicionar la corriente suministrada por el generador fotovoltaico para permitir el adecuado funcionamiento de las cargas conectadas a la red. El inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos exigidos por normativa. En este sentido, la onda debe ser senoidal, con una frecuencia de 50 Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en la red [7].

Este equipo funciona como fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red.

Los inversores se clasifican en tres categorías dependiendo del número de módulos que se conecten a él. La primera es el inversor central, esto es, un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas). La segunda corresponde al inversor orientado a rama, que como su nombre indica

es un inversor dedicado a una rama del generador. Por último, está el módulo-AC, que es un inversor dedicado a un módulo del generador.

Las características principales de un inversor comercial son:

- Potencia nominal y potencia máxima: la primera es la potencia normal de funcionamiento del inversor y la segunda la potencia de sobrecarga que el inversor puede aguantar en un tiempo determinado.
- Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (por sus siglas en inglés, MPPT): es un intervalo de tensiones en los que funciona el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. Como consecuencia el generador fotovoltaico siempre funcionará con la mayor eficiencia posible.
- Eficiencia máxima: es el valor máximo que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. El rendimiento de los inversores puede alcanzar hasta el 98,5 % [8] y debe ser estable en un intervalo amplio de funcionamiento del generador.

▪ Protecciones

Las protecciones serán las necesarias para proteger a los equipos que componen la instalación. Toda instalación fotovoltaica será protegida contra sobreintensidades, sobretensiones y contra contactos directos e indirectos. Asimismo, todas las masas de la instalación, tanto de la parte continua como de la de alterna, estarán conectadas a una única tierra.

2.1.3.Estado actual de la energía fotovoltaica

España por su posición al sur de Europa es uno de los países con más capacidad para producir energía fotovoltaica, pues la irradiación anual incidente es mayor que en la media del resto del continente.

La energía solar fotovoltaica instalada a finales del 2017 supuso el 4,5 % del total de la potencia instalada peninsular [9], lo que hizo que se colocase en el puesto número 18 a nivel mundial con 147 MW instalados en ese año. Además, se posicionaba en el décimo lugar, también a nivel mundial, con 5,6 GW de potencia total instalada [10].

Por otro lado, en cuanto a su posición dentro de la Unión Europea, España ocupa el cuarto lugar en cuanto a potencia solar instalada, muy por debajo de Alemania, líder indiscutible con más de 42 GW instalados de capacidad. Sin embargo, a pesar de la mayor capacidad de Alemania, el hecho de que haya menos horas de luz en comparación con los países del sur de Europa, significa que en relación a la contribución total de energía son los países situados al sur los que muestran mejores resultados en relación a la potencia instalada. En este sentido, Italia y Grecia, son los países con más energía fotovoltaica consumida en su correspondiente mix, situándose España en el cuarto puesto después de Alemania [11].

Si se observa su evolución, la potencia de nueva instalación fotovoltaica en España ha permanecido prácticamente invariable en los cinco últimos años, pese a la gran variación que experimentó previamente (véase el Gráfico 1).

Los incrementos más destacados se registraron en 2007 y 2008 cuando invertir en fotovoltaica se premiaba con primas, continuando su crecimiento hasta el 2013. Desde entonces, coincidiendo con la parada de retribución de primas, la potencia instalada ha permanecido constante hasta 2018, alrededor de los 4,7 MW [12].

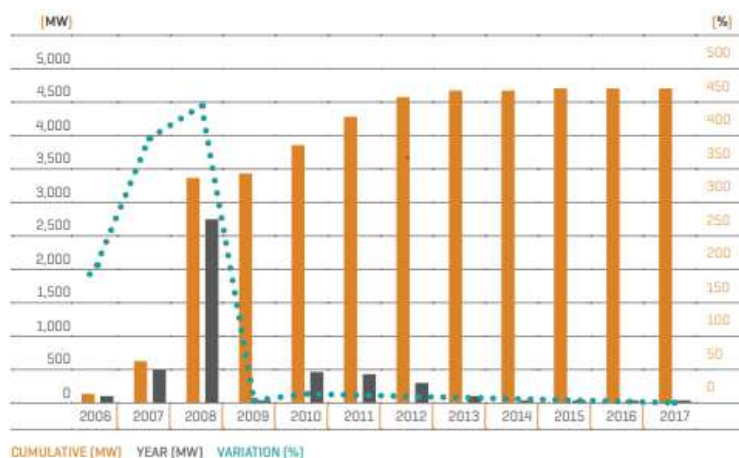


Gráfico 1. Potencia solar fotovoltaica instalada [12].

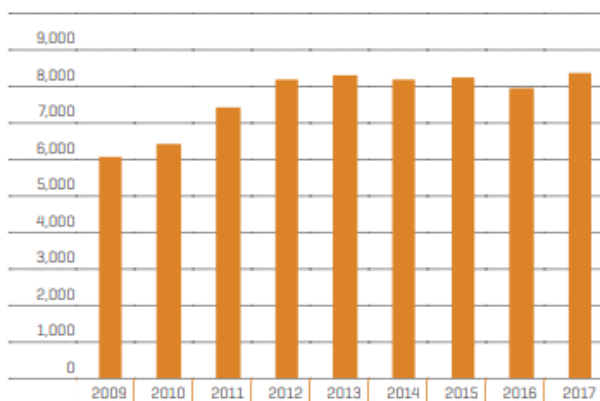


Gráfico 2. Generación solar fotovoltaica (GWh) [12].

En cuanto a la generación fotovoltaica, siguiendo la misma tendencia que para la potencia de nueva instalación, los niveles de generación se han establecido en torno a los 8 GWh anuales [11]. Lo que se traduce en un porcentaje de cobertura fotovoltaica frente a las demás tecnologías generadoras del 2,9 % para el año 2018, que a su vez supone un 0,3 % menos de cobertura eléctrica anual que el año anterior [12].

Los gráficos anteriores muestran cómo la generación de energía fotovoltaica está ligada directamente a las políticas y normativas nacionales que regulan el mercado. Así, los años de mayor crecimiento corresponden a una época en la que se proporcionaban primas por la inyección a red y los años de estabilización corresponden a la eliminación de primas, al cambio de tarifas de venta, y no menos importante, al conocido como "impuesto al Sol", en el que se establecía un peaje de respaldo, que obligaba al consumidor a pagar por cada kWh consumido.

Finalmente, con la reciente aprobación del nuevo Real Decreto-ley 15/2018, el panorama fotovoltaico español empieza a despegar de forma definitiva. Por ser éste un decreto de relativa nueva entrada en vigor se describen los 5 puntos clave del mismo que afectan a este proyecto:

1. Se anula el "impuesto al Sol": el RD 15/2018 redacta explícitamente "la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes", produciéndose un ahorro tanto en el término fijo como en el término variable de potencia.

2. Se simplifica la clasificación de las instalaciones de autoconsumo. A partir de la publicación del nuevo RD existen dos tipos de instalaciones de autoconsumo, sin excedentes y con excedentes. La instalación diseñada en este proyecto será de autoconsumo sin excedentes.
3. Se eliminan los equipos de medidas para la generación y consumo neto. Debido a esto ya no es necesario instalar un equipo normalizado de medida eléctrica por la compañía distribuidora.
4. Se simplifica la tramitación y legalización de las instalaciones de autoconsumo sin excedentes hasta 100 kW conectadas en baja tensión. Esto implica que para este tipo de instalaciones no hace falta darse de alta en el Registro de Autoconsumo, simplemente es necesario solicitar una licencia de obras al ayuntamiento y elaborar un proyecto que incluya el diseño y las condiciones técnicas de la instalación.
5. Se racionalizan las sanciones al autoconsumo en caso de la ilegalización de la instalación.

Para concluir este apartado se procede a comentar el actual coste de esta tecnología, pues dependiendo del tamaño de la instalación fotovoltaica el coste correspondiente del kWh producido ya compite con el resto de fuentes de generación tanto renovables como no renovables. Lo primero cabe destacar la reducción tan drástica (de alrededor del 80 %) que han sufrido los módulos fotovoltaicos en los últimos 10 años [13] que sin duda ha tenido que ver con la reducción que ha experimentado el precio del coste de la energía fotovoltaica.

En este caso, para instalaciones de tamaño mediano situadas en cubierta, el coste medio de la energía producida, conocido como LCOE (Levelized Cost of Energy, por sus siglas en inglés) se sitúa entre los 4.95 - 6.18 €/kWh [14].

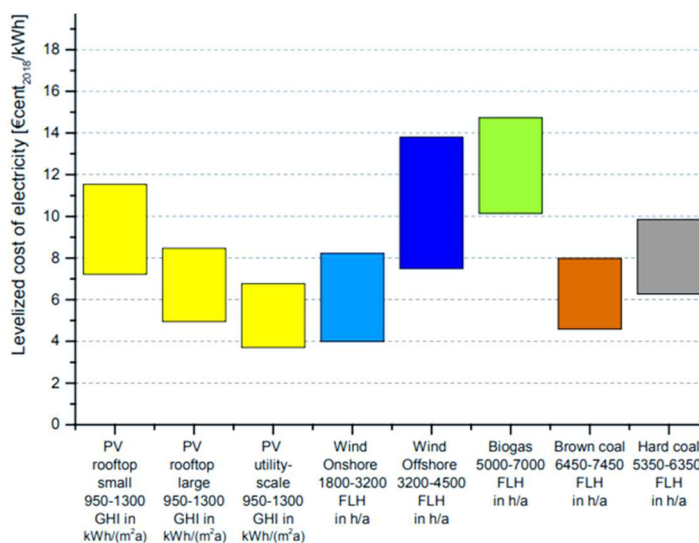


Gráfico 3. LCOE para distintos generadores [14].

En contraposición a esta bajada de precios, el mercado eléctrico tiende a todo lo contrario. Esto es, el precio medio anual del mercado energético español (OMIE) ha oscilado tradicionalmente entre los 40 y 50 €/MWh, y actualmente está fluctuando en torno a los 70 €/MWh [15]. Además, se prevé que en un futuro, debido a la subida del crudo los precios vayan en alza. El autoconsumo fotovoltaico, se convierte así en una cobertura ante la volatilidad de los precios.

En resumen, en el marco de las consideraciones anteriores, se puede afirmar que invertir en fotovoltaica no solo sale rentable sino que, gracias a su desarrollo tanto tecnológico como político, también se hace sencillo, rápido y desde luego más barato; quedando, por lo tanto, justificado el proyecto.

2.2. Vehículo eléctrico

2.2.1. Estado actual del vehículo eléctrico

Frente a la necesidad de acabar con el transporte contaminante y a la adaptación a una movilidad más sostenible surge el vehículo eléctrico. El vehículo eléctrico, acorde al panorama actual, ha de ser la movilidad del futuro. Esto es así debido a que el gobierno ya ha fijado fecha para la prohibición de matriculación y venta de turismos con emisiones de CO₂ para el año 2040, con el fin de que 10 años más tarde ningún turismo que emita CO₂ pueda circular.

Datos recientes indican que el año 2018 se saldó con 26.867 vehículos eléctricos matriculados, de los cuales 21.181 son eléctricos puros (BEV) y 5.686 híbridos enchufables (PHEV), casi el doble que en 2017, año que cerró con un total de 13.021 matriculaciones. Por provincias, Madrid acumula en 2018 más del 25 % de ese nuevo mercado, debido principalmente al plan de ayudas lanzado a finales de año por el gobierno regional [16].

Por las consideraciones anteriores queda clara la necesidad del cambio al vehículo eléctrico. Ahora bien, sin estaciones de carga no hay vehículo eléctrico y viceversa. Durante los últimos años se viene prestando atención a la infraestructura de recarga pública en la que se está empezando a invertir. Hay estudios que muestran que solo el 5 % de los vehículos eléctricos se cargan en las infraestructuras públicas, en las cuales se incluyen los parques de carga, la carga en la calle de ciudades y la recarga

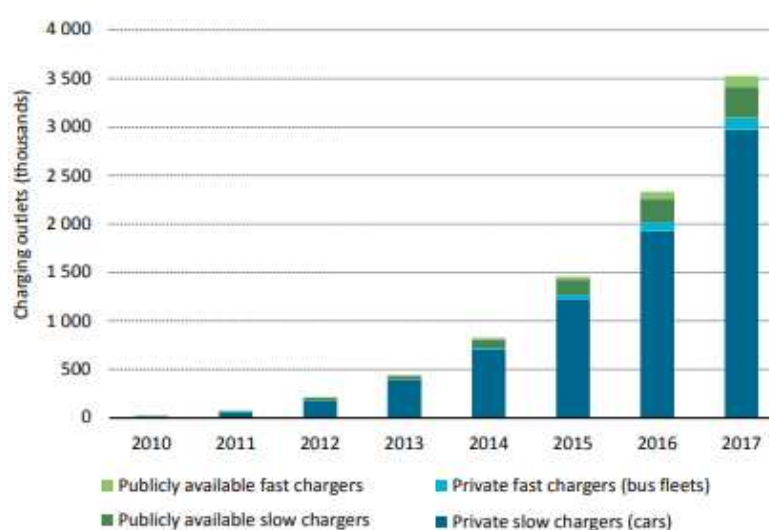


Gráfico 4. Número total de infraestructuras de recarga para el EV [18].

rápida en electrolinerías. Mientras que el 95 % de esta recarga se hace en casa y en el trabajo [17].

El Gráfico 4 [18] muestra una visión general del número de cargadores instalados hasta la fecha. Se puede observar como la tendencia de la infraestructura de recarga es ascendente para todos los cargadores, especialmente los privados.

Además, numerosas publicaciones muestran que el acceso a cargadores domésticos, entre los que se incluyen el de casa o el del trabajo, es el factor más importante a la hora de comprar un vehículo eléctrico [19]. Es por ello que las empresas deben desempeñar un papel de liderazgo en la inclusión del vehículo eléctrico y en la adopción de nuevos hábitos, pues la carga en el trabajo es clave para la transición a la movilidad eléctrica.

2.2.2. Tipos de carga

A la hora de elegir la infraestructura de recarga en organizaciones y empresas es necesario tener en cuenta los distintos tipos de carga estandarizados. A continuación se detalla esta clasificación:

- Modo de carga 1: es aquel modo de carga que no necesita una toma dedicada, es decir, se puede conectar a un enchufe clásico doméstico (SCHUKO). Este sistema debido a su conexión se suele alimentar con monofásico a 230 V o, a veces, en trifásico con una corriente máxima de 16 A por fase. Puede llegar a ser peligroso si el circuito se sobrecalienta debido al exceso de horas de recarga. Es aquel utilizado en los puntos de recarga lenta.
- Modo de carga 2: conexión del vehículo mediante toma de corriente no dedicada (SCHUKO) pensada para recarga doméstica. En este tipo de carga la corriente máxima permitida es de 32 A tanto en monofásica como en trifásica, aunque la carga del cable que suministra el fabricante suele estar limitada a 10 A para evitar sobrecalentamientos. Asimismo, el cable de carga debe contar con una caja de control que verifique la correcta conexión del punto de recarga al vehículo. Conjuntamente con el modo de carga 1 forma parte de los puntos de recarga lenta.
- Modo de carga 3: este tipo de carga necesita un equipo llamado SAVE, que es un punto de recarga destinado exclusivamente a recargar vehículos eléctricos, y que incluye, las protecciones necesarias para la estación de recarga (SPL), el cable de conexión y la base de toma de corriente o conector. Asimismo, la estación de recarga tipo SAVE ha de estar conectada permanentemente a la instalación de alimentación. El modo de recarga 3 admite una recarga tanto monofásica como trifásica permitiendo una corriente máxima de 63 A. Este tipo de carga se considera semi-rápida. Además, presenta un elevado grado de comunicación con la red.
- Modo de carga 4: este tipo de carga, a diferencia de los demás, se realiza con una corriente continua de máximo 400 A. La carga por lo tanto, únicamente se puede hacer en electrolineras o puntos de recarga en la vía pública. De la misma manera que para el modo anterior, necesita también de un equipo SAVE que incluya además de las protecciones necesarias, un convertidor alterna-continua. Permite la carga del vehículo eléctrico en menos de 30 minutos.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores para elegir el punto de recarga a instalar se tienen en cuenta los siguientes factores. El primero es la ubicación, ya que las protecciones y el cableado para el cuadro eléctrico van a ser diferentes para exterior o interior. El segundo tiene que ver con la velocidad de carga, la cual depende de la naturaleza de la red de suministro y del tipo de vehículo a cargar. Así, por ejemplo, la recarga trifásica será más rápida que la monofásica. El tercero está relacionado con el tipo de conector, que depende del vehículo eléctrico a recargar. Los conectores se encuentran estandarizados según la procedencia de los fabricantes: asiáticos, americanos o europeos. Por último, conocer el grado de comunicación entre el vehículo y la estación de recarga es importante a la hora de asegurar y proteger tanto al vehículo como a la persona que lo maneja.

3. OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto es el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red interior de la empresa ThyssenKrupp. La instalación se quiere disponer en la cubierta de la nave logística, y pretende dar servicio tanto a los consumos propios de la nave como a parte de la infraestructura de la recarga de vehículos eléctricos. Este proyecto también incluye las condiciones técnicas necesarias para la implantación de dichos puntos de recarga.

Para lograr el objetivo principal, se plantean los siguientes objetivos parciales:

- Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de 100 kW de potencia nominal sin vertido de excedentes a la red. El diseño de la instalación implica estudiar los equipos y las condiciones técnicas necesarias, acordes a la normativa vigente, que permitan maximizar la energía sin comprometer la rentabilidad del proyecto.
Para ello, se selecciona la disposición óptima de los módulos (inclinación y orientación, y número de módulos en paralelo y en serie), se evalúan las pérdidas por sombreado y se estudian tanto las conexiones eléctricas como las protecciones necesarias que aseguren y permitan el buen funcionamiento de la central. Finalmente, se comprueba la efectividad de la instalación a través de un programa de simulación (PVSyst).
- Estudio de las condiciones técnicas necesarias para la instalación de puntos de recarga tipo SAVE (sistema de alimentación del vehículo eléctrico) en el parking exterior de la nave logística. Se trata de dimensionar una línea de alimentación que llegue hasta los postes de recarga a partir del cuadro eléctrico existente. La potencia destinada a la instalación es la máxima disponible en la nave logística. Por su parte, la potencia de cada estación se elige en base a un equilibrio entre el número de plazas y la rapidez de carga.
- Discusión, desde un punto de vista energético, de la dependencia de las instalaciones fotovoltaica y de recarga de vehículos eléctricos. Se verifica que toda la generación es autoconsumida tanto por la nave como por las estaciones de recarga. Por otra parte, se realiza el balance energético para un día de fin de semana o festivo y se estudian las distintas posibilidades para evitar los excedentes energéticos.
- Estudio económico de la totalidad del proyecto. Estimación de los beneficios que se producen en la instalación fotovoltaica y cálculo del presupuesto desglosado por partida de cada una de las instalaciones, tanto de la fotovoltaica como de los postes de recarga. Por último, se realiza un análisis de rentabilidad de la instalación fotovoltaica y se evalúa a través de parámetros económicos como el VAN o el TIR.

4. SOLUCIÓN TÉCNICA

4.1. Emplazamiento

La instalación fotovoltaica objeto de este proyecto se diseña sobre la cubierta de la nave de logística de la empresa ThyssenKrupp Elevator Manufacturing Spain (tkEMS), en la que a su vez, también se dispondrán los seis puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Dentro del polígono tecnológico de Móstoles (Madrid) la fábrica se sitúa en la calle Federico Cantero Villamil nº 4 la cual posee las siguientes coordenadas geográficas:

Latitud: 40° 20' 32.5" Norte

Longitud: 3° 52' 42.1" Oeste

4.2. Instalación fotovoltaica

En este apartado se presentan los resultados técnicos necesarios para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica. Inicialmente se describe cada uno de los equipos seleccionados y posteriormente se comenta la estructura del generador elegida. Por último, se presentan las soluciones obtenidas para las secciones de los cables así como las protecciones correspondientes.

4.2.1. Panel fotovoltaico

Un panel fotovoltaico está formado por células en serie capaces de absorber la radiación solar y transformarla en energía eléctrica continua (CC).

El panel fotovoltaico elegido para esta instalación es el módulo policristalino Eagle 60P-280W del fabricante Jinko Solar. Las características técnicas del mismo se pueden encontrar en el Anexo VII. Cabe mencionar que, tal y como exige el IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas [20] estos módulos incorporan diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales.

El módulo, además, presenta una eficiencia de conversión de 17,11 % lo que permite maximizar la energía producida de la instalación, a diferencia de los módulos fotovoltaicos de la misma serie de menor potencia (véase la ficha técnica del módulo).

Los módulos se colocarán en una estructura metálica de aluminio, con tornillería y accesorios de acero inoxidable, que permita la inclinación elegida. Por cada ramal se colocan dos estructuras en paralelo con capacidad de 8 módulos fotovoltaicos dispuestos en horizontal. El modelo elegido para la estructura soporte es el CHE915 (para paneles de 60 células) del fabricante Sunfer. Las dimensiones de las estructuras se harán a medida según el panel fotovoltaico escogido. Se adjunta la ficha técnica de las mismas en el Anexo VII.

4.2.2. Inversor

El inversor es uno de los puntos clave en la instalación fotovoltaica pues de él depende que la electricidad generada se transforme y conecte adecuadamente a la red. El inversor posee un dispositivo electrónico que permite realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), esto es, el voltaje y la corriente del campo fotovoltaico varían según las condiciones de funcionamiento, por lo que para evitar la disminución del rendimiento ante estos cambios, el MPPT busca un balance entre voltaje y corriente en el que los paneles operan siempre a su máxima potencia; como consecuencia, se obtiene la máxima eficiencia del generador fotovoltaico bajo cualquier condición de funcionamiento.

El inversor elegido es el inversor centralizado Sirio-K100 del fabricante Aros Solar (véase el Anexo VII para las características técnicas del mismo). Se trata de un equipo con un intervalo de potencia de entrada de 85-125 kWp para el cual el inversor posee un rendimiento máximo, y con una potencia de salida máxima de 110 kWp. Su correcto acoplamiento con el generador fotovoltaico se comprueba en el Anexo I.

Se ha escogido un inversor centralizado pues la inversión es bastante menor que si se instalan varios, asimismo, ofrece ventajas en cuanto a la simplicidad de la instalación y a los costes reducidos de mantenimiento. La elección de un único inversor queda también justificada por la variabilidad del sol durante el año, pues si bien un inversor centralizado pierde cierto rendimiento debido al sombreado parcial, no tendría sentido poner varios inversores para acotar las zonas de sombreado, pues estas van cambiando a lo largo del año según las trayectorias del sol.

En cuanto a la seguridad y fiabilidad, siguiendo la normativa exigida por el IDAE, el inversor elegido cumplirá con las siguientes características:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia
- No funcionará en isla o modo aislado por lo que debe desconectarse automáticamente en caso de que los valores de la red no sean los adecuados

Asimismo, debe disponer de protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos, contra calentamiento excesivo en el inversor y contra la inversión de polaridad de los paneles fotovoltaicos.

Con respecto a la ubicación del equipo, por ser un equipo de interiores, se coloca en la entreplanta del edificio, entre la cubierta y la red a la que se pretende conectar.

4.2.3. Generador fotovoltaico

La potencia nominal del campo fotovoltaico a instalar se elige para que sea la adecuada a los consumos a los que debe abastecer, evitando los excedentes en los periodos de fin de semana. La potencia elegida, además, coincide con la máxima obligatoria que se puede instalar por normativa para este tipo de instalaciones, la cual no puede superar los 100 kWn [21]. Esta potencia está relacionada con la potencia del inversor, y no con la potencia pico del generador fotovoltaico, pues esta última normalmente se diseña para que sea un 10-20 % superior [22]. Que la potencia pico del generador fotovoltaico sea superior a la potencia del inversor tiene que ver con la compensación de la pérdida de potencia debido a las pérdidas en el cableado, la temperatura de trabajo, la suciedad depositada y la disposición de la instalación (p.e. latitud, orientación...) del mismo campo.

En primer lugar, una de las cuestiones más importantes a la hora de dimensionar un generador fotovoltaico es calcular tanto el número de módulos como la disposición de los mismos. Para calcular la distribución de los paneles solares se necesita, principalmente, conocer la tensión de funcionamiento del inversor en su ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia MPPT (por sus siglas en inglés, Maximum Power Point Tracker), pues de este intervalo dependerá el número de módulos máximo y mínimo a colocar en serie y/o paralelo. El algoritmo de búsqueda del MPPT se realiza en un rango de tensiones acotado, de manera que salirse de ese rango produciría pérdidas. Los cálculos de este razonamiento quedan justificados en el Anexo I, en el cual tras comprobarse que el inversor elegido se acopla adecuadamente al generador fotovoltaico, se concluye que el número de paneles en serie debe estar entre 11 y 22, y entre 17 y 34 en paralelo.

No obstante, la decisión final de la disposición de los módulos viene dada no solo por el adecuado acoplamiento al inversor, sino también por las recomendaciones de PVSyst, ya que este software considera factores tales como la pérdida de potencia debida al sobre/subdimensionamiento del generador y la temperatura de funcionamiento del panel fotovoltaico.

Del proceso de cálculo, más detallado y justificado en el Anexo I-A, se concluye que la mejor opción para este proyecto es la instalación de 416 módulos fotovoltaicos, dispuestos en 26 ramas en paralelo y 16 módulos en serie, lo que resulta de una potencia pico del generador fotovoltaico de 116,5 kWp. Esta opción se ha escogido principalmente porque es la que maximiza la energía producida; además y no menos importante, es la que mejor se adapta a la instalación por temas de espaciado.

En segundo lugar, a la hora de diseñar la instalación fotovoltaica, resulta esencial elegir una orientación e inclinación adecuadas de los paneles. En este caso, la inclinación elegida es la óptima acorde al CTE [21], esto es, una inclinación de 30°. Sin embargo, la elección de la orientación no vendrá dada por la energía anual máxima producida, sino por la situación de los paneles solares, pues, la cubierta de este proyecto se ve limitada por unos lucernarios que impiden la disposición de series de módulos con el acimut óptimo. Esto es, si se orientan con un acimut óptimo, las series de módulos que

se pueden encajar entre estas estructuras son menores, perdiéndose así superficie (ya que se debe adoptar cierta distancia mínima para evitar el efecto del sombreado), lo que provoca también una mayor inversión de cableado al ser las distancias más largas.

Es por ello que se elige un acimut de -34° (cálculos desarrollados en el Anexo I-B), a diferencia de la solución óptima que hubiese sido 0° (orientación sur) [21], pues de esta manera se encuentra dispuesta la nave. Además, aunque produce un 2,7 % menos de energía que la solución óptima, permite aprovechar al máximo la superficie disponible, y a su vez, facilita el trazado del cableado y evita su cruzamiento. Además, si en un futuro se quiere incrementar la potencia fotovoltaica instalada, facilita su ampliación permitiendo instalar más superficie.

En tercer lugar, con el fin de comprobar la viabilidad del emplazamiento, es necesario realizar un análisis que contemple los valores de pérdidas por orientación e inclinación, y por sombreado; y si estos se encuentran dentro de la normativa, ya que de no ser así el proyecto no se podría llevar a cabo. El IDAE exige unas pérdidas totales menores del 15 %.

En cuanto al análisis de pérdidas por orientación e inclinación se lleva a cabo el método de cálculo proporcionado por el IDAE [20], en el que a través de una figura se "dibuja" la disposición de los módulos elegida en el proyecto; la figura por su parte contiene el porcentaje de pérdidas en función de esta disposición. Particularizando el cálculo para este proyecto se concluye que las pérdidas por inclinación se encuentran más cerca del 5 % que del 10 % (ver proceso de cálculo en el Anexo I-D-a).

Asimismo, para el cálculo de sombreado se hace uso del programa informático CE3X mediante el cual se obtiene el porcentaje de sombras en un punto determinado. Este punto se ha elegido como punto de referencia pues se encuentra justo debajo de la torre que produce el sombreado, lo que le hace susceptible de tener las mayores pérdidas del campo fotovoltaico. Después de realizar los cálculos (Anexo I-D-b), las pérdidas han resultado del 7,62 %, que son las correspondientes a una sola rama y no a todo el campo generador.

Así pues, la mayoría del campo no está sometido a sombreado, siendo el porcentaje de pérdidas totales 3,4 %, valor que viene dado por la simulación con el software PVSyst.

En resumen, se cumple el límite de pérdidas conjuntas por orientación e inclinación y por sombreado, pues la suma de ambas ($\pm 5\%$ y 3,4 %) no alcanza el 15 %.

Por último, sabiendo los principales parámetros de diseño de la instalación, esta misma se simula con el software PVSyst. La simulación se realizará con el modelo exacto tanto de los módulos como del inversor elegido. También se tiene en cuenta la ubicación de la nave, la disposición de los paneles, y el sombreado que se produce sobre ellos. Asimismo, se introducen los consumos actuales medios de la nave logística para cada mes, con el fin de realizar un balance energético representativo. A continuación, se resumen los principales valores extraídos de la simulación:

Tabla 1. Balance energético de la instalación FV. Fuente: elaboración propia.

	Energía FV generada (MWh)	Energía solar consumida (MWh)	Energía solar inyectada en la red (MWh)	Energía de la red (MWh)
Enero	9,4	6,8	2,6	21,5
Febrero	10,8	6,5	4,3	18,4
Marzo	15,6	9,5	6,1	17,9
Abril	17,1	10	7	16,2
Mayo	18,3	12	6,2	16,2
Junio	19,1	11,4	7,7	14,9
Julio	20,6	12,5	8,1	14,9
Agosto	19,7	12,3	7,4	16
Septiembre	16,3	9,7	6,6	15,7
Octubre	12,4	8,3	4	19,9
Noviembre	9,9	6,5	3,5	20,7
Diciembre	8	5,4	2,6	21,2
Total anual	177	111	66	213

De los resultados de la Tabla 1, se observa que la energía total anual producida por el generador fotovoltaico es de 177 MWh, de los cuales 111 MWh se consumen en la nave logística y 66 MWh se tendrían que inyectar a la red interior por no haber consumo suficiente en la nave.

A continuación, se representan los perfiles horarios tanto de la generación fotovoltaica como del consumo de la nave actual para un día cualquiera de jornada laboral.

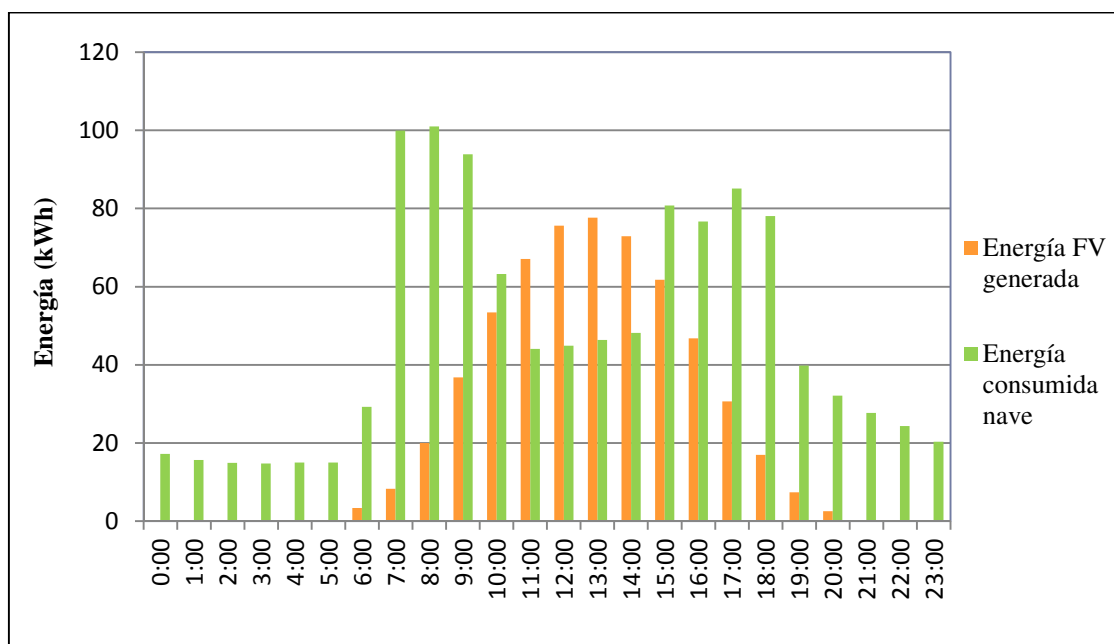


Gráfico 5. Comparación entre el perfil diario de energía FV producida y consumida (kWh). Fuente: elaboración propia.

Se observa claramente que hay excedentes de energía fotovoltaica en las horas solar pico. Por su parte, lo ideal en las instalaciones fotovoltaicas es que la energía que se produce se consuma en el momento para así no tener ni que almacenarla ni que inyectarla a la red. Además, es preferible que se consuma en el sitio en el que se produce para evitar pérdidas en el cableado. Por las consideraciones anteriores, y por la necesidad de adaptarse a la movilidad del futuro, se instalan puntos de recarga para vehículos eléctricos para que cubran los excedentes mencionados.

4.2.4. Cableado

El cableado de la instalación fotovoltaica está formado por dos partes diferenciadas, la parte de corriente continua y la parte de alterna. A su vez la parte de continua está formada por tres tramos. El primer tramo incluye desde los módulos fotovoltaicos hasta los cuadros de conexión de grupo los cuales permiten seccionar el campo fotovoltaico en dos (en un cuadro se conectan 15 ramales, mientras que en el otro 11). El segundo tramo conecta ambos cuadros con la caja de conexión de corriente continua (en adelante caja de CC) la cual permite la entrada de un único conductor al inversor. Por su parte, el tercer tramo une la caja de CC con el inversor.

Por último, la parte de corriente alterna es aquella que abarca desde el inversor al cuadro de conexión de baja tensión (CGBT) para su posterior enlace con la red interior.

Dependiendo de los tramos de conexión entre los equipos y cajas de conexión que componen la instalación fotovoltaica, la sección de los conductores varía pues la capacidad de cada uno de ellos será distinta para cada tramo.

Además, los aislamientos y cubiertas de los conductores deben reunir una serie de características respecto a su comportamiento ante el fuego, la emisión de humos al arder, etc. En este caso se escoge aislamiento XLPE o polietileno reticulado (material termoestable) y cubierta de PVC (material termoplástico) tanto para la parte continua como la de alterna. La elección de un aislamiento XLPE se basa en la capacidad que tiene para trabajar a mayores temperaturas de trabajo que otros aislantes, lo que le permite disponer de mayores intensidades para una misma sección.

Cabe explicar que tanto la metodología como la solución técnica de la sección mínima del cableado para los distintos tramos se detallan en el Anexo II-A de este mismo proyecto. Esta metodología evalúa dos criterios: el criterio de caída de tensión (c.d.t), relacionado con la máxima caída de tensión permitida por normativa; y el criterio térmico, relativo a la intensidad máxima admisible que puede soportar un cable. Para elegir la sección final, se elige el criterio más restrictivo.

Con el fin de aplicar el criterio c.d.t, la ITC-BT-40 [23] cita explícitamente: "los cables de conexión deberán estar dimensionados para una caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o la instalación interior, no superior al 1,5 % para la intensidad nominal". En oposición a esto en el Anexo II del PCT-C del IDAE [20] se cita literalmente: "el valor

máximo admisible para la parte CC es 1,5 %". Por ser el IDAE un organismo adscrito al Ministerio de la Transición Energética que recoge en su PCT las condiciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, se escogen estos valores y no los de la ITC-BT-40, por no ser esta una instrucción dedicada específicamente a instalaciones fotovoltaicas.

Así pues, la caída de tensión se establece en un 1,5 % para el tramo de continua, y un 1 % para el tramo de alterna, de la misma manera que se establece en los siguientes proyectos [24], [25]. Para el tramo de continua puesto que los valores de tensión y corriente son similares entre ellos se puede calcular la caída de tensión en cada tramo a partir de la parte proporcional de las respectivas longitudes. Así, este reparto queda de la siguiente manera: 0,79 % desde los módulos hasta el cuadro de conexión de grupo; 0,41 % desde el cuadro de conexión de grupo hasta la caja de CC; y, 0,3 % desde la caja de CC hasta el inversor. Por último, para el tramo desde el inversor hasta la conexión con la red interior, la caída de tensión se establece en un 1 %, tal y como recoge el IDAE en su PCT [20].

Las longitudes de cableado se obtienen a partir de las mediciones realizadas sobre el plano de la instalación. Adicionalmente, tal y como recomienda la ITC-BT-22 [23], el trazado de este cableado se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales.

4.2.4.1. Tramo de CC

Incluye el cableado existente desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, pasando tanto por el cuadro de conexión de grupo como por la caja de conexión de CC.

4.2.4.1.1. Cableado entre los módulos y el cuadro de conexión de grupo

En este apartado se considera el cableado de tanto los paneles fotovoltaicos entre sí como de cada uno de los ramales con el cuadro de conexión de grupo.

Para conectar el cableado entre los módulos en serie que constituyen un mismo ramal se empleará el cable que viene de fábrica, de longitud 900 mm y de sección 4 mm². En cambio, para conectar los ramales al cuadro de grupo se desarrolla el método de cálculo que se presenta en el Anexo II-A. Una vez realizados los mismos, se puede observar como dependiendo de la distancia de los módulos a las cajas de conexión de grupo las secciones varían. Las secciones para estos tramos son de: 4, 6 y 10 mm², que se corresponden con una intensidad máxima admisible de 45, 57 y 76 A respectivamente.

Para este tramo se elige un conductor de baja tensión (0,6/1 kV) de cobre con aislamiento de poliolefina termoplástica libre de halógenos (ZZ-F) característico de las instalaciones fotovoltaicas. El cable elegido es el cable PV ZZ-F del fabricante Top Solar.

Es oportuno explicar que se ha valorado poner una única caja de conexión de grupo a la cual le llegase la intensidad de todos los ramales. Esto provocaría secciones de cables mucho más grandes y la imposibilidad de seccionar el campo fotovoltaico en caso de realizar tareas de mantenimiento, por lo que se ha descartado esta opción.

4.2.4.1.2. Cableado entre el cuadro de conexión de grupo y caja de CC

Esta sección abarca el cableado desde los dos cuadros de conexión de grupo hasta la caja de CC. Aplicando el criterio más restrictivo, en este caso el criterio de caída de tensión, la sección adoptada para los dos cables es de 95 mm^2 , correspondiente a una intensidad máxima admisible de 296 A.

Para este tramo se utilizan conductores de tipo 0,6/1 kV de cobre con aislamiento XLPE (RV-K), a diferencia del tramo anterior pues la sección es bastante más grande. En cuanto al tipo de instalación, es la misma que en el apartado anterior por situarse ambos tramos sobre la cubierta de la nave. Se usarán para ambos tramos bandejas perforadas horizontales aisladas especiales, modelo U23X del fabricante UNEX (sus características técnicas se presentan en el Anexo VII).

4.2.4.1.3. Cableado entre la caja de conexión de CC y el inversor

La caja de CC, a la cual llegan dos conductores procedentes de los cuadros de conexión, se sitúa en la cubierta. El método de instalación en esta parte sigue siendo de bandeja perforada en horizontal. Esto es, hasta que se mete en la nave, pues dentro de ella ya hay instalada una bandeja de rejilla la cual conducirá el cableado hacia el inversor. Ambos métodos de instalación se incluyen dentro del tipo E, según la ITC-BT-19 [23]. Además, siguiendo la recomendación de la normativa ITC-BT-20 [23] se adopta en la instalación sobre bandejas de rejilla cables unipolares (XLPE2) de tensión asignada 0,6/1 kV (RV-K) pues las bandejas no efectúan función de protección.

La sección hallada para este único conductor que termina en el inversor es de 120 mm^2 , que corresponde a una intensidad máxima de 348 A.

4.2.4.2. Tramo de CA

Este tramo está comprendido entre la salida del inversor en corriente alterna trifásica y la entrada al cuadro general de baja tensión de la nave (CGBT).

Aunque la sección calculada resulta de 70 mm^2 , la sección escogida ha tenido que ser de un orden superior pues una vez estudiadas las protecciones se ha comprobado que no existen protecciones para la correspondiente intensidad admisible. Por lo que la sección final escogida es de 95 mm^2 , que a su vez corresponde a una intensidad de 259 A.

Para este tramo se utilizan cables multiconductores trifásicos (XLPE3) de tensión asignada 0,6/1 kV (RV-K) siguiendo la normativa ITC-BT-20 [23]. En cuanto al método de instalación, los conductores se siguen disponiendo en bandejas tipo malla vertical.

4.2.5. Protecciones

Abarca las protecciones necesarias según el Real Decreto 1699/2011 y el REBT [23], desde el tramo de los módulos fotovoltaicos a la Red interior de Baja Tensión de la empresa. Al igual que sucedía con el cableado, el cálculo de protecciones se divide en dos, diferenciando así la parte continua de la de alterna; esto es porque las protecciones son distintas dependiendo de la forma de transmisión de potencia.

Según el REBT [23], todo circuito deberá estar protegido contra sobreintensidades, sobretensiones y contra los contactos directos e indirectos que puedan presentarse en el mismo.

Las sobreintensidades están provocadas por: sobrecargas, debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia, cortocircuitos y descargas eléctricas atmosféricas (ITC-BT-22 [23]). Las sobrecargas provocan una circulación de corriente mayor a la nominal durante un tiempo prolongado produciendo así un aumento de temperatura en los elementos de la línea, lo que provoca su deterioro. En cuanto a los cortocircuitos, estos son los responsables de intensidades muy superiores a la nominal por contacto directo de dos puntos con potenciales distintos. En corriente continua un cortocircuito puede estar formado mediante el contacto entre dos conductores sin aislamiento entre ellos, o entre la masa y un único conductor. En cuanto a la corriente alterna, se produce por contacto entre fases, o entre fases y la masa conductora, en este caso, por ejemplo, el contacto de un conductor con la estructura metálica de los paneles solares.

El dispositivo que garantiza la protección del circuito contra sobrecargas y cortocircuitos puede ser tanto un interruptor automático de corte omnipolar como fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas (ITC-BT-22 [23]). Debido a que son los únicos dispositivos que precisan de cálculos, estos se realizarán en el Anexo II-B, donde se comprueba el adecuado acoplamiento del dispositivo elegido con el circuito al que protegen.

Por otro lado, las instalaciones fotovoltaicas son vulnerables a descargas atmosféricas que se producen en las proximidades del generador, induciendo así, sobretensiones transitorias. Son sobretensiones aquellos aumentos de tensión muy elevados y de corta duración. Las consecuencias de estas sobretensiones son daños que no solo requieren una gran inversión, sino que también provocan la interrupción de los equipos e incluso la parada de toda la instalación; es por ello que se exige colocar un dispositivo de protección frente a sobretensiones en todo circuito según la ITC-BT-23 [23].

Para la protección del campo fotovoltaico se incluye un dispositivo de protección contra sobretensiones en el cuadro de conexión de grupo. Este dispositivo será Tipo II, protección típica en los cuadros de distribuciones.

4.2.5.1. Protecciones en el tramo de CC

Las protecciones de corriente continua se instalan tanto en el cuadro de conexión de grupo como en la caja de CC según correspondan.

- Protecciones frente a sobreintensidades

La protección contra sobrecargas y cortocircuitos se lleva a cabo por fusibles del tipo gPV (Norma de aplicación: UNE EN 60269) que se sitúan en cada uno de los ramales del generador fotovoltaico. Se instalarán dos fusibles por cada ramal, es decir, uno para el conductor con polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa; estos fusibles se sitúan en el cuadro de conexión de grupo con el fin de proteger individualmente a cada una de las ramas del campo generador.

El fusible elegido viene incorporado en el cuadro de conexión de grupo de Aros Solar. Estos fusibles (modelo 6QPSC002A) de 10 A, 900 Vdc, y 10x38 son válidos para proteger a los módulos fotovoltaicos de sobreintensidades.

Se ha escogido el cuadro de conexión de Aros Solar (String Box) porque además de incluir las protecciones necesarias puede monitorizar las corrientes de cada cadena de módulos y diagnosticar las anomalías; al mismo tiempo mediante el programa Sun Vision se puede visualizar el estado de las mediciones de las corrientes de cadena y eventuales alarmas detectadas por el String Box. Sus características técnicas se encuentran en el Anexo VII.

Por otro lado, una vez que las ramas fotovoltaicas se agrupan en el cuadro de conexión de grupo en un único cable (realmente dos, uno para cada cuadro) se debe proteger la nueva línea que sale del mismo, pues los cables experimentan un cambio de sección. Como norma general, siempre que haya un cambio de sección se colocará un dispositivo de protección frente a sobreintensidades (ITC-BT-22) lo más cerca de dicho cambio. Es por ello por lo que para estos tramos se colocan dos interruptores automáticos magnetotérmicos, uno para cada línea, en el cuadro de conexión de grupo. Además, se habrá de instalar otro más para el cambio de sección que experimentan las líneas que conectan la caja de CC con el inversor. En este caso, se coloca el magnetotérmico en dicha caja por ser el lugar donde se realiza la agrupación y consiguiente cambio de sección.

Para la elección de estos dispositivos se tendrán en cuenta tanto la corriente de cortocircuito que se produce en cada ramal, pues el interruptor ha de ser capaz de interrumpirla, como la tensión máxima que se corresponde con la de circuito abierto a temperatura mínima.

Los interruptores elegidos son de Schneider Electric modelo Compact NSX DC PV, de 160 y 125 A para las líneas de conexión de grupo, y 300 A de corriente nominal para la línea que conecta con el inversor, con 10 kA y 100 kA de capacidad de corte respectivamente. Estos interruptores capaces de trabajar en corriente continua están especialmente diseñados para instalaciones fotovoltaicas.

- Protección frente a sobretensiones

La protección contra sobretensiones a elegir se hará en función de las siguientes características según la ITC-BT-23 [23]:

- Nivel de protección: parámetro que caracteriza el funcionamiento del dispositivo limitando la tensión entre sus bornes. No debe ser inferior a la categoría de sobretensión de la instalación, en este caso, menor que 2,5 kV.
- Tensión máxima de servicio permanente. Debe soportar la tensión máxima de funcionamiento que surge cuando los paneles se encuentran en situación de circuito abierto a una temperatura mínima de -10 °C. Este valor, calculado previamente, corresponde a una tensión de 627 V. El dispositivo elegido aguanta una tensión máxima de 1000 V.
- Corriente nominal de descarga: parámetro típico en dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias Tipo 2. Es la corriente de cresta repetitiva que el dispositivo soporta sin llegar al fallo. La forma de onda de la corriente aplicada están normalizada como $8/20 \mu s$. Según lo establecido en la ITC-BT-23 [23] esta corriente no deber ser inferior a 5 kA para $8/20 \mu s$.

Finalmente se elige un dispositivo de protección contra sobretensiones de Tipo 2, con una corriente nominal de 12,5 kA a $8/20 \mu s$, y una tensión nominal de 1000 V. Asimismo, para cada cuadro de conexión de grupo se coloca un dispositivo frente a sobretensiones.

- Protección frente a necesidades de aislamiento

Se instalarán seccionadores que permitan aislar distintas zonas del generador. Por ello se ha seccionado la instalación fotovoltaica en dos grupos mediante las dos cajas de conexión de grupo. Estos seccionadores permitirán el funcionamiento de una parte de la instalación mientras se realizan labores de mantenimiento o reparaciones en la otra.

Así se selecciona un tipo de seccionador de salida 4x160A T1D (1000 V máx.) incorporado a cada cuadro de conexión de grupo.

- Protección frente a contactos directos e indirectos

Mediante la protección frente a contactos directos se evita que las personas entren en contacto con las partes activas de la instalación. En los conductores esta protección queda garantizada mediante aislamiento con polietileno reticulado (XLPE). En cuanto a los módulos solares y cajas de protección se deben tomar medidas como: la inaccesibilidad a toda persona no autorizada, la instalación de carteles y obstáculos que eviten el accidente, el alejamiento de las partes activas y la instalación de las protecciones mecánicas adecuadas en caso de sufrir algún golpe o impacto fortuito.

Además, tanto a la instalación fotovoltaica, como al inversor solo podrán acceder personas autorizadas, y siempre mediante la utilización de una llave o herramienta similar.

En cuanto a los contactos indirectos, que son aquellos en los que la persona entra en contacto con una parte del sistema que no debiera estar puesta a potencial, la protección queda asegurada mediante la disposición en todos los equipos (módulos con su estructura metálica, canaletas, cajas de conexión...) de aislamiento de Clase II, con la que se consiguen resistencias de alto valor; y mediante la puesta a tierra de la instalación, como camino preferente para conducir la corriente de defecto.

La puesta a tierra diseñada se describirá más adelante para los tramos de CC y CA.

En resumen, cada caja de conexión de grupo estará compuesta por: fusibles en los polos de cada rama, por un seccionador, un interruptor automático y por dispositivos contra sobretensiones. Así pues, en la caja de conexión de CC se instalarán los automáticos pertinentes y otro dispositivo que proteja al circuito contra sobretensiones.

4.2.5.2. Protecciones en el tramo de CA

Estas protecciones se incluyen en el inversor y en el cuadro general de baja tensión (CGBT) de la nave logística existente.

El artículo 14 del RD 1699/2011 dicta la normativa aplicable a las protecciones de instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia no superior a 100 kW. El conjunto de protecciones que exige la norma se describe a continuación:

- Un elemento de corte general que proporcione la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente a riesgo eléctrico.
- Interruptor automático diferencial que proteja a las personas en caso de derivación a tierra de algún elemento. Tal y como requiere la normativa, la función de este interruptor y la del interruptor de corte general pueden ser cubiertos por el mismo dispositivo.
- Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de presentarse una rareza en la tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protecciones de la conexión, de máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,1 y 0,85 % mayor y menor respectivamente de la tensión nominal).
- La puesta a tierra se realizará siempre sin alterar las condiciones de la puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora. Además, la instalación debe disponer de separación galvánica entre la red de distribución y los paneles generadores.

Como se especifica en este artículo, algunas de estas protecciones pueden venir incorporadas en el inversor. El inversor elegido en esta instalación, Sirio K100, incorpora protecciones de tanto máxima y mínima frecuencia como de máxima y mínima tensión de fases. También incorpora un transformador de baja frecuencia que permite la separación galvánica. Exigido por la normativa

(REBT, RD 842/2002), este transformador cumple con las funciones de: proporcionar seguridad a las personas, evitar la inyección de corriente continua, y evitar la transferencia de defectos entre red y la instalación [23]. El inversor, también cuenta con un seccionador en el lado de CC y un magnetotérmico en el lado de CA.

De este modo, las protecciones a instalar según normativa en el CGBT existente son: un interruptor de corte general, que será un interruptor magnetotérmico, y un interruptor automático diferencial.

- Protecciones contra sobreintensidades

Atendiendo a la ITC-BT-22 [23] para la protección contra sobreintensidades en instalaciones industriales se puede utilizar tanto relés térmicos asociados con un interruptor automático (IA), como fusibles. Se elige por lo tanto una protección proporcionada por el IA con relé térmico, pues es más eficiente que la proporcionada por el fusible.

De esta forma, se escoge un interruptor magnetotérmico automático de Schneider Electric, modelo NSX160F Micrologic 2.2, con una intensidad nominal de 160 A y un poder de corte de 36 kA.

En cuanto al relé diferencial térmico se escoge el modelo 56173 RH99M con rearme manual compatible con el magnetotérmico asociado y, del mismo fabricante.

- Protección frente a contactos directos e indirectos

La protección frente a contactos directos e indirectos, además de las medidas descritas para la parte de continua, queda protegida por interruptores diferenciales.

Los interruptores diferenciales son dispositivos que protegen al personal de accidentes por contactos directos e indirectos y de derivaciones a tierra. Estos dispositivos cortan automáticamente la corriente cuando se produce una fuga de intensidad y se sitúan a continuación del interruptor magnetotérmico.

Cuando la corriente adquiere valores altos, la función del diferencial la realiza la combinación de un toroidal cerrado con una bobina de disparo. El toroidal de diámetro 80 mm debe albergar el cableado de las tres fases y del neutro. La bobina elegida será el modelo LV429387 y será la que levante automáticamente el interruptor automático para desconectar el circuito. La bobina levantará el interruptor remotamente tanto a través del toroidal como manualmente.

A parte de este dispositivo, la ITC-BT-24 [23] recoge que, para la protección de contactos indirectos es necesaria una puesta a tierra que sirva como potencial común y como conductor de corriente de defecto.

4.2.5.3. Puesta a tierra

Atendiendo al Real Decreto 1669/2011, en su capítulo 15, la puesta a tierra se debe realizar sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, con el fin de impedir la transmisión de defectos a la red. A su vez, y, particularmente para las instalaciones fotovoltaicas, se debe contar con un transformador que realice la separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras.

En este proyecto se utiliza la instalación de puesta a tierra existente para conectar las masas del sistema fotovoltaico. Así pues, todas las masas metálicas a las que el personal puede acceder se ponen al mismo potencial, por lo que, en caso de fallo de aislamiento, el personal no será expuesto a una tensión peligrosa.

La puesta a tierra de todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, han de ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de un generador también se conecta a tierra.

La instalación está compuesta por los siguientes componentes, tal y como dicta la ITC-BT-18 [23]:

- Tomas de tierra: constan de electrodos constituidos por picas verticales de 2 m de longitud y 14 mm diámetro de acero cobrizado de 300 μ m de espesor. Estos electrodos están unidos entre sí por un conductor de cobre desnudo enterrado en el fondo de las zanjas de cimentación, a una profundidad de 0,8 m.
- Conductores de tierra: son los que unen los puntos de toma de tierra (electrodos) con el anillo principal o punto de puesta a tierra. La nave ya cuenta con conductores de cobre desnudo recocido de 50 mm² de sección, por lo que se usarán estos mismos para la instalación fotovoltaica.
- Puntos de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección que provienen de los distintos elementos a proteger. Se utiliza el borne de puesta a tierra de la nave ya existente que conecta los conductores de tierra de la nave con los conductores de protección.
- Conductores de protección: unen los elementos a proteger o masas con los puntos de puesta a tierra. Se han de diseñar de tal forma que aseguren la protección frente a contactos indirectos. Según la ITC-BT-18 [23] los conductores del cableado de protección han de ser del mismo material que los conductores de fase activos en la instalación. La relación entre las secciones de los conductores de fase y los de protección viene descrita en la Tabla 2 extraída de la norma ITC BT 18:

Tabla 2. Sección de los conductores de protección [23].

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

Por lo que a cada tramo le corresponderá una sección distinta según su conductor de fase correspondiente. Así:

1) Paneles solares a la caja de conexión de grupo:

Sección del conductor = 4,6, y 10 mm² --> Sección de protección = 4,6, y 10 mm² respectivamente

2) Cuadro de conexión de grupo al inversor:

Sección del conductor = 95 mm² --> Sección de protección = 50 mm²

3) Caja de conexión de CC al inversor:

Sección del conductor = 120 mm² --> Sección de protección = 70 mm²

4) Inversor a la red de baja tensión:

Sección del conductor = 95 mm² --> Sección de protección = 50 mm²

Cuando los conductores de protección no correspondan a una sección normalizada, se cogerá la sección normalizada inmediatamente superior.

4.2.6. Análisis de carga de la cubierta

La cubierta de la nave sobre la que se dispone el generador fotovoltaico ha de soportar todo el peso de los componentes dispuestos en ella. A continuación, se detalla cada uno de los componentes utilizados en este proyecto situados en la cubierta de la nave:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructuras de módulos fotovoltaicos
- Cableado de cada ramal hasta la caja de conexión de CC
- Cuadros de conexión de grupo y caja de CC

La Tabla 3 recoge los distintos componentes de la instalación con su correspondiente peso tanto unitario como total de todo el conjunto:

Tabla 3. Peso unitario por elemento de la instalación fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

Elemento	Módulos fotovoltaicos	Estructuras metálicas
Número (ud.)	416	416
Peso unitario (kg)	19	15
Peso total (kg)	7.904	6.240

Elemento	Cableado de 10 mm ²	Cableado de 95 mm ²
Longitud (m)	68	36
Número (ud.)	26	2
Peso unitario (kg/km)	82	930
Peso total (kg)	145	34

Elemento	Caja de conexión de grupo + protecciones	Caja de CC + protecciones
Número (ud.)	2	1
Peso (kg)	50	30

Cabe explicar que, para el cableado de menor sección, que se utiliza desde cada una de las ramas del generador hasta la caja de conexión de continua, se ha utilizado la longitud mayor y se ha multiplicado por el número de ramales con el fin de sobredimensionar el cálculo. La longitud del cable con mayor sección también ha sido sobredimensionada, pues no todo el cableado discurre por la cubierta.

Sumando todas las cargas del conjunto de elementos que componen el generador fotovoltaico y que se sitúan en la cubierta, el peso total ejercido es de 15.000 kg redondeado a la alta.

Ahora bien, según el Código Técnico de la Edificación (CTE) [21], la carga sobre la cubierta es el peso total resultante calculado dividido de la superficie que estos elementos ocupan. Por lo que para calcular la superficie ocupada se considera el área de un único módulo, 1,63 m², y se multiplica por un total de 416 módulos, lo que resulta una superficie ocupada aproximada de 681 m². Dividiendo la carga total por este último número, resulta una carga de 21,68 kg/m².

La necesidad de aumentar la distancia entre filas para evitar sombreado hace que la superficie ocupada aumente, lo que disminuiría el ratio anteriormente hallado, pero puesto que se pretende permanecer en el lado de la seguridad, se deja ese valor.

Según el CTE, las máximas sobrecargas que se dan en una cubierta determinada es la que aparece a continuación:

Tabla 4. Valores característicos de las sobrecargas de uso [21].

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾ ⁽⁶⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

En este caso, una cubierta con inclinación inferior a 20° soporta una carga máxima de 1 kN/m^2 , o lo que es lo mismo 102 kg/m^2 , valor que queda muy por encima de la carga de $21,68 \text{ kg/m}^2$ anteriormente hallada.

En consecuencia, se deduce que la sobrecarga debida a la instalación fotovoltaica no presenta peligro alguno para la cubierta ya existente de la nave.

4.3. Instalación de recarga de vehículos eléctricos

En este apartado se describen los pasos necesarios para colocar postes de recarga en el exterior de la nave sobre la que se coloca la instalación fotovoltaica. Se especifican, por lo tanto, el tipo de recarga a instalar, el número de ellas y las condiciones obligatorias generales que las mismas deben adoptar. Por último, se presentan las soluciones eléctricas correspondientes al dimensionamiento del cableado y la disposición de las protecciones necesarias.

Inicialmente para el diseño de puntos de recarga de vehículos eléctricos se seguirá la normativa presente en el REBT e instrucciones técnicas complementarias [23], en concreto, se seguirá la ITC-BT-52, pues abarca (a diferencia de las instalaciones fotovoltaicas) la infraestructura para la recarga del vehículo eléctrico en su totalidad.

Posteriormente se escoge el tipo de conexionado que se va a dar entre la estación de recarga y el vehículo eléctrico, así, se elige la conexión mediante manguera acoplada a la propia estación de recarga, pues agiliza y facilita el proceso de recarga. El siguiente esquema representa este tipo de conexionado:

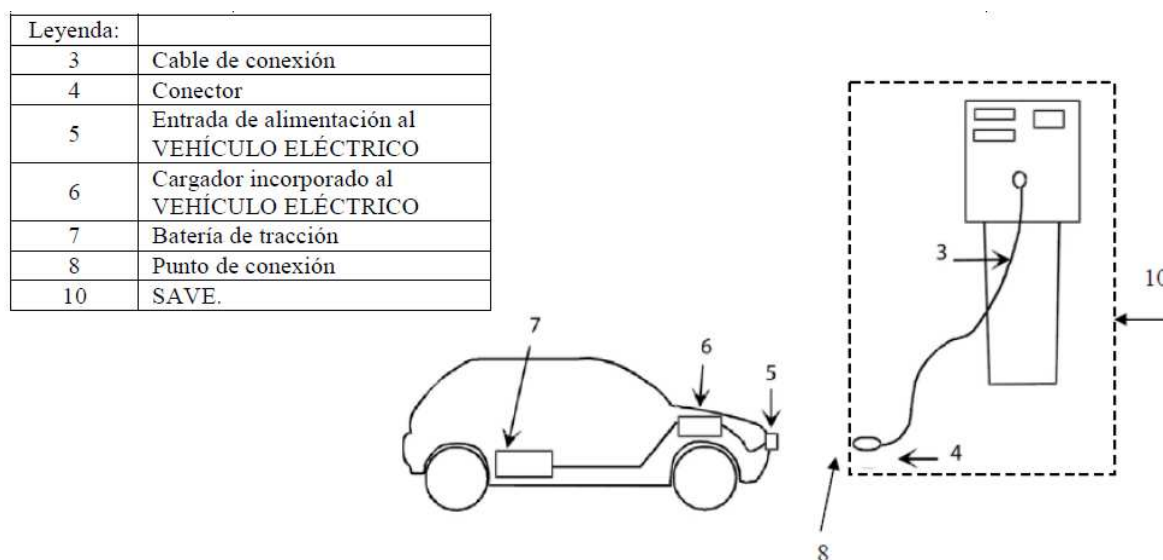


Figura 3. Conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector. El cable forma parte de la instalación fija [23].

El punto de recarga se conectará, primeramente, a un cuadro eléctrico secundario al cual llegará el cableado de todos los puntos de recarga; y posteriormente, al cuadro general de baja tensión (CGBT) existente en la nave logística. En ambos tramos el cableado es trifásico.

Siguiendo la normativa ITC-BT-52 [23] se aclara el esquema de conexión con la red interior a utilizar. En este proyecto se elige el esquema de conexión propio de cuando se instala un circuito adicional a un cuadro ya existente. Como consecuencia, el contador principal es el ya instalado para el resto de circuitos mientras que el contador secundario es el que se va a instalar para cada uno de los puntos de recarga. Este esquema se representa en la Figura 4.

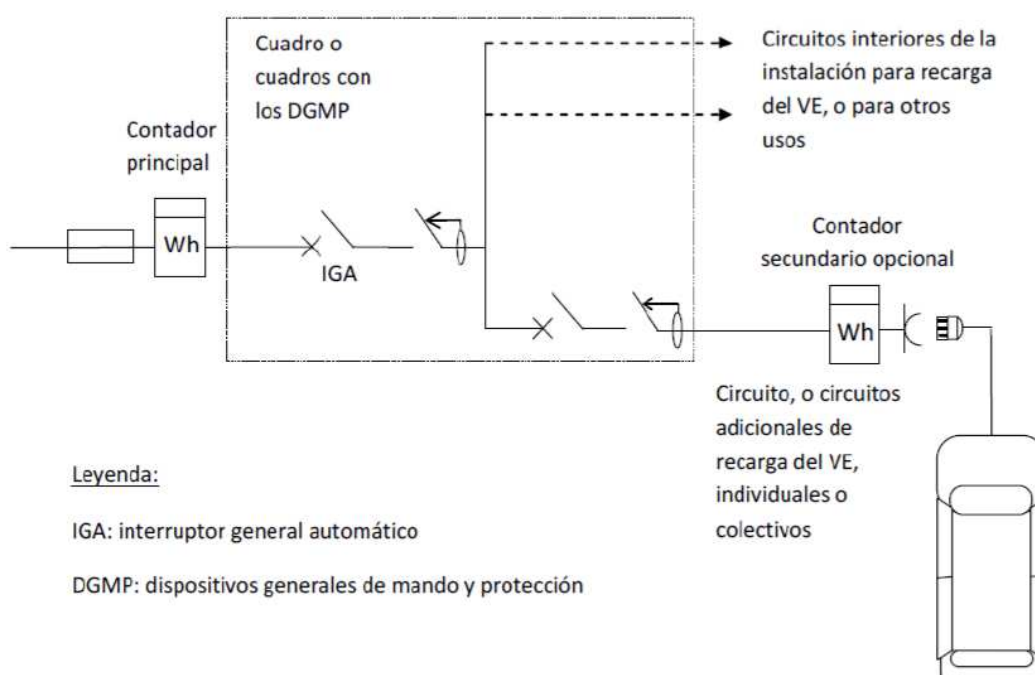


Figura 4. Instalación con circuito adicional para la recarga del vehículo eléctrico [23].

El contador principal, ya instalado, se sitúa en CGBT ubicado en la sala de baja tensión de la nave, mientras que los contadores secundarios se instalarán en la propia estación de recarga.

Por último, y siguiendo la misma normativa, se aclara que el circuito de recarga será un circuito dedicado, es decir, únicamente podrá alimentar a la estación de recarga y a los consumos auxiliares del sistema relacionados con la misma.

4.3.1. Previsión de cargas

Conforme a la ITC-BT-52 [23], en edificios existentes en los que se vayan a instalar estaciones de recarga para vehículos eléctricos, se requiere realizar un proyecto que incluya el cálculo del número máximo de estaciones de recarga que se pueden alimentar teniendo en cuenta la capacidad disponible de la línea general de alimentación (LGA). La LGA es la correspondiente a la nave donde se pretende conectar la instalación.

Este cálculo varía en función de si se utiliza un sistema de protección de la línea general de alimentación (SPL) o no. Este dispositivo actúa regulando la potencia cuando se sobrepasa la potencia señalada, así, en vez de actuar como un ICP cortando el suministro, lo regula. En este caso el esquema de conexión elegido no permite su instalación.

En éste propósito, la potencia mínima que se podría dedicar a la carga de vehículos eléctricos viene dada por la expresión:

$$P_{edificio} = P_{existente} + P_{V.E.mínima} \quad [\text{Ec. 1}]$$

Donde:

- $P_{edificio}$: es la carga asignada a la nave logística según diseño. Consultando el proyecto de baja tensión esta carga corresponde a 1.055 kW.
- $P_{existente}$: es la carga existente de la nave sin contar con la instalación fotovoltaica, corresponde a 973,5 kW.
- $P_{V.E.mínima}$: potencia mínima que se podría dedicar a la instalación de recarga de vehículos eléctricos.

$$P_{V.E.mínima} = 1.054 - 973,5 = 81,5 \text{ kW}$$

La previsión del número mínimo de plazas a instalar en edificios de uso no residencial se calcula conforme a la disposición adicional primera del RD 1053/2014 en la que aparece la siguiente ecuación:

$$P_{V.E.mínima} = FS_1 \cdot N \cdot 11,085 \text{ kW} \quad [\text{Ec. 2}]$$

- FS_1 : factor de simultaneidad que depende de si se prevé o no de SPL. El esquema de conexión elegido no permite su instalación, por lo que el valor es de 1.
- N : número de plazas mínimas a abastecer con la potencia disponible.

Por lo que el número de plazas de recarga máxima es de:

$$N = \frac{81,5 \text{ kW}}{11,085 \text{ kW}} = 7,35 \approx 7 \text{ puntos de recarga}$$

Por las consideraciones anteriores, para la instalación de 6 puntos de recarga no será necesario ampliar la línea general de alimentación (LGA). Cabe explicar que, aunque hay potencia suficiente para 7 estaciones de carga se ha elegido 6 pues no está de más que quede potencia disponible en la nave.

4.3.2. Requisitos generales de la instalación

La potencia total a instalar en los circuitos de recarga colectivos viene dada por la Tabla 5 en la que se normalizan las potencias y el número de estaciones de recarga según el tipo de alimentación.

Tabla 5. Potencias instaladas normalizadas de los circuitos de recarga colectivos destinados a alimentar estaciones de recarga [23].

U_{nominal}	Interruptor automático de protección en origen circuito recarga	Potencia instalada	Nº máximo de estaciones de recarga por circuito
230/400 V	16 A	11085 W	3
230/400 V	32 A	22170 W	6
230/400 V	50 A	34641 W	9
230/400 V	63 A	43647 W	12

En esta tabla el número máximo de estaciones de recarga por circuito se calculan considerando estaciones monofásicas de potencia normalizada de 3.680 W cada una. Por el contrario, como en este proyecto se elige un suministro trifásico de 400 V y 16 A, la potencia unitaria de cada estación es de 11.085 W. Resultando, por lo tanto, una potencia total de la instalación de:

$$P_{\text{total}} = n^{\circ} \text{plazas} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{N_CA} \cdot I_{CA_V.E} \quad [\text{Ec. 3}]$$

Donde:

- P_{total} : potencia total de la instalación de recarga de vehículos eléctricos.
- $n^{\circ} \text{plazas}$: número de puntos de recarga que se desea instalar. En este caso 6.
- U_{N_CA} : tensión de línea. $U_{N_CA} = 400 \text{ V}$.
- $I_{CA_V.E}$: intensidad de cada punto de recarga individual. $I_{CA_V.E} = 16 \text{ A}$.

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior, la potencia total resulta de:

$$P_{\text{total}} = 6 \cdot \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 16 = 66.511 \text{ W} <> 66,5 \text{ kW}$$

Se ha elegido una alimentación trifásica puesto que se obtiene más potencia partiendo de la misma intensidad, lo que provoca una mayor rapidez de carga. Además, puesto que la potencia contratada ya es trifásica, a la empresa no le supone ningún coste adicional.

El siguiente paso es elegir las bases de toma de corriente que correspondan según el modo de carga y ubicación de la estación conforme a la Tabla 6:

Tabla 6. Puntos de conexión posibles a instalar en función de la ubicación [23].

Alimentación de la estación de recarga	Base de toma de corriente o conector del tipo descrito en: ⁽¹⁾	Intensidad asignada del punto de conexión	Interruptor automático de protección del punto de conexión	Modo de carga previsto	Ubicación posible del punto de conexión		
					Viviendas unifamiliares	Aparcamientos en edificios de viviendas	Otras instalaciones
Monofásica	Base de toma de corriente: UNE 20315-1-2.Fig.C2a.	-	10 A ⁽²⁾	1 ó 2	sí	sí	no ⁽⁶⁾
	Base de toma de corriente: UNE 20315-2-11. Fig. C7a.	-	10 A ⁽²⁾	1 ó 2	si	si	no ⁽⁶⁾
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ⁽³⁾	16 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	sí
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	32 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	sí
Trifásica	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	16 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	sí
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	32 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	si
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	63 A	⁽⁴⁾	3	no	no	sí

De la Tabla 6 se extrae que el modo de carga para una instalación trifásica de 16 A es el 3 o carga semi-rápida. Para este tipo de recarga es de obligado cumplimiento que las bases y conectores estén incorporadas en un SAVE, que es un dispositivo que contiene las protecciones de la estación de recarga, el cable de conexión y el conector. Además, realiza la función comunicativa entre el vehículo eléctrico y la instalación fija.

En cuanto al tipo de conector, el que se ha de utilizar es el tipo 2 o Mennekes, que es el normalizado como estándar europeo.

Cabe explicar que actualmente no todos los coches eléctricos se pueden recargar con el tipo de alimentación elegida, pues algunos de estos coches no admiten la carga trifásica. Debido a esto, se escoge una estación de recarga que permita una entrada de corriente trifásica pero una salida en monofásica o trifásica según las necesidades del propio vehículo. Así se consiguen tiempos de recarga menores sin excluir a los coches que no puedan cargar en trifásico.

Además de lo ya mencionado, la estación de recarga escogida incluye: manguera, una comunicación Ethernet de aviso de desconexión y contador de energía. También cuenta con un regulador de corriente en función del tipo de vehículo a estacionar y con toda la protección necesaria según normativa contra impactos mecánicos y penetración del agua. La estación de recarga será suministrada por la empresa ABB (se adjunta ficha técnica en el Anexo VII).

4.3.3. Cableado

Como ya se ha aclarado anteriormente el cableado consta de dos tramos trifásicos. Así, el primer tramo deberá transmitir la intensidad correspondiente a toda la instalación de recarga de vehículos eléctricos, mientras que el segundo únicamente la correspondiente a cada circuito de recarga. Para ambos tramos se eligen cables de cobre tetrapolares (3F+N) de tensión asignada 0,6/1 kV con aislamiento de XLPE proporcionado por el fabricante Top Cable.

Por otro lado, tal y como dicta la normativa ITC-BT-52 [23], la caída de tensión máxima admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de recarga no puede ser superior al 5%. Puesto que ya hay una caída de tensión inherente del 2 % desde el transformador de la compañía distribuidora hasta el punto de conexión de la instalación, la caída de tensión correspondiente resulta del 3 %. Por ello, y análogamente al cálculo del cableado de la instalación fotovoltaica, este valor del 3 % se reparte proporcionalmente en función de su longitud, resultando una caída de tensión de 2,7 % para el primer tramo y 0,3 % para el segundo tramo.

4.3.3.1. Cableado entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario

Acorde a la normativa, para el cálculo del cableado se aplica el criterio de caída de tensión y el criterio térmico, y a continuación se elige el más restrictivo. Atendiendo al proceso de cálculo descrito en el Anexo II-A la sección mínima para este tramo resulta de 35 mm² que se corresponde con una intensidad normalizada de 137 A. El método de instalación es de tipo bandejas malla (método de instalación E según la ITC-BT-19 [23]).

4.3.3.2. Cableado entre el cuadro eléctrico secundario y las estaciones de recarga

A diferencia del tramo anterior, en este tramo los conductores tetrapolares se encuentran enterrados, por lo que para el criterio térmico habrá que aplicar un determinado factor de corrección tal y como se detalla en el Anexo II-A. Realizando los cálculos, aunque las secciones mínimas comerciales resulten de 1'5, 2'5, 4 y 6 mm² en función de la distancia de cada estación al cuadro secundario, la ITC-BT-07 [23] prohíbe secciones menores de 6 mm² para conductores enterrados. Por lo tanto, a esta última sección le corresponde una intensidad máxima admisible de 44 A.

4.3.4. Protecciones

4.3.4.1. Protecciones en el tramo de CA

Las protecciones de las que se dispone en este proyecto se organizan en dos niveles, el primero situado en el CGBT, y el segundo situado en el cuadro eléctrico secundario donde se distribuye la corriente a cada estación de recarga. Las distintas protecciones se explican en cada apartado correspondiente. De la misma manera que para la instalación fotovoltaica los cálculos de las comprobaciones de acoplamiento entre la protección y el circuito a proteger se encuentran en el Anexo II-B.

- Protección contra sobreintensidades

Para la protección contra sobreintensidades se dispone de interruptores automáticos que protejan al circuito tanto de sobrecargas como de cortocircuitos. La LGA de la nave que llega hasta el cuadro eléctrico secundario se protege con un interruptor general automático (IGA).

El interruptor automático elegido es el modelo Micrologic 2.2 LV431475 suministrado por el fabricante Schneider Electric, con un poder de corte de 36 kA.

Para modos de carga 3, como es el caso, la ITC-BT-52 [23] además de un IGA requiere la selección de un interruptor automático magnetotérmico que proteja el circuito que alimenta la estación de recarga. Estos dispositivos serán de corte omnipolar con una curva de funcionamiento tipo C.

El interruptor magnetotérmico elegido para cada estación de recarga es el Compact NSXm LV4266111 del fabricante Schneider Electric con un calibre de unidad de disparo de 25 A y un poder de corte de 16 kA. Lo que se traduce en el cumplimiento de las tres condiciones necesarias exigidas por normativa.

- Protección contra sobretensiones

Tal y como redacta la normativa ITC-BT-52, todos los circuitos han de estar protegidos contra sobretensiones tanto temporales como transitorias. Los dispositivos contra sobretensiones temporales deben ser adecuados a la máxima sobretensión entre fase y neutro prevista y se situarán en el cuadro secundario. Los dispositivos contra sobretensiones transitorias, sin embargo, deben estar instalados en la proximidad del origen del circuito primario, y si dicho dispositivo estuviese situado a más de 10 metros de la estación de recarga se recomienda instalar un dispositivo adicional de protección contra sobreintensidades transitorias.

La protección contra sobretensiones temporales se realiza mediante la instalación de un dispositivo Tipo 2 instalado en el cuadro general de distribución y otro dispositivo Tipo 3 instalado en el cuadro secundario, pues ya hay instalado un dispositivo Tipo 1 en el contador general de la nave. Según la ITC-BT-23 [23] apartado 4 Tabla 1, el nivel de protección del dispositivo contra sobretensiones transitorias, por tener una alimentación trifásica y pertenecer a la categoría III (pues el dispositivo se instala en un cuadro secundario) debe ser inferior o igual a 4 kV. Además, la tensión máxima de servicio permanente para ambos dispositivos para una red de distribución TT es de 440 V acorde a la normativa vigente. Según lo establecido en la UNE-HD 60364-5-534 la corriente nominal de descarga no ha de ser inferior a 5 kA y 8/20 μ s entre fase y neutro. En base a los hechos anteriores se escoge, finalmente, un limitador de sobretensión Tipo 2 del fabricante Schneider Electric de modelo iPF e iPRD A9L40600 que cumple con las características que aquí se han expuesto. El mismo modelo se usará para el limitador Tipo 3 por ser, asimismo, compatible.

En cuanto a los modelos de limitadores de protecciones temporales, puesto que ya hay instalado uno, se instalará otro junto a la estación de recarga en la caja de derivación. Este limitador será un modelo iDPN Vigí-A9N26500 suministrado por el fabricante Schneider Electric.

- Protección para garantizar la seguridad

La protección mediante contactos directos se garantiza mediante el aislamiento adecuado de las partes activas y la instalación de envolventes en las mismas. Para ello tanto las estaciones de recarga como el cuadro eléctrico de distribución se dotan con envolventes de una protección de IP54 y IP4X, respectivamente. Con el fin de proteger a la instalación frente a contactos indirectos, según la normativa cada uno de los circuitos de recarga se ha de proteger mediante un interruptor automático definido en los apartados anteriores, evitando así el disparo intempestivo de la protección durante el proceso de carga. También será necesaria la protección de equipos de clase II.

A las medidas anteriormente expuestas se le añade la instalación a cada punto de conexión de una protección diferencial de corriente diferencial-residual asignada máxima de 30 mA y clase A. Se escoge un interruptor diferencial de modelo Acti 9 iIDK RCCB con sensibilidad de 30 mA de puesta a tierra y 25 A de corriente nominal para cada estación. Para la instalación general se escoge un diferencial acorde a la corriente correspondiente, del mismo modelo y con sensibilidad de 300 mA, ambos suministrados por Schneider Electric.

Por último, se calcula el conductor de protección que por normativa (ITC-BT-18 [23]) es de obligado cumplimiento instalar. Este conductor se ha de disponer tanto en cada una de las estaciones de recarga del vehículo como en el circuito de origen. Las secciones mínimas de los conductores de protección para ambos casos resultan de 16 mm².

4.3.4.2. Puesta a tierra

Acorde a la normativa ITC-BT-52 [23], cada poste de recarga ha de disponer un borne de puesta a tierra conectado al circuito general de puesta a tierra de la instalación, en este caso, conectado a al circuito de puesta a tierra ya existente. Según este circuito (esquema TT), los conductores de protección hallados en el apartado anterior se conectan con puntos de puesta a tierra que posee la instalación y que ya se han explicado en apartados anteriores.

Por último, tal y como exige la normativa, el conductor de protección que une cada punto de recarga con la red de tierra ha de ser un cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con terminales apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

4.4. Normativa

A continuación se recoge la normativa aplicable a este proyecto, tanto la relacionada con los equipos y el cálculo de los mismos, como aquella que recoge la disposición exigida de ambas instalaciones, la fotovoltaica y la de recarga de vehículos eléctricos.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC). Este proyecto ha tenido en cuenta las siguientes ITC:
 - ITC-BT-07. Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión.
 - ITC-BT-08. Sistema de conexión de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
 - ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra.
 - ITC-BT-19. Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales.
 - ITC-BT-20. Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación.
 - ITC-BT-22. Protección contra sobreintensidades.
 - ITC-BT-23. Protección contra sobretensiones.
 - ITC-BT-24. Protección contra los contactos directos e indirectos.
 - ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de Baja Tensión.
 - ITC-BT-52. Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.
 - Guía-BT-Anexo II. Cálculo de las caídas de tensión.
- Real Decreto 134/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. En concreto en este proyecto se hace uso de su documento básico de ahorro de energía (DB-HE-5) por el que se establece las reglas y procedimientos que permiten cumplir las exigencias para la contribución mínima de energía solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

5. RESULTADOS

En esta sección se comentan los resultados obtenidos en los estudios energético y económico, estudios que se realizan para evaluar la viabilidad de este proyecto.

5.1. Resultados energéticos

Cualquier análisis energético se compone de objetos que generan energía y términos que la consumen. En este caso está, por un lado, la instalación fotovoltaica conectada a red que genera energía, y por el otro, las cargas conectadas a la misma red que la consumen. Los cargos consumidoras son tanto los consumos actuales como las estaciones de recarga futuras de vehículos eléctricos.

En este apartado se muestran las soluciones del análisis desarrollado en el Anexo III, en el que se calcula la estimación de generación fotovoltaica a través del simulador PVSyst (Anexo III-A), así como el balance energético entre generación-consumo de la instalación (Anexo III-B).

Antes de nada, cabe explicar que esta nave es parte de una línea general (LGA) a la que se conectan otros edificios como la torre de pruebas o las oficinas. La instalación fotovoltaica por lo tanto aunque esté conectada a la red interior de la nave logística podrá abastecer a los demás usos en caso de consumo insuficiente en la misma. Esto es así porque cuando un generador fotovoltaico situado cerca de los receptores y una red de distribución se encuentran en paralelo, la energía fotovoltaica siempre prima sobre la de la red, pues los electrones siempre escogen el camino de mínima resistencia; o, lo que es lo mismo, el camino más corto entre generación y consumo.

A continuación se presentan los perfiles horarios de generación y de consumo que se dan tanto para el fin de semana como para un día laborable normal. En este primer análisis ambos consumos son los actuales correspondientes a la nave logística.

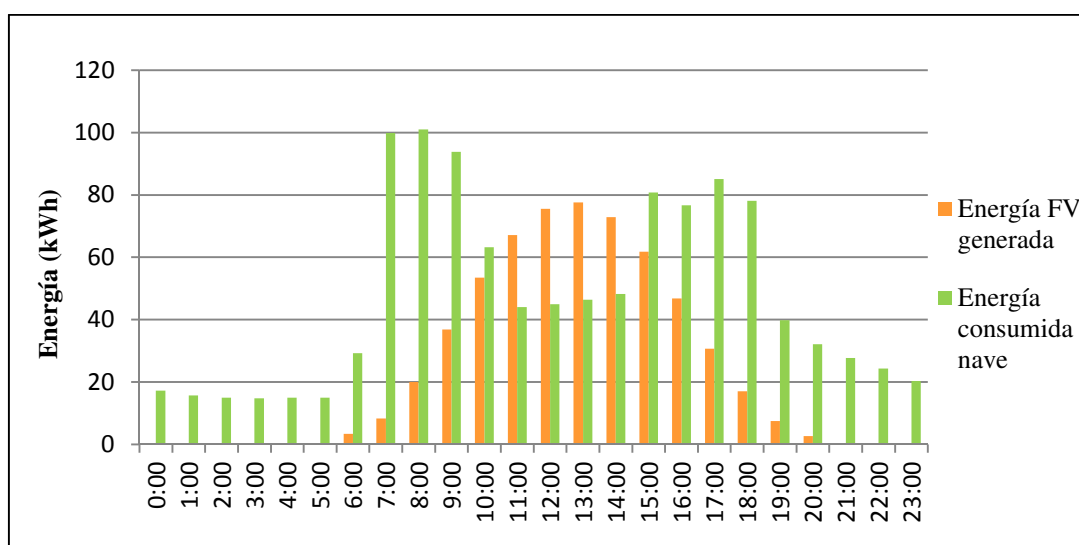


Gráfico 6. Perfil horario de la energía fotovoltaica producida y de la consumida por la nave en días laborables (kWh).
Fuente: elaboración propia.

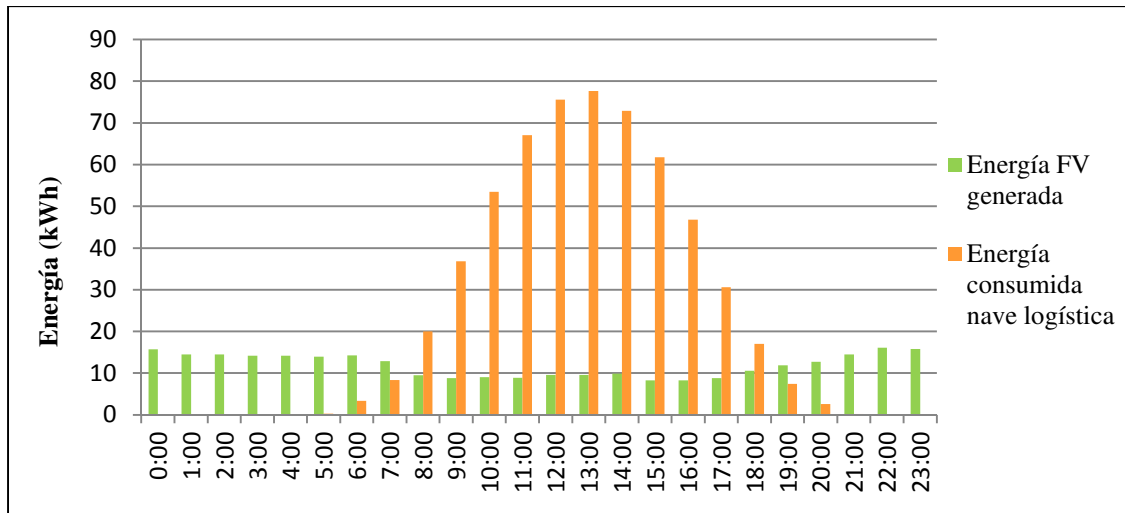


Gráfico 7. Perfil horario de la energía fotovoltaica producida y de la consumida para la nave en fines de semana y festivos (kWh). Fuente: elaboración propia.

Con respecto al periodo de fin de semana como los consumos de la nave son insuficientes es necesario cubrir los excedentes energéticos para no malgastar la energía. Como ya se ha mencionado, cuando hay excedentes de energía esta se puede consumir en los demás edificios alimentados por la LGA (oficinas, torre de pruebas...). A continuación se representa esta situación para el periodo fin de semana/festivo:

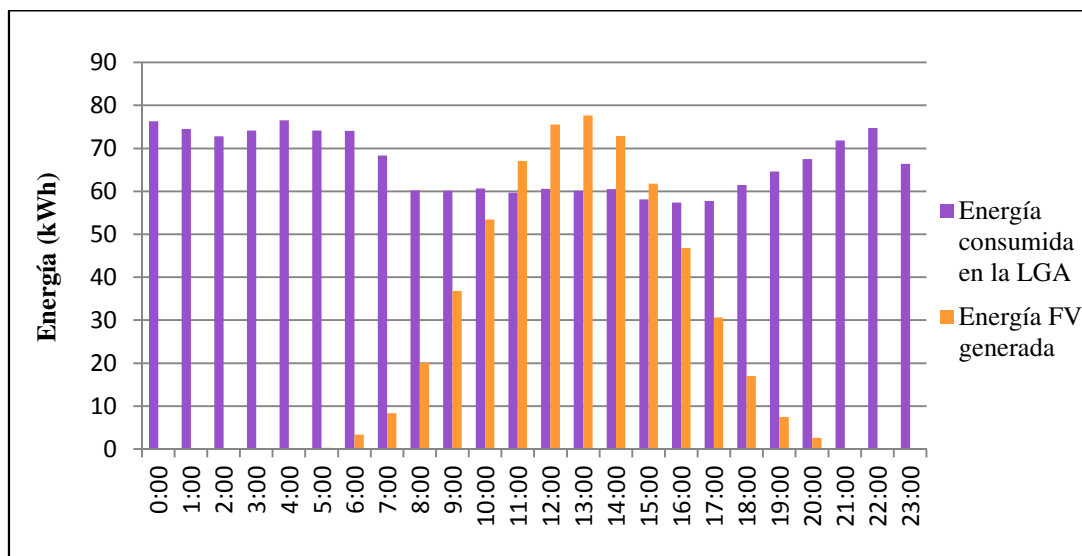


Gráfico 8. Perfil horario de la energía FV producida y de la consumida por todos los usos alimentados de la LGA en fines de semana y festivos (kWh). Fuente: elaboración propia.

Se observa claramente que sigue habiendo un repunte de excedentes en las horas pico. La solución ante esta problemática, después de descartar otras opciones como devolverla a la red o almacenarla en baterías (opciones justificadas en el Anexo III-B), es finalmente, programar la recarga de carretillas elevadoras en las horas que se dan los mencionados excedentes.

Se ha elegido esta opción pues además de ser la más económica, implica adaptar el consumo a la generación, por lo que no es necesario recurrir ni a recursos ni a inversiones adicionales. Igualmente, a nivel energético la instalación resulta más eficiente.

Además, si una carretilla consume 10,5 kW en 8-10 horas aproximadamente, todo el excedente fotovoltaico se podrá utilizar para la recarga de cuatro carretillas como máximo durante el fin de semana (dos cada día). Por otra parte, en caso de que se necesite más energía de la solar, se utiliza la de la red correspondiente al periodo P6, el periodo asociado al fin de semana, que es, a su vez, el más económico. Hechas las consideraciones anteriores, se concluye que la opción de recarga de carretillas elevadoras con el excedente fotovoltaico resulta la opción más viable y adecuada para este proyecto.

Por último, para terminar el análisis se evalúa el impacto de la recarga de vehículos eléctricos durante los días laborables, pues durante los festivos no habrá recarga de los mismos. Para ello al promedio de la energía horaria consumida en la nave logística se le suma la instalada para los vehículos eléctricos; posteriormente y de la misma manera que para los casos anteriores, se representa este consumo comparado con la energía fotovoltaica producida. Se representa este análisis en el Gráfico 9:

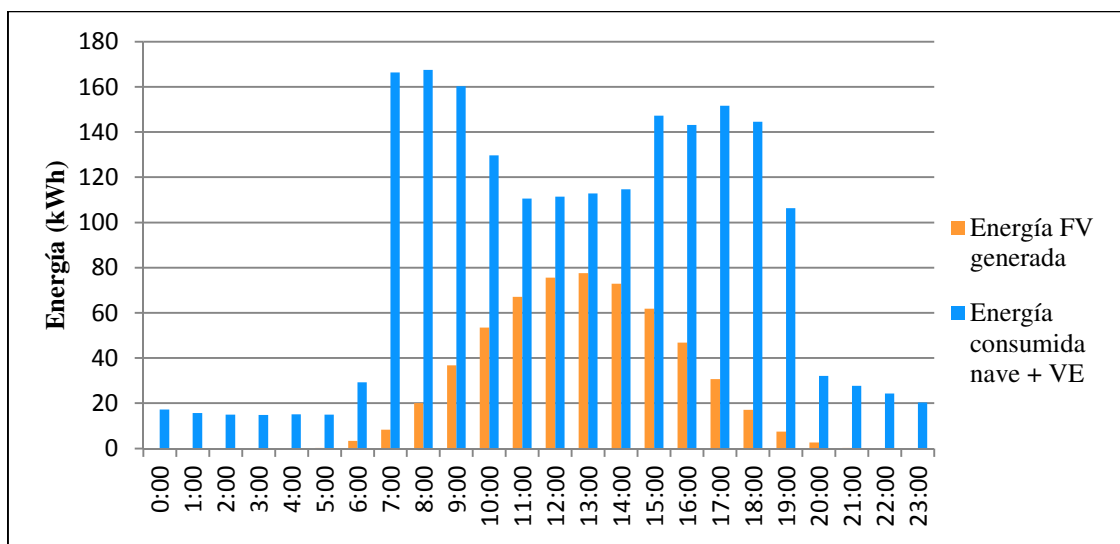


Gráfico 9. Perfil horario de la energía FV producida y de la consumida por la nave contando con la recarga de vehículos eléctricos en días laborables (kWh). Fuente: elaboración propia.

Pese a que queda justificada la instalación de estaciones de recarga de vehículos eléctricos, por conectarse la instalación fotovoltaica a una red interior, ésta podrá abastecer también a los consumos de la red principal. En otras palabras, la instalación de recarga de vehículos eléctricos no condiciona la instalación fotovoltaica, pues esta energía excedente, en ningún caso se derrocharía.

Se concluye entonces que la instalación fotovoltaica no generará excedentes ni durante un día laborable ni en un periodo de fin de semana. No obstante, para asegurar la no inyección a la red, tal y como se exige en la normativa, se ha de colocar un dispositivo de inyección 0 en el punto de conexión de la red de la empresa con la red distribuidora.

5.2. Resultados económicos

En este apartado se valoran tanto los beneficios económicos que la instalación de un generador fotovoltaico produce como la inversión que hay que realizar para la construcción del mismo. Además, se evalúa la viabilidad del proyecto con parámetros económicos tales como el VAN y el TIR.

Primeramente, debido a que la instalación no inyecta ningún excedente en la red, los beneficios se contabilizan por toda la energía que se dejaría de comprar a la empresa distribuidora debido a la generación fotovoltaica. Para ello primero se ha de tener en cuenta el periodo en el que la energía se produce, pues el precio cambia según esta variación. Una vez realizada la distribución de la energía generada por periodos, se le asocia a cada periodo un importe. El resultado de esta distribución monetaria se recoge en la Tabla 7 (véase el detalle del proceso de cálculo en el Anexo IV-A).

Tabla 7. Beneficios económicos que aporta la instalación FV para cada periodo (€). Fuente: elaboración propia.

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	202	390	0	0	0	136
Febrero	252	437	0	0	0	155
Marzo	0	0	144	401	0	377
Abril	0	0	0	0	651	314
Mayo	0	0	0	0	780	265
Junio	481	91	232	191	0	350
Julio	1.247	209	0	0	0	266
Agosto	0	0	0	0	0	985
Septiembre	0	0	449	316	0	271
Octubre	0	0	0	0	552	160
Noviembre	0	0	55	387	0	165
Diciembre	170	267	0	0	0	154

Finalmente sumando los beneficios producidos cada mes para cada periodo se halla el beneficio económico anual que la instalación fotovoltaica genera; y que es igual a **11.501 €/año**.

Por otro lado, se calcula la inversión de las instalaciones. Por ser estas la suma de cada una de las partidas que componen cada instalación (desglosadas en el Anexo IV-B) se exponen únicamente en este apartado el resultado de las mismas. Así pues la inversión total resulta de:

- Instalación fotovoltaica: **115.351 €**
- Instalación para recarga de vehículos eléctricos: **12.783 €**

Cabe explicar que el balance económico se hace para la instalación fotovoltaica, pues además de que son instalaciones separadas y se pueden llevar a cabo separadas, la instalación de recarga de vehículos eléctricos no produce beneficios.

Finalmente, con el fin de completar el análisis de rentabilidad cabe añadir que a la inversión inicial se le han de sumar gastos de operación y mantenimiento necesarios durante toda la vida útil de la instalación. También se tienen en cuenta parámetros como la devaluación del dinero por el cual el dinero actual vale más que el dinero futuro, y el interés de referencia (fijado en un 5 % [26]), ambos parámetros necesarios para la obtención del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). El parámetro del Pay-back o periodo de retorno, en cambio, únicamente evalúa el tiempo que se tarda en recuperar la inversión.

Así pues, después de finalizar el análisis se obtienen los resultados siguientes:

- VAN: **48.313 €**
- TIR: **8,58 %**
- Pay-back: **11 años**

En todo proyecto si el VAN es positivo significa que la inversión se puede ejecutar, pues se van a obtener beneficios. Además, si el TIR supera el interés de referencia quiere decir que el proyecto es atractivo y se puede llevar a cabo. Por último se observa cómo de los 25 años que la instalación se supone que estará en marcha, en 16 se producirán beneficios.

Por todo ello se concluye que, la construcción de esta instalación fotovoltaica no solo permitirá evitar emisiones contaminantes a la red sino que además, es rentable económicamente y producirá beneficios durante 16 años.

6. CONCLUSIONES

Se ha dimensionado la instalación fotovoltaica pensada para este proyecto compuesta por 26 ramas en paralelo de 16 módulos cada una. Los módulos fotovoltaicos a su vez poseen 280 Wp de potencia con una orientación de -34° y una inclinación de 30° . Debido a que esta disposición no es la óptima y a que existe una torre que provoca el sombreado de parte del generador, el conjunto de pérdidas por orientación, inclinación y sombreado resulta de 10 %, valor aceptado por normativa.

Después de establecer la potencia pico del generador fotovoltaico en 116 kW, por existir pérdidas en la instalación se elige un inversor centralizado de 100 kWn. El inversor será el encargado de transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos, a su vez agrupados en las cajas de conexión, en corriente alterna trifásica para inyectarla al cuadro general de baja tensión de la nave. Por otro lado, las secciones del cableado serán aquellas que cumplan con los límites de caídas de tensión e intensidad admisible establecidas por el IDAE, y las protecciones, las necesarias para asegurar la instalación contra sobreintensidades, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

El proyecto redacta también las condiciones técnicas necesarias para la implantación de seis puntos de recarga con toma trifásica de 16 A y 11,085 kW de potencia. La alimentación que llega a la estaciones de recarga procede del cuadro de baja tensión de la nave logística al que se conecta asimismo la instalación fotovoltaica. El circuito de recarga, al igual que el circuito fotovoltaico, quedará protegido frente a sobreintensidades, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

De la simulación de la instalación fotovoltaica en el programa PVSyst se estima que la generación anual asciende a 177 MWh. Ahora bien, por no ser siempre igual la curva de consumo, se han tenido que analizar dos situaciones diferentes. Por un lado, del análisis energético se concluye que la curva de consumo para un día laborable, que incluye tanto los consumos propios de la nave como la recarga de vehículos eléctricos, es considerablemente superior que la curva de generación fotovoltaica, por lo que no se producirá ningún excedente. Por otro lado, durante el fin de semana se tendrán que utilizar los consumos asociados a la línea general de alimentación a la que está conectada la nave logística para cubrir la generación fotovoltaica. Con todo y con esto debido a que aún así quedan picos de 20 kW sin consumirse, se decide que la mejor opción es programar carretillas elevadoras en las horas en las que se producen estos excedentes. Así pues, toda la energía generada se consumirá en la propia red sin necesidad de recurrir ni a recursos ni a inversiones adicionales.

Por último, mediante un análisis de rentabilidad, que considera los beneficios económicos de la instalación fotovoltaica, valorados en **11.501 €/año**, y su presupuesto, correspondiente a **115.351 €**, se concluye que el periodo de retorno de la inversión resulta de 11 años, con un VAN positivo y una TIR del 8,58 %, parámetros a través de los cuales se justifica la viabilidad del proyecto. Asimismo, se calcula el presupuesto de la instalación de recarga de vehículos eléctricos, que es de **12.783 €**.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Jaime González Velasco, *Energías renovables*. Barcelona: Editorial Reverté, 2009.
- [2] Vv Aa, *Replanteo de Instalaciones Solares Térmicas. Energía y agua.*: Ediciones Rodio, 2015.
- [3] José Roldán Vilorio, *Energías renovables. Lo que hay que saber*. España: Ediciones Paraninfo, 2013.
- [4] Lorenzo Rodríguez de Luis. (2004) CURSOLAR. Universidad de Jaén. [Online]. <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/>
- [5] Noor Syahirah Mohd Hussin et al., "Performance Factors of the Photovoltaic System: A review," in *UTP-UMP-VIT Symposium on Energy Systems 2018*, 2018.
- [6] Izaskun Izairoz Latasa, *Análisis de la potencia disipada y temperatura que alcanza una célula fotovoltaica.*, 2011.
- [7] Oscar Perpiñán, *Energía solar fotovoltaica.*, 2018.
- [8] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, "Photovoltaics report," Freiburg, 2018.
- [9] Red Eléctrica de España, "El Sistema Eléctrico Español," Madrid, 2017.
- [10] Renewable Energy Policy Network for the 21st century (REN21), "Renewables 2018. Global Status Report," Germany, 2018.
- [11] Red Eléctrica de España, "Renewable Energy in the Spanish Electricity System," 2017.
- [12] Red Eléctrica de España, "Avance del Informe del sistema eléctrico español," 2018.
- [13] IRENA (2018), "Renewable Power Generation Costs in 2017," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.
- [14] Christoph Kost, Shivenes Shammugam, Verena Jülch, Huyen-Tran Nguyen, and Thomas Schlegel, "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies," Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018.
- [15] OMIE, "Informe de precios 2018," 2018.
- [16] "España dobla las matriculaciones de vehículos eléctricos durante 2018," *El Confidencial*, Enero 2019.
- [17] Scott Hardman, Alan Jenn, and Jonn Axsen, "A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure," *ELSEVIER*, 2018.
- [18] International Energy Agency (IEA), "Global Electric Vehicle Outlook 2018. Towards cross-modal electrification," 2018.

- [19] Transport and Environment, "Roll-out of public Electric Vehicle charging infrastructure in the EU. Is the chicken and egg dilemma resolved?," 2018.
- [20] "Pliego Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Instalaciones de energía solar fotovoltaica," Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, 2011.
- [21] Ministerio de Fomento,, 2017.
- [22] Agustín Castejón and Germán Santamaría, *Instalaciones solare fotovoltaicas.*: Editex, 2010.
- [23] Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR),,: Dayton, S.A, 2002.
- [24] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, "Suministro de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red de 2,5 kW. Proyecto SOLARÍZATE," Madrid, 2009.
- [25] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "Contratación de la gestión de las instalaciones solares fotovoltaicas del proyecto SOLARÍZATE," 2015.
- [26] Unión Española Fotovoltaica (UNEF), "Análisis del impacto de la bajada de la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo fotovoltaicas, definidas según la orden IET1045/2014 y ETU130/2017," 2018.
- [27] Dirección general de economía y estadística, "Proyecciones macroeconómicas de la economía española 2018-2020," Banco de España. Eurosistema, 2018.

8. ANEXOS

ANEXO I. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

A. Cálculo del número de módulos

Se diseña la instalación de manera que la tensión producida por el generador fotovoltaico se encuentre siempre dentro de la ventana de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor [7]. El intervalo de tensiones de su punto MPPT se puede encontrar en la hoja de características técnicas (en el Anexo VII adjuntadas). Así pues,

$$N_{\min_serie} = \frac{V_{\min_DC_inversor}}{V_{mppt_panel\ solar}} = \frac{330\ V}{32,3\ V} = 10,21 \cong 11\ mód.\ serie \quad [Ec. 4]$$

$$N_{\max_serie} = \frac{V_{\max_DC_inversor}}{V_{mppt_panel\ solar}} = \frac{700\ V}{32,3\ V} = 21,67 \cong 21\ mód.\ serie \quad [Ec. 5]$$

Donde:

- $V_{\min_DC_inversor}$: tensión mínima del intervalo MPPT del inversor [V]
- $V_{\max_DC_inversor}$: tensión máxima del intervalo MPPT del inversor [V]
- $V_{mppt_panel\ solar}$: tensión del panel en el punto de máxima potencia [V]
- $N_{\min_serie}$: número mínimo de paneles que se pueden disponer en serie
- $N_{\max_serie}$: número máximo de paneles que se pueden disponer en serie

Dependiendo de la configuración en serie adoptada, y para una potencia pico establecida, el número de ramas en paralelo queda también definido. Aunque para elegir la disposición más adecuada a la instalación se estudian también los límites en paralelo del generador fotovoltaico.

De la misma manera, se calcula el número de paneles máximo y mínimo en paralelo que se pueden conectar al inversor para un funcionamiento óptimo. Esta disposición se calcula de la siguiente manera:

$$N_{\min_paralelo} = \frac{\frac{P_{N_inversor}}{V_{\max_DC_inversor}}}{I_{mppt_panel\ solar}} = \frac{\frac{100.000\ W}{700\ V}}{8,69\ A} = 16,44 \cong 17\ mód\ paralelo \quad [Ec. 6]$$

$$N_{\max_paralelo} = \frac{\frac{P_{N_inversor}}{V_{\min_DC_inversor}}}{I_{mppt_panel\ solar}} = \frac{\frac{100.000\ W}{330\ V}}{8,69\ A} = 34,87 \cong 34\ mód\ paralelo \quad [Ec. 7]$$

Asimismo:

- $P_{N_inversor}$: potencia nominal de funcionamiento del inversor [W]
- $I_{mppt_panel\ solar}$: corriente del panel en el punto de máxima potencia [I]
- $N_{\min_paralelo}$: número mínimo de paneles que se pueden disponer en paralelo

- $N_{\text{máx_paralelo}}$: número máximo de paneles que se pueden disponer en paralelo

Cabe explicar que, el número de paneles, tanto en serie como en paralelo, mínimo y máximo se redondea al número mayor y menor correspondientemente para no perder exactitud en el proceso de cálculo.

Por lo tanto, el número de paneles en serie debe estar entre 11 y 22, y entre 17 y 34 módulos en paralelo. En cambio consultando el software PVSyst, el cual considera la pérdida por sobrecarga (pérdida de potencia) entre el generador y el inversor, así como la influencia de la temperatura en el funcionamiento de la célula solar, aconseja un número de paneles en serie de 13 a 18, para una potencia pico de 115 kW.

A continuación se realizan varias simulaciones con algunas de las distintas disposiciones de módulos que propone el software. Para ello se evalúan las siguientes opciones:

Tabla 8. Energía producida para distintas configuraciones de módulos. Fuente: elaboración propia.

Módulos en serie	Módulos en paralelo	TOTAL módulos	Potencia nominal (kWp)	Producción anual (MWh)
18	23	414	116	176,2
17	24	408	114	173,7
16	26	416	116	177,1

No se han evaluado más opciones, pues un número de módulos en serie menor de 16, para un número aproximado de 400 paneles, resulta en pérdidas por sobrecarga del generador. Y un número de más de 18 resulta fuera de los límites del intervalo MPPT del inversor. El objetivo es instalar la máxima potencia sin sub ni sobredimensionar el inversor. Así pues, se elige la última opción, pues es la que mejor se adapta a la cubierta de la nave.

Ahora, con la opción definitiva elegida, se comprueba si existe un acoplamiento adecuado entre el generador y el inversor.

a. Comprobación de los límites de tensión

Para comprobar si la tensión máxima de los módulos fotovoltaicos es admitida por el inversor, se hace uso de la tensión total máxima de cada cadena en la entrada al inversor, que se da cuando la temperatura del módulo es mínima. Se tiene que cumplir la siguiente ecuación:

$$V_{oc}(G_{STC}, T_{MIN}) = N_{MÓD_SERIE} [V_{MÓD_{OC-STC}} + \beta_{V_{oc}}(T_{MIN} - 25^{\circ}C)] < V_{máx_DC_inversor} \quad [\text{Ec. 8}]$$

Donde:

- $V_{oc}(G_{STC}, T_{MIN})$: tensión de circuito abierto del generador en condiciones de radiación estándar, 1000 W/m² y de mínima temperatura [V].

- $V_{MÓD_{OC-STC}}$: tensión en circuito abierto del módulo en condiciones estándar [V].
- $\beta_{V_{oc}}$: es la pérdida porcentual de tensión en circuito abierto del módulo solar por cada grado de diferencia entre la temperatura ambiente de referencia 25 °C y la temperatura de operación de las células. Cuanto menor, mejor. $\beta_{V_{oc}} = -0,31 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
- T_{MIN} : temperatura mínima que alcanza el módulo. Se toma el valor conservador de -10 °C.

Operando:

$$V_{oc}(G_{STC}, T_{MIN}) = 16 \cdot \left[39,4 + -0,0031 \frac{V}{^{\circ}\text{C}} (-10 - 25) \right] = 627,33 \text{ V} < 800 \text{ V}$$

Por lo tanto, se cumple que, la máxima tensión de circuito abierto del campo fotovoltaico es menor que la tensión de entrada al inversor.

b. Comprobación de los límites de intensidad

Para comprobar si la intensidad máxima de los módulos fotovoltaicos es admitida por el inversor, se hace uso de la intensidad máxima proporcionada por el conjunto de las líneas del generador fotovoltaico. Se debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(G_{STC}, T_{MAX}) = N_{MÓD_PARALELO} \cdot [I_{MÓD_{SC-STC}} + \alpha_{I_{sc}}(T_{MAX} - 25^{\circ}\text{C})] < I_{máx_DC_inversor} \quad [\text{Ec. 9}]$$

- $I_{sc}(G_{STC}, T_{MAX})$: corriente máxima del generador en condiciones de radiación estándar, 1000 W/m² y de máxima temperatura [A].
- $I_{MÓD_{SC-STC}}$: corriente de cortocircuito del módulo en condiciones estándar [A].
- $\alpha_{I_{sc}}$: es la pérdida porcentual de corriente de cortocircuito de la placa solar por cada grado de diferencia entre la temperatura ambiente de referencia 25 °C y la temperatura de operación de las células. Cuanto menor, mejor. $\alpha_{I_{sc}} = 0,06 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
- $T_{MÁX}$: temperatura máxima que alcanza el módulo. Se toma el valor conservador de +70 °C.
- $I_{máx_DC_inversor}$: corriente de entrada máxima al inversor [A].

Sustituyendo en la ecuación 9:

$$I_{sc}(G_{STC}, T_{MAX}) = 26 \cdot \left[9,20 + 0,0006 \frac{V}{^{\circ}\text{C}} (70 - 25) \right] = 240 \text{ A} < 320 \text{ A}$$

Por lo tanto, se cumple que la máxima corriente del campo fotovoltaico a temperatura máxima es menor a la máxima corriente de entrada al inversor.

B. Orientación e inclinación de los módulos

El DB-HE 5 [21] considera como orientación óptima el sur, lo que implica un acimut de 0 °C de los módulos fotovoltaicos. En cambio, la inclinación óptima, se establece en base a la tabla siguiente proporcionada por el IDAE [20], que varía dependiendo del periodo en el que se quiera utilizar la energía producida.

Tabla 9. Inclinación óptima de un sistema fotovoltaico [20].

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Puesto que se pretende hacer uso de la instalación durante todo el año, la inclinación que hace máxima la energía producida es de:

$$\beta_{opt} = 40,33^\circ - 10^\circ = 30,33^\circ \quad [\text{Ec. 10}]$$

Sin embargo, antes de elegir la configuración definitiva, es importante tener en cuenta la superficie a utilizar, pues muchas veces prima este factor antes que una inclinación y orientación óptimas.

La Tabla 10 considera las distintas opciones con los principales parámetros con las que se evalúan. Estas opciones se han obtenido mediante simulaciones con el software PVSyst.

Tabla 10. Energía producida para distinta orientación e inclinación de los módulos. Fuente: elaboración propia.

	Módulos en serie	Módulos paralelo	TOTAL	Potencia nominal (kWp)	Producción anual (MWh)
Incl. 30° /Ac. 0°	16	26	416	116	171,7
Incl. 10° /Ac. 0°	16	26	416	116	160,6
Incl. 10° /Ac. -34°	16	26	416	116	158,6
Incl. 30° /Ac. -34°	16	26	416	116	167,1

Cabe explicar que se evalúa un acimut de 34° orientación Este porque la fábrica está orientada de esta manera. Con esta tabla se pretende mostrar como dependiendo de la orientación e inclinación, la energía anual fotovoltaica producida varía para las distintas configuraciones.

De la configuración elegida se halla la potencia pico del generador fotovoltaico:

$$P_{GEN_FV \text{ máx}} = N_{MÓD_TOT} \cdot P_{MOD} = 416 \cdot 280W = 116,5 \text{ kW} \quad [\text{Ec. 11}]$$

Aunque tanto en el manual del software, el cual aconseja un ratio $P_{GEN_FV \text{ máx}}/P_{N_inversor}$ de 1,25-1,3, como en las características técnicas del inversor, las cuales aconsejan como máximo una potencia de campo fotovoltaico de 125 kWp, es decir, de 1,25 de ratio máximo, en este diseño se ha optado por una solución conservadora, con el fin de evitar el sobredimensionamiento del campo fotovoltaico.

C. Distancia mínima entre filas de módulos

En el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, se establece el método de cálculo para hallar la distancia mínima, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura conocida que pueda proyectar sombra. La Figura 5 representa esta situación.

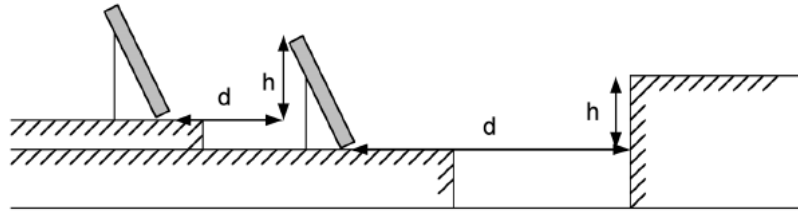


Figura 5. Sombreado entre módulos fotovoltaicos. Método de cálculo [20].

Así pues, la ecuación con la que se calcula esta distancia es:

$$d \geq \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad [\text{Ec. 12}]$$

Siendo:

- h: la proyección vertical de la longitud del módulo [m]
- β : inclinación del panel [°]
- d: distancia mínima requerida para evitar sombras [m]

Sustituyendo en la ecuación 12 para que los módulos no se hagan sombra entre sí, resulta:

$$d \geq \frac{992 \cdot \sin 30^\circ}{\tan(61^\circ - 40,20)} = 1305,7 \approx 1306 \text{ mm} <> 1,31 \text{ m}$$

Y entre los lucernarios y los módulos, la distancia mínima para evitar las sobras resulta de:

$$d \geq \frac{300}{\tan(61^\circ - 40,20)} = 789,75 \approx 790 \text{ mm} <> 0,8 \text{ m}$$

D. Cálculo de pérdidas

En el PCT del IDAE [20] se especifican unos valores máximos de pérdidas que pueden existir por orientación, inclinación y por sombras en una instalación fotovoltaica. Estos valores están recogidos en la Tabla 11.

Tabla 11. Pérdidas máximas admisibles en una instalación fotovoltaica [20].

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Por lo tanto, para esta instalación en concreto, las pérdidas totales admisibles son del 15%.

a. Pérdidas por orientación e inclinación

Para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación distintas de la óptima, se hace uso de la Figura 6 definida para una latitud $\Phi = 41^\circ$ [20]. El primer paso es hallar la intersección entre el límite de pérdidas con la recta de acimut. Estos puntos facilitan los valores de inclinación máxima y mínima admisibles para la instalación que se ha diseñado. Representando el acimut elegido de -34° y la inclinación de 30° en la figura siguiente:

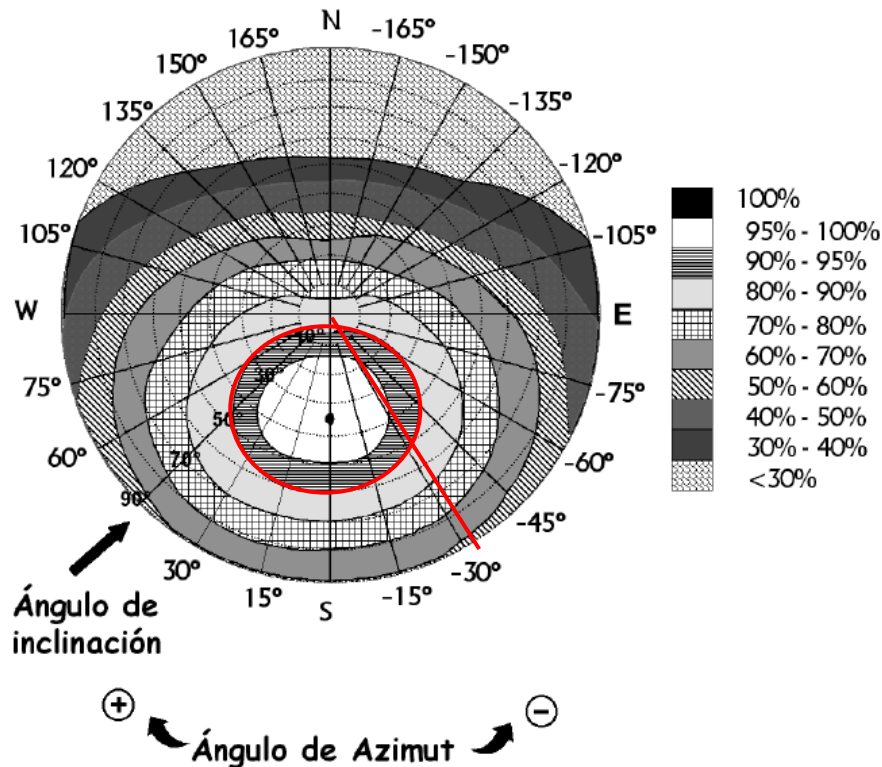


Figura 6. Proceso de cálculo para obtener las pérdidas por orientación e inclinación [20].

Puesto que el máximo admisible para el caso general es un 10 % de pérdidas (en la Figura 6 viene reflejado por el borde exterior de la región 90 % - 95 %), la intersección con el acimut elegido da lugar a los valores de una inclinación máxima de 50°, y una inclinación mínima de 7°.

Se corrigen los valores anteriores para la latitud de la instalación mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación} (\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad [\text{Ec. 13}]$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación} (\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad [\text{Ec. 14}]$$

Particularizando para la instalación del proyecto:

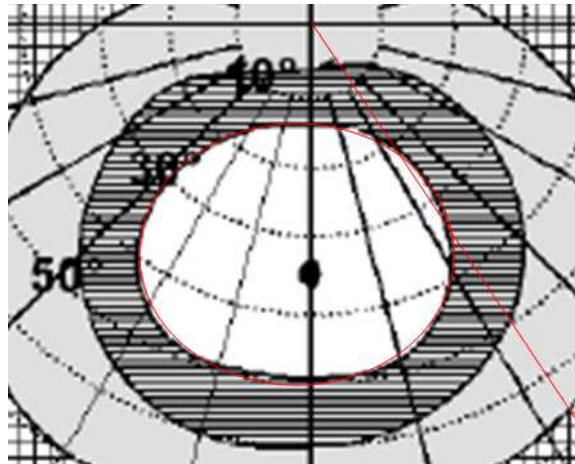
$$\text{Inclinación máxima} = 50^\circ - (41^\circ - 40,33^\circ) = 49,33^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 40,33^\circ) = 6,33^\circ$$

Se concluye que la instalación dimensionada con un acimut de 34° orientación Este, y 30° de inclinación, para una latitud de 40,33° N, cumple con los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación establecidos por el IDAE.

Se comprueba ahora si cumpliría también con una situación de pérdidas del 5% (en la Figura 6 viene reflejado por el borde exterior de la región 95 % -100 %). Esto se realiza para obtener un resultado más exacto en caso de que posteriormente se necesite.

Volviendo a repetir el proceso, se analiza la Figura 6 de nuevo, esta vez con el fin de obtener resultados más exactos.



Ampliación de la Figura 6.

Donde se puede observar unos límites de inclinación máximos y mínimos de 20 y 33,3° respectivamente. Sustituyendo:

$$\text{Inclinación máxima} = 33,33 - (41^\circ - 40,33^\circ) = 32,66$$

$$\text{Inclinación mínima} = 20 - (41^\circ - 40,33^\circ) = 19,33$$

Puesto que la inclinación de 30° se vuelve a encontrar dentro de los límites máximos y mínimos se concluye con unas pérdidas por inclinación y orientación alrededor del 5%.

A pesar de los errores humanos que pueda haber en el proceso, se puede afirmar que las pérdidas se encuentran más cerca del 5 % que del 10 %. Esta información será útil si es preciso cumplir unos límites determinados de conjunto, como posteriormente se explica.

b. Pérdidas de radiación solar por sombras

Para el cálculo de las sombras será necesario utilizar el programa CE3X mediante el cual se obtienen los patrones de sombra de un edificio en un determinado punto de referencia.

El método de cálculo comienza, por determinar el punto de referencia. En este caso este punto es un punto cualquiera que se encuentra entre la proyección de las dos esquinas de la torre cuando el sol se esconde por el Oeste. Se ha escogido uno de los puntos más susceptibles al sombreado.

Cabe explicar que, en función de la orientación, el programa tiene en cuenta la radiación incidente en la fachada. Por lo que, para calcular el patrón de sombras solo es necesario conocer los siguientes datos: la posición del punto de referencia, la posición de los planos que producen sombra y la dirección sur.

Hay dos datos que nos pide el programa para definir el obstáculo: el acimut y la elevación.

1. El acimut es el ángulo que forma el punto considerado con la dirección sur. Los datos que son necesarios introducir en el programa para este caso se encuentran en la siguiente imagen.

Estos son, las distancias y los ángulos correspondientes de las esquinas del obstáculo con la dirección sur en el punto de referencia considerado.

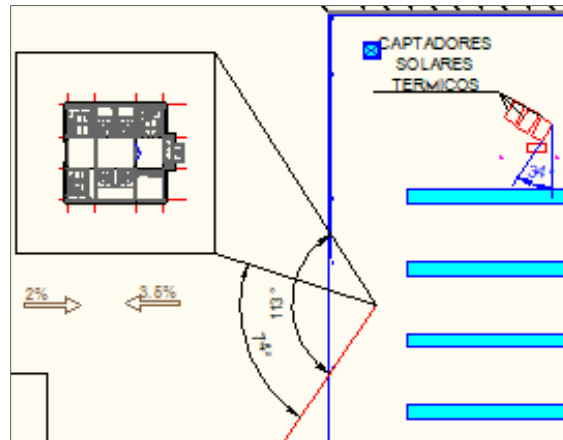


Figura 7. Acimut formado por las esquinas de la torre con la dirección sur en el punto de referencia. Fuente: elaboración propia.

2. La elevación: que es el ángulo que se eleva desde el punto de referencia hasta el vértice más alto situado en las esquinas de la torre. La forma más sencilla de calcular este punto es calculando la tangente de ese mismo ángulo. Para ello se necesita conocer la altura a la cual la torre supera la fachada donde se ubicarán los paneles.

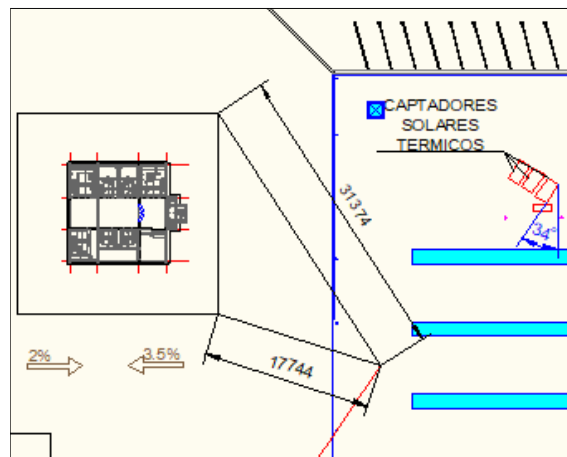


Figura 8. Distancia entre las esquinas de la torre y un punto situado en la cubierta de la nave susceptible de sombra. Fuente: elaboración propia.

Esa altura conocida tiene un valor de 33 m. Aplicando la definición:

$$\text{Elevación (m)} = \square_{\text{torre}} - \square_{\text{nave}} = 43,98 - 10,98 = 33,01 \text{ m} \quad [\text{Ec. 15}]$$

$$\tan \alpha = \frac{33,01}{17,74} = 1,86 \rightarrow \alpha = 61,73^\circ \quad [\text{Ec. 16}]$$

$$\tan \alpha = \frac{33,01}{31,37} = 1,052 \rightarrow \alpha = 46,45^\circ \quad [\text{Ec. 16}]$$

A partir de estos datos calculados se introducen en el software los valores de acimut e inclinación para las dos esquinas de la torre, tal y como se observa en la Figura 9.

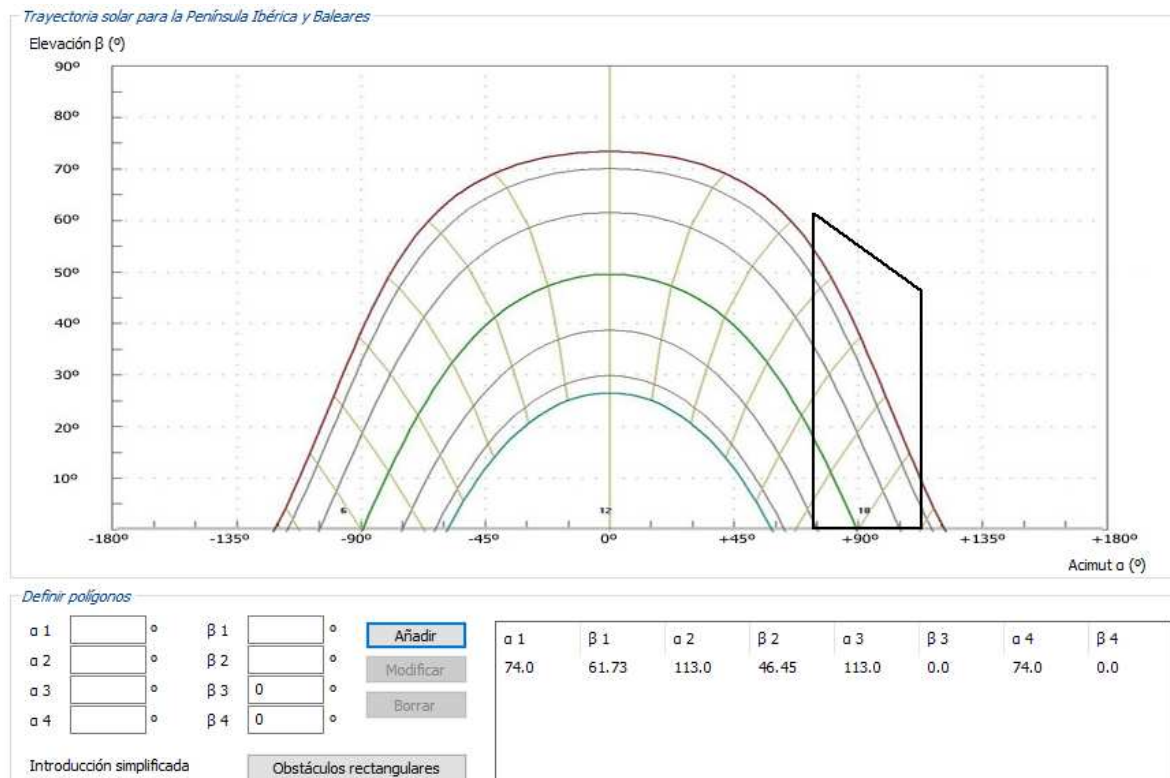


Figura 9. Simulación del sombreado con el software CE3X. Fuente: elaboración propia.

Ahora, tal y como indica el IDAE se escoge la tabla de referencia que resulte más parecida a la superficie de estudio. Esta tabla es la siguiente es la Tabla 12.

Tabla 12. Porcentaje de pérdida de irradiación debida a un objeto que produce sombreado [20].

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Los números que aparecen en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por el obstáculo.

Por lo tanto, superponiendo la Figura 9 en la Figura 10 proporcionada por el IDAE se concluye que el límite de pérdidas es de:

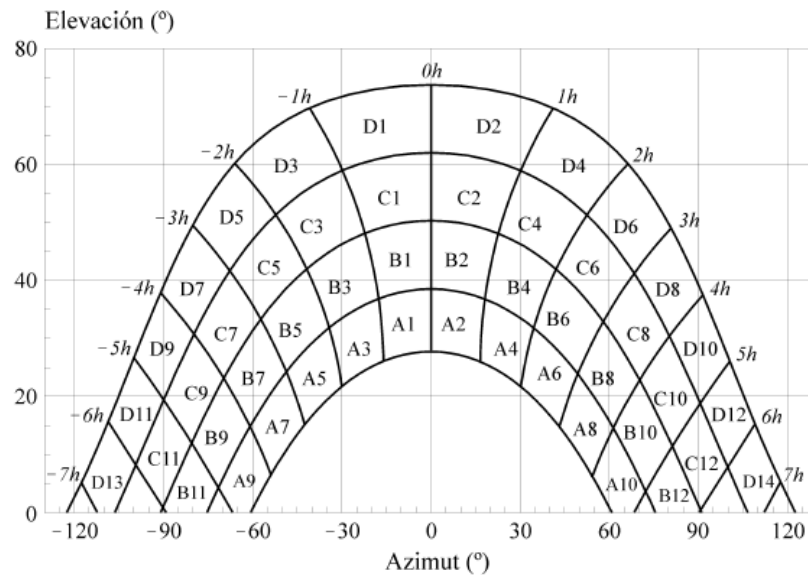


Figura 10. Diagrama de trayectorias del sol [20].

$$\begin{aligned}
 \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} &= B_{12} + B_{10} \cdot 0,25 + \\
 C_{12} + D_{14} + D_{12} + D_{10} + C_{10} \cdot 0,75 + D_6 \cdot 0,25 + D_8 \cdot 0,75 + C_8 \cdot 0,25 &= 0,02 + 0,33 \cdot 0,25 + \\
 0,15 + 0,17 + 0,96 + 1,98 + 0,57 \cdot 0,75 + 4,37 \cdot 0,25 + 3,28 \cdot 0,75 + 1,11 \cdot 0,25 &= 7,62 \%
 \end{aligned}$$

Puesto que los límites máximos de sombreado permitidos por el IDAE son de un 10 % para el caso general, se concluye que la sombra producida en el punto más susceptible de sombreado cumple con los requisitos de pérdidas admisibles.

ANEXO II. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

A. Cálculo de las secciones de cableado

Para el cálculo de las secciones de cualquier cableado es preciso la utilización de las Tablas: 13, 14, 15 y 16 pertenecientes a la norma UNE 20460-5-523:2004. En este anexo se realizarán los cálculos eléctricos tanto de la instalación fotovoltaica como de la recarga de vehículos eléctricos.

Tabla 13. Intensidades admisibles para cables de cobre instalados al aire [22].

UNE 20460-5-523:2004. INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 40 °C EN EL AIRE													
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
Ver tabla 4.7	A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
	B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
	B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
	C					PVC3	PVC2	XLPE3		XLPE2			
	E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
	F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Columna 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sección (mm ²)													
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	—	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	—	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	—	—	—	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	—	—	—	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	—	—	—	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	—	—	—	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	—	—	—	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	—	—	—	315	350	374	401	435	468	490	552	590

Tabla 14. Intensidades admisibles para cables de cobre enterrados [22].

UNE 20460-5-523:2004. INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 25 °C EN EL TERRENO									
Método de instalación	Sección (mm ²)	Número de conductores de cobre cargados y tipo de aislamiento				Número de conductores de aluminio cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3	PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	1,5	20,5	17	24,5	21				
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5	20,5	17	24,5	21
	4	36	29	42	35	27,5	22,5	32,5	27,5
	6	44	37	53	44	34	28	40	34
	10	59	49	70	58	45	38	53	45
	16	76	63	91	75	58	49	70	58
	25	98	81	116	96	76	62	89	74
	35	118	97	140	117	91	76	107	90
	50	140	115	166	138	107	89	126	107
	70	173	143	204	170	133	111	156	132
	95	205	170	241	202	157	131	185	157
	120	233	192	275	230	179	149	211	178
	150	264	218	311	260	202	169	239	201
	185	296	245	348	291	228	190	267	226
	240	342	282	402	336	263	218	309	261
	300	387	319	455	380	297	247	349	295

Cabe explicar que, para la instalación fotovoltaica, el cableado que se encuentra en la cubierta del edificio se dispone en bandejas perforadas en horizontal, mientras que, el cableado que se encuentra dentro del edificio hasta llegar a su conexión con la red interior se canaliza mediante bandejas tipo malla en vertical. Ambos tramos corresponden a un método de instalación tipo E.

En la instalación de recarga de vehículos eléctricos el cableado hasta el cuadro secundario transcurre a través de mallas en vertical correspondientes a un método de instalación E. En el cableado hasta las estaciones de recarga los cables van enterrados, lo que corresponde a un método de instalación D.

Tabla 15. Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta de 40° [22].

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTES DE 40 °C A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES AL AIRE															
Aislamiento	Temperatura ambiente (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
PVC (Termoplástico)	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	–	–	–	–
XLPE, EPR (Termoestable)	1,26	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55	0,45

Tabla 16. Factor de corrección por agrupamiento de conductores [22].

FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES										
Punto	Disposición de los cables	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados sobre una superficie al aire, empotrados o embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto)	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o bandejas sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	—	—	—
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	—	—	—
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	—	—	—
5	Capa única sobre escaleras de cable, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	—	—	—
NOTAS: 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables, cargados por igual. 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes, es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de corrección alguno. 3. Los mismos factores se aplican a: — grupos de dos o tres cables unipolares; — cables multiconductores. 4. Si un agrupamiento se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor de corrección a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores. 5. Si un agrupamiento se compone de n conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como n/2 circuitos de dos conductores cargados o n/3 circuitos de tres conductores cargados.										

Según el Anexo 2 del REBT [23] la determinación reglamentaria de la sección de un cable se basa en el cálculo de la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente los tres criterios siguientes: criterio de la intensidad máxima admisible, criterio de la caída de tensión y criterio de la intensidad de cortocircuito (este último no es aplicable al proyecto por no ser determinante en instalaciones de baja tensión).

En referencia a lo anteriormente expuesto, una vez se aplica el criterio de la intensidad máxima admisible y el criterio de la caída de tensión (c.d.t) se elige el criterio más restrictivo, determinando, así, la sección de cable pretendida.

a) Criterio de la intensidad máxima admisible, por el cual se establece la máxima corriente que puede atravesar por un conductor a una temperatura máxima de los materiales utilizados para su aislamiento. Esta temperatura especificada en la hoja técnica del cable es de 90 °C para aislamientos termoestables (XLPE).

Según la ITC-BT-40 [23] para instalaciones generadoras de baja tensión, entre las que se incluyen las instalaciones fotovoltaicas, los cables de conexión tienen que estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. Por lo que todo el cableado de la instalación fotovoltaica ha de ser multiplicado por 1,25. Por el contrario, no hará falta aplicar este sobredimensionamiento a la instalación de recarga del vehículo eléctrico.

Para aplicar este criterio se necesita conocer la intensidad de cada tramo:

- Instalación fotovoltaica:

- Tramo de CC

1. Entre los módulos y el cuadro de conexión de grupo la intensidad máxima de circulación es igual a la de cortocircuito de los paneles. $I_{adm_{sc}} = 9,20 \cdot 1,25 = 11,5 \text{ A}$
2. Entre el cuadro de conexión de grupo y la caja de CC la intensidad máxima es igual a la intensidad de cortocircuito de los paneles multiplicada por el número de ramas en paralelo que convergen en cada una de las cajas de conexión de grupo. Por haber dos cajas de conexión de grupo: $I_{adm_{G1}} = 9,20 \cdot 15 \cdot 1,25 = 172,5 \text{ A}$ y $I_{adm_{G2}} = 9,20 \cdot 11 \cdot 1,25 = 126,5 \text{ A}$
3. Entre la caja de CC y el inversor la intensidad máxima admisible es la correspondiente a la intensidad de cortocircuito de los paneles multiplicada por el número total de ramas. $I_{adm_{CC_{FV}}} = 9,20 \cdot 26 \cdot 1,25 = 298,75 \text{ A}$

- Tramo de CA

4. Entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT) la intensidad máxima admisible es la que resulta de la fórmula siguiente:

$$I_{CA_{FV}} = \frac{P_{N_{inversor}}}{\sqrt{3} \cdot U_{N_{CA}}} = \frac{100.000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 144,34 \text{ A [Ec. 17]} \quad I_{adm_{CA_{FV}}} = 144,34 \cdot 1,25 = 80,42 \text{ A}$$

- Instalación de recarga de vehículos eléctricos:

- Tramo de CA

1. Entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario la intensidad máxima es la intensidad total de la instalación de recarga:

$$I_{t_{CA_{VE}}} = \frac{P_{total}}{\sqrt{3} \cdot U_{N_{CA}}} = \frac{66.510 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 95,94 \text{ A} \cong 96 \text{ A} \quad \text{[Ec. 18]}$$

2. Entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones de recarga la intensidad máxima admisible es la suministrada a cada una de las estaciones. $I_{CA_VE} = 16 A$

Posteriormente, se aplican distintos factores de corrección a la intensidad calculada si:

- La temperatura ambiente es distinta de 40 °C para instalaciones al aire libre o 25 °C en los tramos de la instalación enterrada. En el caso de la instalación fotovoltaica, haciendo uso de la Tabla 15, se aplica un factor de corrección de 0,95 correspondiente a una temperatura de 45 °C para los dos primeros tramos, que incluyen el cableado desde los paneles solares hasta la caja de CC. En el caso de la instalación de recarga de vehículos eléctricos los cables enterrados que conectan el cuadro secundario con la estación de carga se mantendrán a una temperatura de 25°, por lo que no hará falta aplicar ningún factor de corrección.
- Hay más de un circuito en la misma canalización. En el primer tramo de los módulos fotovoltaicos, atendiendo a la Tabla 16 se escoge el factor de corrección 0,4 que considera el agrupamiento de 16 conductores. En cuanto al segundo tramo se escoge un factor de 0,8 pues son dos cables los que llegan a la caja de CC.

Para el resto de tramos no será necesario aplicar ningún factor de corrección de este tipo.

Finalmente, con la intensidad corregida y según el método de instalación de cada tramo se determina la sección buscada haciendo uso de la Tabla 13 o 14 según corresponda.

b) Criterio de la caída de tensión, por el cual se fija la máxima caída de tensión admisible en un tramo concreto. La diferencia de tensión ha de ser inferior a los límites marcados por normativa; teniendo en cuenta estos límites ya explicados en la solución técnica de la memoria, se halla la sección a través de las siguientes fórmulas.

- Para circuitos monofásicos o de corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{u \cdot C \cdot U} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{u \cdot C} \quad [\text{Ec. 19}]$$

- Para circuitos trifásicos:

$$S = \frac{L \cdot P}{u \cdot C \cdot U_L} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C} \quad [\text{Ec. 20}]$$

Donde:

- s: sección mínima del conductor [mm²]
- L: longitud del tramo para el que se calcula la caída de tensión [m]
- I: corriente máxima de circulación [A]. Es la corriente que se ha descrito en el criterio térmico para cada uno de los distintos tramos.

- u: caída de tensión máxima admisible [V] que podrán sufrir los cables para cada tramo y que viene establecida por normativa en el REBT y el IDAE. Para el tramo de continua existe una tensión máxima igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles en serie de cada ramal ($V_{mppt_ramal} = 32,3 \cdot 16 = 517 \text{ V}$). Por otra parte, la tensión trifásica tanto para la instalación fotovoltaica como para la instalación de recarga es de 400 V. La caída de tensión admisible para cada tramo es:
 - Instalación fotovoltaica:
 - Tramo de CC
 1. Entre los módulos y el cuadro de conexión de grupo: 0,79 %
 2. Entre el cuadro de conexión de grupo y la caja de CC: 0,41 %
 3. Entre la caja de CC y el inversor: 0,3 %
 - Tramo de CA
 4. Entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT): 1 %
 - Instalación de recarga de vehículos eléctricos:
 - Tramo de CA
 1. Entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario: 2,7 %
 2. Entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones: 0,3 %
- C: conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso la del cobre, su conductividad es de: $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ según el Anexo 2 del REBT [23].
- $\cos\phi$: factor de potencia. Para instalaciones solares igual a la unidad según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE [20].

Posteriormente, una vez hallada la sección se escoge la sección normalizada superior a través de la Tabla 13 y 14.

A continuación, se recogen los cálculos realizados en una hoja Excel para cada tramo, y para los dos criterios. El criterio más restrictivo aparece con el fondo naranja.

Nota: los factores de corrección ya están incluidos en los cálculos

❖ INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

– Tramo de CC

Tabla 17. Sección de los cables para el tramo entre los módulos solares y el cuadro de conexión de grupo. Fuente: elaboración propia.

Circuito	Tipo de instalación	V_{mppt} ramal	I_{sc}	Longitud (mm)	u (%)	C (m/ $\Omega \cdot$ mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
S1	E	517	9,2	29.675	0,79	56	2,985	4	31,59	2,5
S2	E	517	9,2	27.619	0,79	56	2,778	4	31,59	2,5
S3	E	517	9,2	29.675	0,79	56	2,985	4	31,59	2,5
S4	E	517	9,2	33.123	0,79	56	3,332	4	31,59	2,5
S5	E	517	9,2	35.179	0,79	56	3,539	4	31,59	2,5
S6	E	517	9,2	37.235	0,79	56	3,746	4	31,59	2,5
S7	E	517	9,2	40.683	0,79	56	4,093	6	31,59	2,5
S8	E	517	9,2	42.739	0,79	56	4,299	6	31,59	2,5
S9	E	517	9,2	44.795	0,79	56	4,506	6	31,59	2,5
S10	E	517	9,2	48.243	0,79	56	4,853	6	31,59	2,5
S11	E	517	9,2	50.299	0,79	56	5,060	6	31,59	2,5
S12	E	517	9,2	52.355	0,79	56	5,267	6	31,59	2,5
S13	E	517	9,2	55.803	0,79	56	5,614	6	31,59	2,5
S14	E	517	9,2	57.859	0,79	56	5,821	6	31,59	2,5
S15	E	517	9,2	59.915	0,79	56	6,027	10	31,59	2,5
S16	E	517	9,2	28.689	0,79	56	2,886	4	31,59	2,5
S17	E	517	9,2	30.745	0,79	56	3,093	4	31,59	2,5
S18	E	517	9,2	32.801	0,79	56	3,300	4	31,59	2,5
S19	E	517	9,2	36.249	0,79	56	3,647	4	31,59	2,5
S20	E	517	9,2	38.305	0,79	56	3,853	4	31,59	2,5
S21	E	517	9,2	40.361	0,79	56	4,060	6	31,59	2,5
S22	E	517	9,2	43.809	0,79	56	4,407	6	31,59	2,5
S23	E	517	9,2	45.865	0,79	56	4,614	6	31,59	2,5
S24	E	517	9,2	47.921	0,79	56	4,821	6	31,59	2,5
S25	E	517	9,2	51.369	0,79	56	5,168	6	31,59	2,5
S26	E	517	9,2	53.425	0,79	56	5,374	6	31,59	2,5

Tabla 18. Sección de los cables para el tramo entre el cuadro de conexión de grupo y la caja de CC. Fuente: elaboración propia.

Circuito	Tipo de instalación	V_{mppt} ramal	I_G	Longitud (mm)	u (%)	C (m/ $\Omega \cdot$ mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
G1	E	517	138	32.124	0,41	56	94,55	95	256	70
G2	E	517	101	36.191	0,41	56	77,17	95	176	50

Tabla 19. Sección del cable para el tramo entre la caja de CC y el inversor. Fuente: elaboración propia.

Circuito	Tipo de instalación	V_{mppt} ramal	I_{CC_FV}	Longitud (mm)	u (%)	C (m/ $\Omega \cdot$ mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
C_FV	E	517	239	17.000	0,3	56	117	120	299	50

– Tramo de CA

Tabla 20. Sección del cable para el tramo entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT). Fuente: elaboración propia.

Circuito	Tipo de instalación	U_{N_CA}	I_{CA_FV}	Longitud (mm)	u (%)	C (m/ $\Omega \cdot$ mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
C_FV	E	400	144,3	10.000	1	56	17,44	25	180,42	70
										95

Nota: como no había protecciones para esta sección se elige la sección normalizada inmediatamente superior

❖ INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Tabla 21. Sección del cable para el tramo entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario. Fuente: elaboración propia.

Circuito	Tipo de instalación	U_{N_CA}	$I_{t_CA_VE}$	Longitud (mm)	u (%)	C (m/ $\Omega \cdot$ mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
C_VE	E	400	96	78.000	2,7	56	27	35	96	25

Tabla 22. Sección de los cables para el tramo entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones de recarga. Fuente: elaboración propia.

Circuito	Tipo de instalación	U_{N_CA}	I_{CA_VE}	Longitud (mm)	u (%)	C (m/ $\Omega \cdot$ mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
E1	D	400	16	8.498	0,3	56	3,50	4	16	1,5
E2	D	400	16	5.998	0,3	56	2,47	2,5	16	1,5
E3	D	400	16	3.568	0,3	56	1,47	1,5	16	1,5
E4	D	400	16	4.598	0,3	56	1,90	2,5	16	1,5
E5	D	400	16	8.498	0,3	56	3,50	4	16	1,5
E6	D	400	16	10.998	0,3	56	4,54	6	16	1,5

B. Cálculo de las protecciones

Siguiendo el procedimiento del apartado anterior, las protecciones aquí calculadas se refieren tanto a la instalación fotovoltaica como a la instalación de recarga de vehículos eléctricos.

Así pues, el cálculo de este apartado será para verificar el adecuado acoplamiento de cualquier dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobrecargas con el circuito a proteger.

El dispositivo que garantiza la protección frente a sobrecargas ha de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad [\text{Ec. 21}]$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad [\text{Ec. 22}]$$

Donde:

- I_B : corriente de diseño de la línea [A]
- I_Z : corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado según la ITC-BT-19 [23].
- I_N : corriente asignada del dispositivo de protección. Es la corriente que se quiere hallar.
- I_2 ó I_f : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección. Según si el dispositivo a utilizar es un fusible o un interruptor automático:

$$I_2 = 1,3 I_N \quad \text{si es un interruptor automático según UNE EN 60947-2} \quad [\text{Ec. 23}]$$

$$I_f = 1,6 \cdot I_N \quad \text{si es un fusible con } I_N \geq 16 \text{ A} \quad [\text{Ec. 24}]$$

$$I_f = 1,9 \cdot I_N \quad \text{si es un fusible con } 4 \text{ A} < I_N < 16 \text{ A} \quad [\text{Ec. 25}]$$

$$I_f = 2,1 \cdot I_N \quad \text{si es un fusible con } I_N \leq 4 \text{ A} \quad [\text{Ec. 26}]$$

Asimismo, el REBT en su ITC-BT-22 [23] exige en el origen de todo circuito la colocación de un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte es igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima en dicho punto.

$$I_{pdc} \geq I_{cc_max} \quad [\text{Ec. 27}]$$

Es necesario, por lo tanto, que para proteger cualquier circuito frente a sobreintensidades se cumplan las tres condiciones anteriores.

❖ INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

- Tramo de CC

1. Fusible en cuadro de conexión de grupo:

Las ramas de los módulos fotovoltaicos se han de proteger con fusibles del tipo gPV. Cada rama de módulos tiene dos fusibles, un para el conductor positivo y otro para el negativo. Ambos fusibles se sitúan en la caja de conexión de grupo.

El fusible escogido tiene una intensidad nominal de 10 A y tiene un poder de corte de 30 kA.

Se comprueba con las expresiones anteriores que el fusible elegido es adecuado para la protección de los módulos fotovoltaicos. Particularizando para este circuito cada uno de los parámetros anteriores:

- I_B : intensidad del módulo en el punto MPPT. $I_B = 8,69 \text{ A}$
- I_Z : intensidad máxima admisible para un conductor de 10 mm^2 (si cumple para la sección más grande cumplirá para el resto de secciones más pequeñas del mismo tramo). $I_Z = 76 \text{ A}$
- I_N : intensidad nominal del dispositivo elegido. $I_N = 10 \text{ A}$
- I_f : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección. Según la ITC-BT-22 [23], para una corriente nominal entre 4 A y 16 A la $I_f = 1,9 \cdot I_N$

$$I_N = 10 \text{ A}$$

$$8,69 \leq I_N \leq 76 \text{ ----> } 8,69 \leq 10 \leq 76$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$I_f = 1,9 \cdot I_N = 1,9 \cdot 10 = 19 \text{ A}$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot 76 = 110,2 \text{ A}$$

$$19 \text{ A} \leq 110,2 \text{ A}$$

Por lo que el fusible elegido cumple para la protección contra sobrecargas. Por otra parte, queda más que justificada la tercera y última condición, pues el fusible por tener un poder de corte de 30 kA supera considerablemente la corriente de cortocircuito de cada rama; es más, incluso si la corriente del resto de ramas confluyesen en una aún se seguiría cumpliendo esta condición. En referencia a las consideraciones anteriores, se concluye que el fusible elegido es apto para proteger las ramas fotovoltaicas.

2. Interruptor automático en el cuadro de conexión

Se disponen dos interruptores automáticos magnetotérmicos en el cuadro de conexión de grupo para proteger a las líneas de conductores que salen de dichos cuadros hasta la caja de conexión de CC. Para este caso se eligen dos magnetotérmicos con corrientes de 160 A y 125 A . Ambos con poder de corte 10 kA .

De la misma manera que en el apartado anterior, primeramente se estudia si los interruptores elegidos cumplen la primera condición contra sobrecargas. Así, cada uno de los parámetros de las expresiones anteriores resultan:

- I_B : intensidad de salida del cuadro de conexión de grupo. Puesto que hay dos cuadros: $I_{B1} = 130,3 \text{ A}$ y $I_{B2} = 95,6 \text{ A}$
- I_Z : corriente admisible del cable correspondiente a sección de 95 mm^2 de cable. $I_{Z1} = 296 \text{ A}$ y $I_{Z2} = 296 \text{ A}$
- I_N : corriente nominal del dispositivo de protección. $I_{N1} = 160 \text{ A}$ y $I_{N2} = 125 \text{ A}$
- I_f : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección. Según la ITC-BT-22: $I_f = 1,3 \cdot I_N$

Sustituyendo en las expresiones:

$$I_{N1} = 160 \text{ A} \quad I_{N2} = 125 \text{ A}$$

$$130,3 \text{ A} \leq I_{N1} \leq 296 \text{ A} \text{ ----> } 130,3 \text{ A} \leq 160 \leq 296$$

$$95,6 \leq I_{N2} \leq 296 \text{ A} \text{ ----> } 95,6 \leq 125 \leq 296$$

$$I_{2,1} = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 160 = 208 \text{ A}$$

$$I_{2,2} = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 125 = 162,5 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 296 = 429,2 \text{ A}$$

$$208 \text{ A} \leq 429,2 \text{ A}$$

$$162,5 \text{ A} \leq 429,2 \text{ A}$$

Por lo que ambos interruptores son válidos para la protección del circuito contra sobrecargas.

Para el caso de los interruptores automáticos la tercera condición también se cumple por ser muy superior el poder de corte de los mismos (10 kA) a la corriente de cortocircuito de ambas líneas.

$$I_{pdc} \geq 130,35 \text{ A} \text{ ----> } 10 \text{ kA} \geq 130,35 \text{ A}$$

$$I_{pdc} \geq 95,6 \text{ A} \text{ ----> } 10 \text{ kA} \geq 95,6 \text{ A}$$

Por lo que el interruptor magnetotérmico protegerá al circuito en el que se dispone contra sobreintensidades.

3. Interruptor en la caja de conexión de CC

Repitiendo el mismo procedimiento y particularizando para este tramo, al cambiar la sección en la caja de conexión de CC se debe colocar una protección al principio de la línea que se quiere proteger. Así se coloca un magnetotérmico de 320 A y poder de corte 100 kA.

Acorde a la normativa se tiene que cumplir:

- I_B : intensidad de salida de la caja de conexión : $I_B = 226,2 \text{ A}$
- I_Z : corriente admisible del cable correspondiente a sección de 120 mm² de cable. $I_Z = 348 \text{ A}$
- I_N : corriente nominal del dispositivo de protección. $I_{N1} = 320 \text{ A}$
- I_2 : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección. Según la ITC-BT-22 [23]:
 $I_2 = 1,3 \cdot I_N$

$$I_N = 320 \text{ A}$$

$$226,2 \text{ A} \leq I_N \leq 348 \text{ A}$$

$$226,2 \text{ A} \leq 320 \leq 348 \text{ A}$$

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 320 = 416 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 348 = 504,6 \text{ A}$$

$$416 \text{ A} \leq 504,6 \text{ A}$$

$$I_{pdc} \geq 226 \text{ A} \text{ ----> } 100 \text{ kA} \geq 226 \text{ A}$$

Por lo que se cumple el requerimiento que establece la normativa de protección contra sobreintensidades.

- Tramo de CA

4. Interruptor automático en el CGBT

Acorde a la normativa presente en la ITC-BT-22 [23] para este tramo se escoge una protección compuesta por un interruptor automático (IA) y un relé térmico.

El IA magnetotérmico ha de poseer un poder de corte superior a la corriente de cortocircuito máxima que pueda producirse en el punto de instalación y en el lugar de colocación de los dispositivos de protección. En este caso, la red de alimentación posee un embarrado con intensidad máxima de 25 kA, por lo que el interruptor magnetotérmico deberá tener un poder de corte superior. Para el dispositivo elegido el poder de corte es de 36 kA (superior a 25 kA).

En cuanto a la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos se aplica las condiciones ya expuestas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Siendo:

- I_B : intensidad nominal del inversor. $I_B = 144,3 \text{ A}$
- I_Z : corriente admisible del cable. En este tramo se corresponde con una corriente de: $I_Z = 259 \text{ A}$ (propio de una sección de 95 mm^2 de cable).
- I_2 : para interruptores magnetotérmicos según la UNE 60947-2 la intensidad de disparo es $I_2 = 1,30 \cdot I_N$.
- I_N : corriente nominal del dispositivo de protección a determinar. $I_N = 160 \text{ A}$.
- I_{cc_max} : corriente de cortocircuito máxima. $I_{cc_max} = 3 \cdot 226 = 678 \text{ A}$.

Sustituyendo en las fórmulas anteriores:

$$I_N = 160 \text{ A}$$

$$144,3 \text{ A} \leq I_N \leq 259 \text{ A}$$

$$144,3 \text{ A} \leq 160 \leq 259 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 348 = 504,6 \text{ A}$$

$$416 \text{ A} \leq 604,6 \text{ A}$$

$$I_{pdc} \geq 678 \text{ A} \text{ -----} > 36 \text{ kA} \geq 678 \text{ A}$$

Cabe explicar que la condición de protección contra cortocircuitos se calcula con una corriente de cortocircuito máxima equivalente a la suma de las intensidades de las tres líneas trifásicas.

Finalmente se puede afirmar que el dispositivo elegido se adapta al circuito a proteger.

❖ INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

1. Interruptor general automático (IGA) en el CGBT

A continuación, se escoge el interruptor automático general que se coloca en el cuadro de baja tensión.

Siguiendo las especificaciones ya mencionadas en la ITC-BT-22 [23]:

- I_B : corriente total que circula desde el CGBT hasta el cuadro secundario [A]. $I_B = 96 A$
- I_Z : corriente admisible del cable para una sección de 35 mm^2 [A]. $I_Z = 110 A$
- I_2 : según la norma del producto que se utilice UNE EN 60947-2. $I_2 = 1,30 \cdot I_N$
- I_N : corriente nominal del dispositivo de protección. $I_N = 100 A$
- I_{pdc} : poder de corte asignado al IGA [A].

La primera condición queda comprobada sustituyendo los valores.

$$96 A \leq 100 A \leq 110 A$$

Puesto que se escoge un IGA de 100 A de cuatro polos, resulta de una I_2 de 130 A, que a su vez cumple con la segunda expresión, pues:

$$130 A \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$130 A \leq 159,5 A$$

$$I_{pdc} \geq 25 \text{ kA}$$

Por último, puesto que este circuito se conecta a la red de alimentación general, el poder de corte mínimo vuelve a ser (al igual que pasaba con la instalación fotovoltaica) de 25 kA. Como el poder de corte del IGA es de 36 kA este interruptor será válido para proteger al circuito.

2. Interruptor automático en el cuadro secundario

Se protege a cada circuito de recarga con interruptores magnetotérmicos. En este caso:

- I_B : corriente suministrada a la estación de recarga [A]. $I_B = 16 A$
- I_Z : corriente admisible del cable para una sección de 6 mm^2 [A]. $I_Z = 66 A$
- I_2 : según la norma del producto que se utilice UNE EN 60947-2. $I_2 = 1,30 \cdot I_N$
- I_N : corriente nominal del automático elegido [A]. $I_N = 25 A$

Sustituyendo los valores en la primera y segunda condición:

$$16 A \leq 25 A \leq 66 A$$

$$1,30 \cdot 25 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

$$32,5 A \leq 95,7 A$$

Quedando comprobada la compatibilidad del interruptor con el circuito a proteger.

ANEXO III. ESTUDIO ENERGÉTICO

A. Simulación en PVSyst

Para poder realmente evaluar una instalación fotovoltaica es necesario estimar la producción anual de energía eléctrica generada. Para ello se recurre al software PVSyst, un programa de simulación que permite realizar el diseño, simulación y el posterior análisis de los datos obtenidos de una instalación fotovoltaica para gran variedad de escenarios.

El programa permite realizar un estudio completo, así como su análisis correspondiente a partir de algunas de las funciones que se mencionan a continuación.

- Cálculo detallado de la producción del sistema mediante la consideración de numerosos factores que permiten una buena semejanza con el proyecto real
- Creación de variantes de la simulación que pueden ser comparadas e interpretadas
- Consideración de sombreados para el perfil de obstáculos mediante herramienta 3D
- Análisis detallado de pérdidas del sistema
- Evaluación económica de la instalación

En este caso para el cálculo de la producción anual se necesita seguir una serie de pasos en los que se fijan las características propias de la instalación. El proceso de cálculo se detalla a continuación.

En primer lugar la localización del terreno donde se encuentra la instalación fotovoltaica se define a través de un mapa interactivo. Puesto que PVSyst solo posee datos de localizaciones específicas, el propio simulador realiza una interpolación a través de un software (Meteoronorm 7.2) con los sitios más cercanos de los que sí dispone de datos, creando así el perfil requerido. PVSyst permite conocer los datos de los siguientes parámetros para la ubicación establecida: irradiación global horizontal, irradiación difusa horizontal, temperatura y velocidad del viento.

En segundo lugar, se especifican tanto los paneles fotovoltaicos como el inversor elegido, pues PVSyst almacena en su base de datos distintos modelos y fabricantes que permiten asemejar las características del proyecto a la instalación real. Después de seleccionar estos componentes el programa recomienda la disposición de módulos (combinaciones en serie y paralelo) que mejor se adapta al inversor elegido para no sobre/subdimensionarlo. Teniendo en cuenta esta recomendación y, adaptándola a las exigencias de la cubierta, se elige de entre las distintas opciones la disposición que mejor se adapta al proyecto, en este caso 16 módulos en serie y 26 en paralelo.

En tercer lugar, se define el perfil de obstáculos susceptibles de producir sombreado en la instalación. Para ello se construye, mediante representación 3D, la nave en la que se dispone el generador fotovoltaico y la torre, la cual va a dar lugar a ese sombreado. Se diseña también la disposición de los módulos en la cubierta, con su inclinación y acimut correspondiente, y se simulan las pérdidas que tendría la instalación provocadas por el sombreado en forma de tabla.

En cuarto lugar, en este caso, se introducen los consumos diarios medios anuales (distinguiendo entre día de diario y fin de semana) de la fábrica, con el fin de conocer cuanta energía limpia es consumida por la fábrica en un periodo de un año.

Por último, se ejecuta la simulación obteniendo un informe de los principales valores de interés. Se adjunta dicho informe.

PVSYST V6.78					07/01/19	Página 1/5
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto :		Instalación FV ThyssenKrupp				
Sitio geográfico		Móstoles Tecnológico			País	Espana
Ubicación		Latitud	40.34° N	Longitud	-3.88° W	
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	670 m	
		Albedo	0.20			
Datos meteorológicos:		Móstoles Tecnológico	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=23% - Sintético			
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación				
		Fecha de simulación	07/01/19 20h16			
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio			
Orientación plano captador		Inclinación	30°	Acimut	-34°	
Configuración de los cobertizos		Núm. de cobertizos	26Conjuntos en cobertizo idénticos			
		Separación entre cobertizos	2.06 m	Ancho receptor	0.99 m	
Ángulo límite de sombreado		Ángulo de perfil límite	22.6°	Factor de ocupación del suelo (GCR)	48.2 %	
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte		Sin horizonte				
Sombreados cercanos		Sombreado lineal				
Necesidades del usuario :		perfil diario	modulación semanal			
		media	888 kWh/Día			
Características del conjunto FV						
Módulo FV		Si-poly	Modelo	JKM 280PP-60-V		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Jinkosolar			
Número de módulos FV		En serie	16 módulos	En paralelo	26 cadenas	
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	416	Pnom unitaria	280 Wp	
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	116 kWp	En cond. de funciona.	105 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	461 V	I mpp	227 A	
Superficie total		Superficie módulos	681 m²	Superficie célula	608 m²	
Inversor		Modelo	Sirio K100			
Base de datos Pvsyst original		Fabricante	Aros			
Características		Voltaje de funcionam.	330-700 V	Pnom unitaria	100 kWac	
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	100 kWac	
				Relación Pnom	1.16	
Factores de pérdida del conjunto 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 conjunto	34 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas	0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Instalación FV ThyssenKrupp

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema

Tipo de sistema

Cobertizos sobre un edificio

Sombreados cercanos

Orientación Campos FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Necesidades del usuario

Sombreado lineal

inclinación 30°

Modelo JKM 280PP-60-V

Núm. de módulos

416

Modelo Sirio K100

perfil diario modulación semanal

acimut -34°

Pnom 280 Wp

Pnom total **116 kWp**

Pnom 100 kW ac

Global 324 MWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

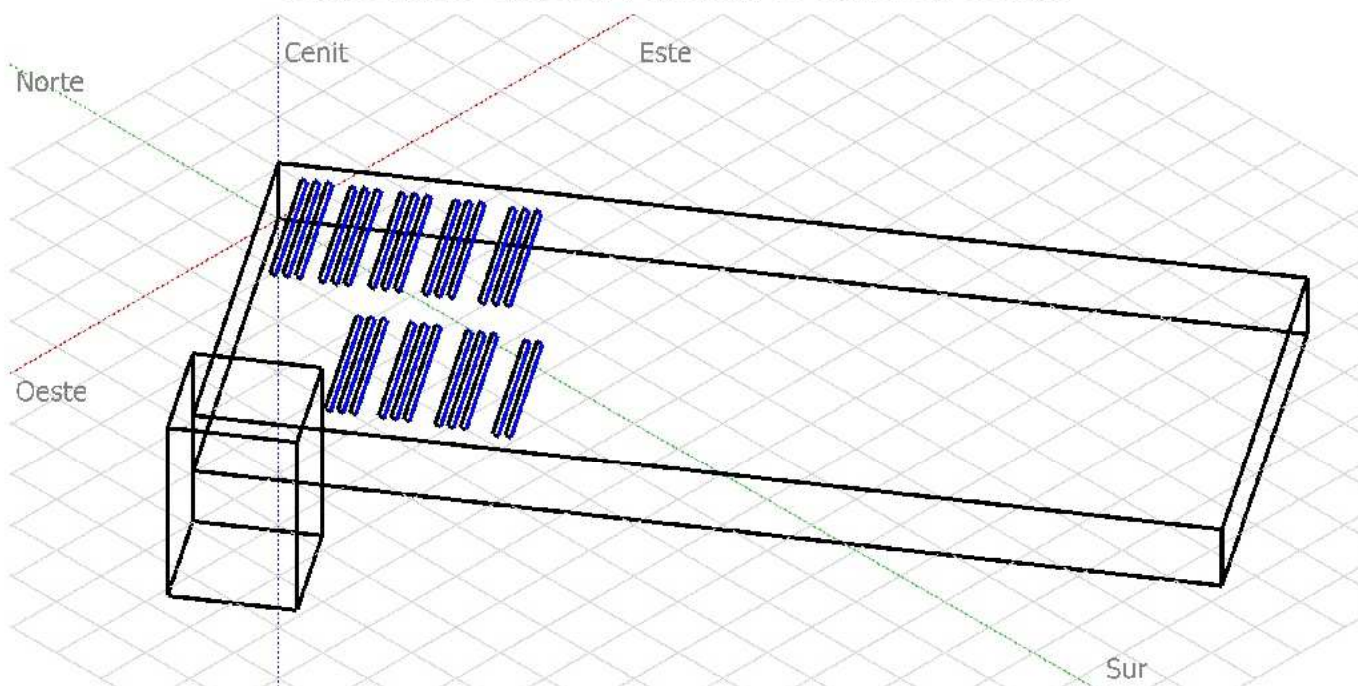
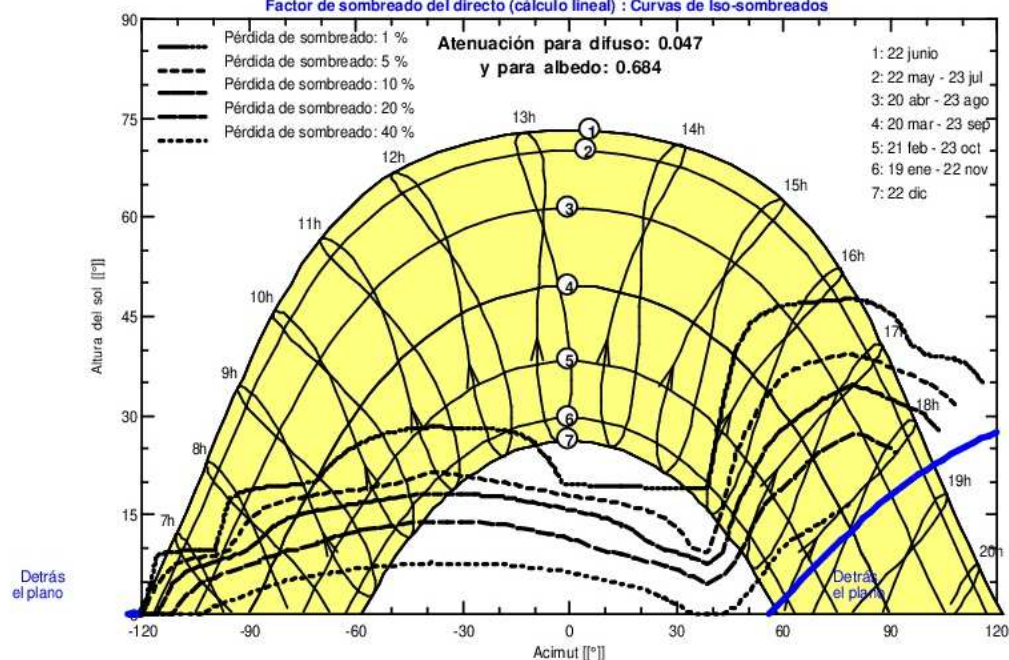


Diagrama de Iso-sombreados

Instalación FV ThyssenKrupp

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario

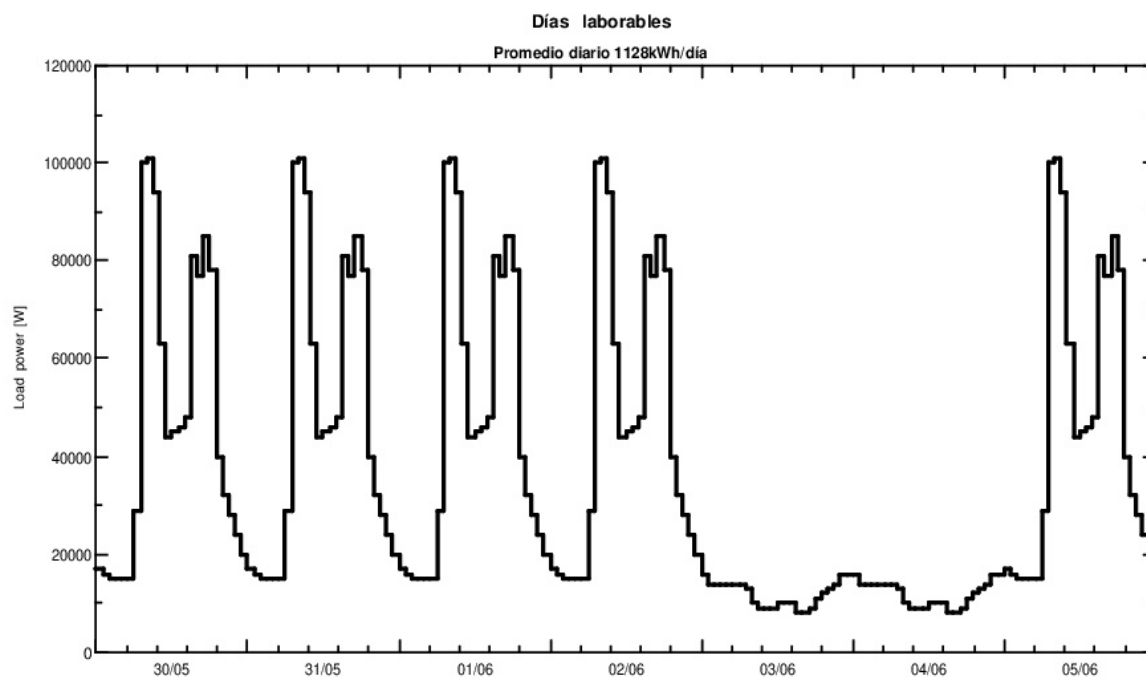
Proyecto : Instalación FV ThyssenKrupp

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	-34°	
Módulos FV	Modelo	JKM 280PP-60-V	Pnom	280 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	416	Pnom total	116 kWp	
Inversor	Modelo	Sirio K100	Pnom	100 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global	324 MWh/año	

perfil diario, modulación semanal, media = 888 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Working days	17.0	16.0	15.0	15.0	15.0	15.0	29.0	100.0	101.0	94.0	63.0	44.0	kW
	45.0	46.0	48.0	81.0	77.0	85.0	78.0	40.0	32.0	28.0	24.0	20.0	kW
Week-end	16.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	13.0	10.0	9.0	9.0	9.0	kW
	10.0	10.0	10.0	8.0	8.0	9.0	11.0	12.0	13.0	14.0	16.0	16.0	kW



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Instalación FV ThyssenKrupp

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

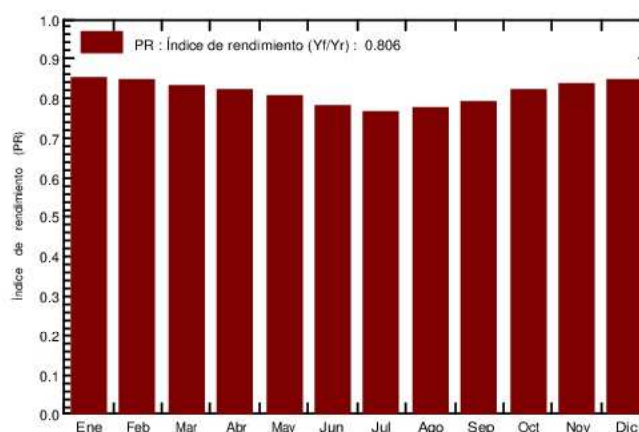
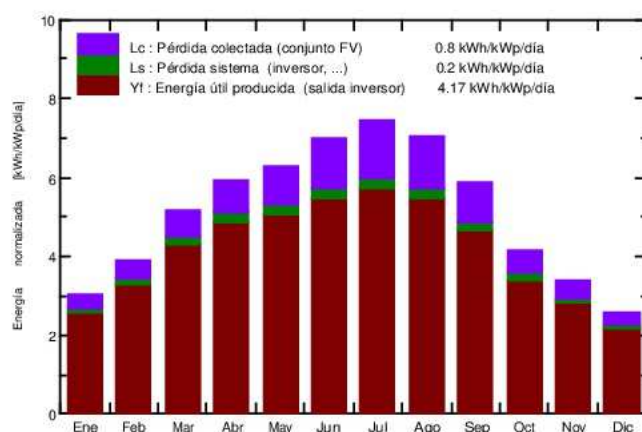
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	-34°	
Módulos FV	Modelo	JKM 280PP-60-V	Pnom	280 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	416	Pnom total	116 kWp	
Inversor	Modelo	Sirio K100	Pnom	100 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global	324 MWh/año	

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	177.1 MWh/año	Produc. específica	1520 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	80.59 %	Fracción solar (SF)	34.19 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 116 kWp

Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	62.4	28.56	6.07	94.8	86.7	9.83	28.24	6.76	2.616	21.48
Febrero	82.7	35.65	7.64	109.6	102.3	11.34	24.86	6.48	4.341	18.38
Marzo	134.9	52.81	11.03	160.6	150.7	16.32	27.40	9.47	6.106	17.92
Abril	166.6	59.31	13.02	178.4	168.5	17.92	26.27	10.07	7.028	16.21
Mayo	197.3	74.35	17.94	195.0	184.2	19.15	28.24	12.03	6.236	16.21
Junio	220.8	65.87	24.15	210.0	198.8	20.00	26.27	11.38	7.693	14.89
Julio	237.6	59.78	26.78	230.8	219.2	21.63	27.40	12.51	8.131	14.89
Agosto	207.8	60.55	26.23	218.7	207.6	20.63	28.24	12.27	7.430	15.97
Septiembre	152.9	50.80	21.26	177.0	166.9	17.07	25.43	9.72	6.567	15.71
Octubre	102.6	44.87	15.69	129.3	120.5	12.96	28.24	8.31	4.057	19.93
Noviembre	68.7	24.34	9.28	101.6	94.0	10.41	27.11	6.46	3.456	20.66
Diciembre	52.7	25.05	6.35	80.9	73.9	8.38	26.56	5.40	2.574	21.16
Año	1687.1	581.95	15.50	1886.6	1773.2	185.64	324.26	110.86	66.234	213.39

Legendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EFrGrid	Energía de la red

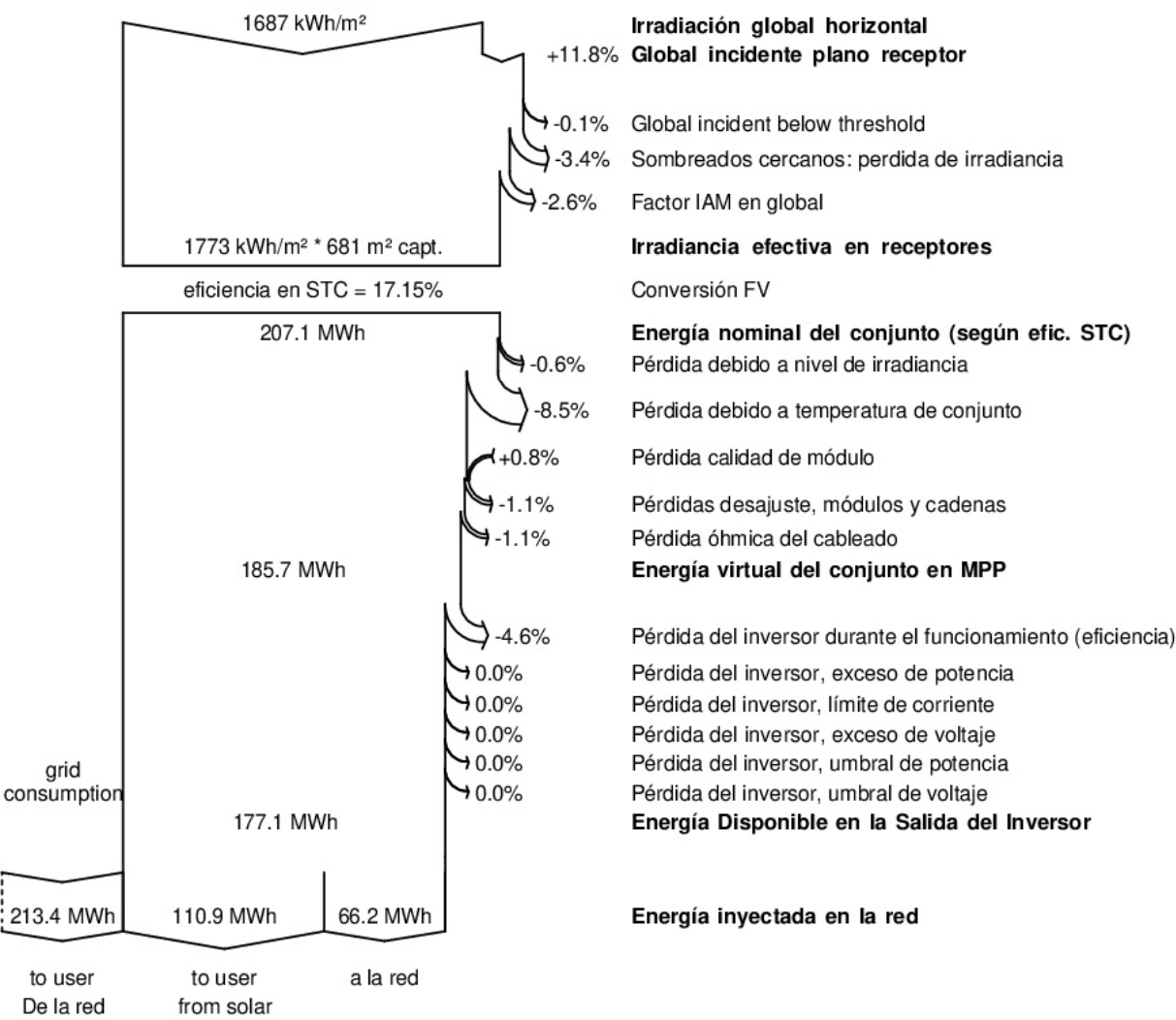
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalación FV ThyssenKrupp

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal				
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	-34°	
Módulos FV	Modelo	JKM 280PP-60-V	Pnom	280 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	416	Pnom total	116 kWp	
Inversor	Modelo	Sirio K100	Pnom	100 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	modulación semanal	Global	324 MWh/año	

Diagrama de pérdida durante todo el año



B. Balance energético

Después de realizar el análisis de generación es imprescindible desarrollar el análisis de consumo, pues en función de este último se tomarán medidas para intentar que toda la energía producida sea consumida en el momento.

En este caso se ha realizado un estudio exhaustivo a través de la plataforma Seion. Seion es un software que no solo permite conocer los consumos de las instalaciones a tiempo real sino que también permite almacenar el historial de los mismos en su base de datos. Gracias a esto, a través de un análisis de datos anual (Nov-17 a Oct-18) se ha podido crear el perfil horario medio de consumo de la nave sobre la cual se instalará la planta fotovoltaica. Realmente se han creado dos, uno para los días de jornada laboral y otro para los fines de semana y festivos, ya que la curva de consumo difiere para estas dos situaciones.

Por otro lado, para obtener el perfil horario de la producción fotovoltaica media en términos de energía (kWh) se hace uso de la Tabla 23 extraída del RD 661/2007, en la que los valores de la misma se han de multiplicar por la potencia pico de la instalación para cada hora del día. A estos efectos, se ha de considerar la zona climática establecida en el Código Técnico de la Edificación (CTE). Para la Comunidad de Madrid esta zona climática es la número IV, que se corresponde con la Tabla 23.

Tabla 23. Factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica.

ZONA IV																								
ZONA IV	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,23	0,34	0,43	0,46	0,43	0,34	0,23	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,19	0,34	0,48	0,58	0,61	0,58	0,48	0,34	0,19	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,26	0,42	0,55	0,64	0,67	0,64	0,55	0,42	0,26	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,19	0,35	0,50	0,63	0,72	0,75	0,72	0,63	0,50	0,35	0,19	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,28	0,44	0,60	0,74	0,83	0,86	0,83	0,74	0,60	0,44	0,28	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,16	0,31	0,47	0,63	0,76	0,85	0,88	0,85	0,76	0,63	0,47	0,31	0,16	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,16	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,97	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,16	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,25	0,43	0,60	0,74	0,84	0,88	0,84	0,74	0,60	0,43	0,25	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,16	0,32	0,49	0,63	0,73	0,76	0,73	0,63	0,49	0,32	0,16	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,20	0,35	0,49	0,58	0,61	0,58	0,49	0,35	0,20	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,24	0,35	0,43	0,46	0,43	0,35	0,24	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,20	0,31	0,38	0,41	0,38	0,31	0,20	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media anual	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total anual	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	18,55	52,86	105,47	160,84	208,98	241,77	253,40	241,77	208,98	160,84	105,47	52,86	18,55	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

El perfil horario obtenido mediante este método se representa en el Gráfico 10:

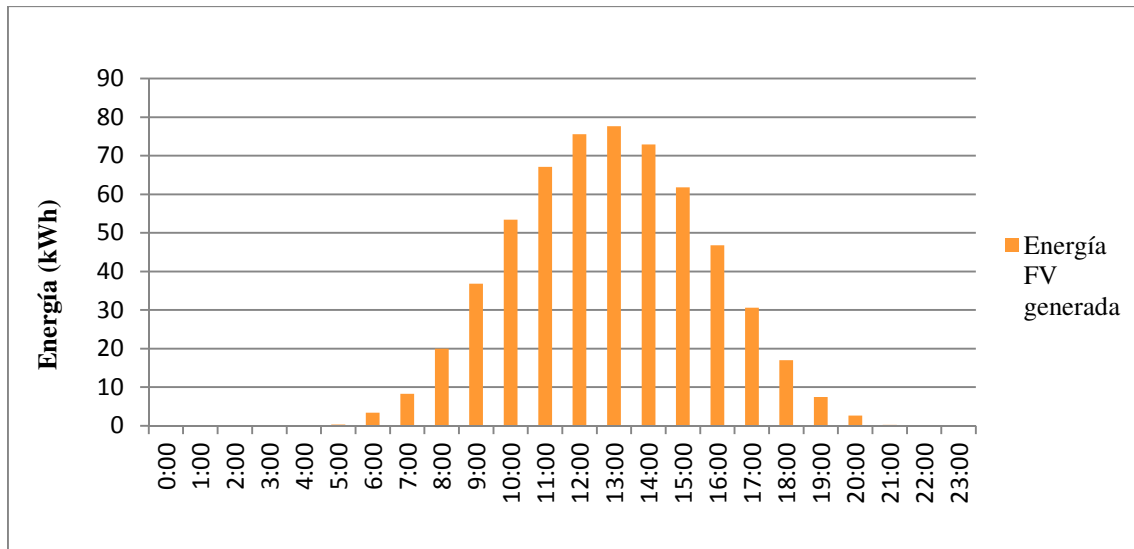


Gráfico 10. Estimación de la energía promedio generada en la instalación fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

Mediante el gráfico anterior y los ya comentados en la sección de resultados energéticos se concluye que para los días laborables la energía fotovoltaica se consume para cualquiera de los casos, tanto para el caso de la instalación de estaciones de recarga como para el caso de la ausencia de las mismas. En cuanto a los fines de semana claramente en la nave logística no hay suficiente consumo como para aprovechar la energía fotovoltaica generada. Tres escenarios diferentes han sido contemplados ante esta situación.

La primera opción incluye la instalación de baterías y un regulador de cargas interconectado con la red. Esta opción permite utilizar la producción del campo fotovoltaico para suministrar la carga de la nave logística y rellenar las baterías. Gracias a las baterías se satisface la necesidad de alisado de la curva de consumo pues se deja de consumir electricidad de la red de distribución en las horas pico, que a su vez son las más caras. El presupuesto de este sistema es de 55.000 € (40.000 € de las baterías y 15.000 € del regulador) resultando un Pay-back de la instalación fotovoltaica de 15 años. Todo ello sin contar con el cambio que habría que realizar de las baterías de Litio-LFP (las más duraderas) a los 15 años aproximadamente. Esta opción se descarta por ser económicamente inviable.

La segunda opción evalúa la viabilidad de colocar un centro de seccionamiento para poder inyectar la energía excedente a la red de media tensión. La energía excedente en este caso sería la sobrante de los consumos conectados a la LGA. La inversión para esta opción es de más de 50.000 € para inyectar algo menos de 70 MWh anuales (equivalentes a 300 € anuales a precio de compra). Esta opción también se descarta por ser económicamente inviable.

Estas dos opciones son las habituales cuando se dispone de una instalación fotovoltaica en la cubierta de un edificio con excedentes. Sin embargo, la inversión es tan grande para ambas que resultan desde luego inviables para una industria no dedicada a las energías renovables.

La última opción, al contrario que las opciones anteriores, implica adaptar el consumo a los horarios de generación fotovoltaica. Esto es, las carretillas elevadoras, podrán cargarse cuando haya excedente de energía fotovoltaica durante los fines de semana. Así si una única carretilla consume 10,5 kW en 6-8 horas aproximadamente (dependiendo de la capacidad de la batería de plomo-ácido), como máximo se podrán cargar dos carretillas con el consumo del excedente fotovoltaico de un día, y cuatro con el de un fin de semana. Además, cuando no haya suficiente energía solar para cargar las carretillas se utilizará la energía de la red del periodo P6, el periodo más económico correspondiente a los fines de semana y festivos. Asimismo, esta opción solo necesitará de temporizadores para programar la recarga, lo que no requiere de grandes inversiones.

Finalmente se elige esta opción, además de por ser la más económica porque aumenta la eficiencia de la instalación disminuyendo las pérdidas por transmisión de energía, pues tanto la fotovoltaica como la carga de carretillas se sitúan en el mismo cuadro de conexión.

ANEXO IV. ESTUDIO ECONÓMICO

El objetivo de este apartado es calcular la rentabilidad del proyecto. Para ello y en primer lugar, se lleva a cabo un análisis energético-económico de la instalación fotovoltaica donde se determina el beneficio económico anual. Posteriormente, se desglosa el presupuesto de la instalación fotovoltaica y de la instalación de recarga de vehículos eléctricos; puesto que es esta primera la única que produce beneficios económicos se evalúa, a su vez, la rentabilidad de la misma teniendo en consideración parámetros como el VAN y el TIR.

A. Análisis energético-económico

Como ya se ha mencionado anteriormente, la instalación fotovoltaica no venderá sus excedentes a la red, por lo que no habrá retribución alguna por este concepto. El beneficio correspondiente se asocia, por lo tanto, únicamente a la energía que se deja de consumir de la red.

La compañía actualmente dispone de una tarifa de la luz 6.1, o lo que es lo mismo, el coste de la electricidad se divide en seis periodos distribuidos para cada mes a lo largo del año. No todos los periodos se encuentran en cada mes y su distribución viene fijada por normativa.

Para realizar el análisis se distribuye la energía fotovoltaica producida por periodos. Esto es posible gracias a la plataforma Seinon, que automáticamente clasifica la energía generada por periodos. Así a partir del resultado de la simulación de PVsyst, los valores son los siguientes:

Tabla 24. Energía fotovoltaica producida mensualmente en cada periodo (kWh). Fuente: elaboración propia.

Mes	Producción mensual (kWh)	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	9.376	2.081	4.575	0	0	0	2.719
Febrero	10.821	2.597	5.129	0	0	0	3.095
Marzo	15.576	0	0	1.947	6.090	0	7.539
Abril	17.098	0	0	0	0	10.823	6.275
Mayo	18.266	0	0	0	0	12.969	5.297
Junio	19.073	4.959	1.068	3.147	2.899	0	7.000
Julio	20.641	12.859	2.456	0	0	0	5.325
Agosto	19.700	0	0	0	0	0	19.700
Septiembre	16.287	0	0	6.075	4.788	0	5.424
Octubre	12.367	0	0	0	0	9.176	3.191
Noviembre	9.916	0	0	744	5.870	0	3.302
Diciembre	7.974	1.754	3.134	0	0	0	3.086

Se presenta a continuación el coste de la energía actual para cada periodo establecido por la compañía distribuidora Endesa:

Tabla 25. Precio de la electricidad para cada periodo (€/kWh). Fuente: elaboración propia.

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,097	0,0852	0,07384	0,0659	0,06014	0,05

Por último, puesto que toda la energía fotovoltaica generada será consumida, basta con multiplicar la energía producida por su coste para el periodo correspondiente, para así posteriormente, hallar el beneficio total anual.

Tabla 26. Beneficios económicos distribuidos por periodos (€).Fuente: elaboración propia.

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	202	390	0	0	0	136
Febrero	252	437	0	0	0	155
Marzo	0	0	144	401	0	377
Abril	0	0	0	0	651	314
Mayo	0	0	0	0	780	265
Junio	481	91	232	191	0	350
Julio	1.247	209	0	0	0	266
Agosto	0	0	0	0	0	985
Septiembre	0	0	449	316	0	271
Octubre	0	0	0	0	552	160
Noviembre	0	0	55	387	0	165
Diciembre	170	267	0	0	0	154

La suma de cada uno de los beneficios mensuales resulta el beneficio económico total anual que genera la instalación fotovoltaica de este proyecto, y que resulta de: **11.501 €/año**.

B. Presupuesto

En las siguientes tablas se muestra el coste de cada una de las partidas para cada instalación.

❖ INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tabla 27. Presupuesto instalación fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

Descripción	Mediciones	Ud.	Precio unitario	Importe
Módulo fotovoltaico				
Panel solar Eagle JKM 60 PP	416	ud.	134 €	55.744,00 €
Inversor				
Inversor Sirio K100	1	ud.	10.800 €	10.800,00 €
Total subapartado				10.800,00 €
Estructura soporte módulos				
CHA915 30°	52	ud.	275 €	14.300,00 €
Total subapartado				14.300,00 €
Cableado				
Cable FV ZZ-F 4 mm ²	359,30	m	1,03 €	370 €
Cable FV ZZ-F 6 mm ²	675,53	m	1,50 €	1.013 €
Cable FV ZZ-F 10 mm ²	59,92	m	2,30 €	138 €
Cable RV-K 95 mm ²	68,32	m	11,43 €	781 €
Cable RV-K 120 mm ²	17,00	m	19,78 €	336 €
Cable RV-K 3x70mm ²	10,00	m	35,31 €	353 €
Material instalación: pletinas de Cu, prensaestopas...	1	ud.	200 €	200 €
Total subapartado				3.191,37 €
Bandejas perforadas				
Bandeja aislante	765,52	m	8,69 €	6.652,37 €
Unión entre tramos con perno y tornillos	100	ud.	0,31 €	31,13 €
Total subapartado				6.683,50 €
Protecciones y maniobra de CC				
Caja conex. grupo Aros Solar	2	ud.	657,00 €	1.314,00 €
Caja de CC	1	ud.	46,75 €	46,75 €
Interruptor de corte CC 125 A	1	ud.	2.212,35 €	2.212,35 €
Interruptor de corte CC 160 A	1	ud.	2.620,75 €	2.620,75 €
Interruptor de corte CC 160 A	1	ud.	6218,23 €	6218,23 €
Total subapartado				12.412,08 €
Protecciones y maniobra de CA				
IA Compact NSX 160F	1	ud.	1.129,73 €	1.129,73 €
Relé térmico RH99M	1	ud.	379,67 €	379,67 €
Bobina de disparo LV429387	1	ud.	173,22 €	173,22 €
Toroidal VIGIREX RH10M	1	ud.	183,22 €	183,22 €
Total subapartado				1.865,84 €
Puesta a tierra				
Cond. protección 6 mm ²	675,53	m	1,50 €	1.013,29 €
Cond. protección 10 mm ²	59,92	m	2,30 €	137,80 €
Cond. protección 50 mm ²	68,32	m	8,39 €	573,16 €
Cond. protección 70 mm ²	17,00	m	11,77 €	200,09 €
Cond. protección 50 mm ²	10,00	m	8,39 €	83,90 €
Total subapartado				2.008,25 €

Descripción	Mediciones	Ud.	Precio unitario	Importe
Kit de inyección 0 y monitorización				
Kit de inyección 0 Moxa	1	ud.	1.449,00 €	1.449,00 €
Total subapartado				1.449,00 €
Proyecto de ingeniería				
Proyecto de ingeniería (H&S)	1	ud.	3.000 €	3.000 €
Licencia de obras	1	ud.	3.552 €	3.552 €
Total subapartado				6.552 €
TOTAL INVERSIÓN				115.351 €

❖ INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Tabla 28. Presupuesto instalación de recarga de vehículos eléctricos. Fuente: elaboración propia.

Descripción	Unidades	Ud.	Precio unitario	Importe
Estación recarga				
AC Wallbox	6	ud.	1.000 €	6.000,00 €
Total subapartado				6.000,00 €
Cableado				
Cable RV-K 3x6 mm ²	42,16	m	2,31 €	97 €
Cable RV-K 3x35mm ²	78,00	m	6,50 €	507 €
Total subapartado				604 €
Protecciones				
IA compact NSXm 25E	6	ud.	564,96 €	3.389,76 €
IA compact NSX 100F	1	ud.	956,24 €	956,24 €
ID K Acti 9 ID K	1	ud.	349,19 €	349,19 €
ID K Acti 9 iID K	1	ud.	727,65 €	727,65 €
Lim. sobret. temporales iPRD	1	ud.	332,55 €	332,55 €
Lim. sobret. permanentes	1	ud.	81,52 €	81,52 €
Cuadro secundario CA	1	ud.	56,75 €	56,75 €
Total subapartado				5.893,66 €
Puesta a tierra				
Cond. protección 16 mm ²	120,16	m	2,37 €	284,77 €
TOTAL INVERSIÓN				12.782,82 €

C. Análisis de rentabilidad

Determinar la rentabilidad de un proyecto implica seguir una serie de pasos que permitan conocer la conveniencia de realizar una inversión.

El primer paso en todo análisis económico es definir el horizonte temporal del proyecto, para ello se tiene en consideración variables como la vida física de la planta o la vida tecnológica del proceso. Para las instalaciones fotovoltaicas se suele fijar en 25 años.

Posteriormente se realiza un análisis del flujo de fondos invertidos y generados a lo largo del tiempo. En este caso los flujos que se han valorado son los siguientes:

- Ahorro total: resulta la suma del ahorro por no consumir electricidad de la red más el impuesto sobre electricidad anual (impuesto fijado por ley). Se tiene en cuenta la pérdida anual de potencia para el ahorro, la cual se asume en un 0,7 % menos respecto al año anterior. El precio de electricidad medio fijado por la compañía es de 0,06 €/kWh.
- Gastos por seguro de la instalación, ascienden a 300 €/mes
- Gastos por mantenimiento de la instalación, equivalen a 900 €/mes

El beneficio asociado al ahorro total de electricidad es la única entrada de capital en este proyecto, en cambio, tanto la inversión inicial del primer año, como los costes asociados al mantenimiento y el seguro para el resto de años formarán la salida de capital del mismo. El flujo de caja final resulta de restar las entradas (beneficio) menos las salidas (gastos). Con ello se establecen las ganancias y el pay-back de la instalación (al final de este anexo se encuentran todos los cálculos asociados).

El pay-back se define como el tiempo que tarda en recuperarse el desembolso de la instalación, resulta del cociente entre los fondos invertidos y el flujo de caja neto medio anual. El pay-back de la instalación diseñada en este proyecto es de $10,91 \approx 11$ años.

Finalmente se evalúa la rentabilidad del proyecto a partir de dos indicadores económicos, el VAN y el TIR. Para ello se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Interés de referencia o tasa de descuento (k): se asume el 5 % [26]. Está relacionado con el coste de utilización del dinero, depende de la naturaleza del proyecto así como de los fondos disponibles.
- Índice de Precios al consumo (IPC) o inflación: es un indicador del futuro incremento de los precios de bienes y servicios durante un tiempo determinado. La previsión para el 2019 es de 1,7 % [27] La inflación se aplicará a valores como el precio de la electricidad, los gastos de seguro y mantenimiento y el flujo de caja actualizado.

El valor actual neto (VAN) consiste en traer todos los flujos de caja al presente descontándoles un interés de referencia, es decir, una depreciación futura del dinero. Es una medida de los excedentes económicos generados en un proyecto, cuando su valor es positivo el proyecto produce beneficios; en cambio, cuando su valor es negativo el proyecto no deberá llevarse a cabo.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad [\text{Ec. 28}]$$

Donde:

- F_t : flujo de capital para cada periodo t
- I_0 : inversión inicial
- n : número de años
- k : interés de referencia o tasa de descuento

La tasa interna de retorno (TIR), a su vez, se corresponde con el tipo de interés anual con el que los fondos generados retribuyen a los fondos invertidos. En otras palabras, el tipo de interés que hace que el VAN de un proyecto sea nulo. Un proyecto es rentable cuando la TIR es mayor que el interés de referencia (k).

Los resultados finales de la rentabilidad de la instalación fotovoltaica son:

Tabla 29. Resultados del análisis de rentabilidad. Fuente: elaboración propia.

VAN	48.313 €
TIR	8,58 %
PAY-BACK	11 años

A la vista de los resultados, como el VAN es mayor que cero y el TIR supera el interés de referencia (fijado en un 5 %) se concluye que este proyecto es rentable y debe llevarse a cabo.

A continuación se representan los flujos de caja para los 25 años de vida útil de la instalación.

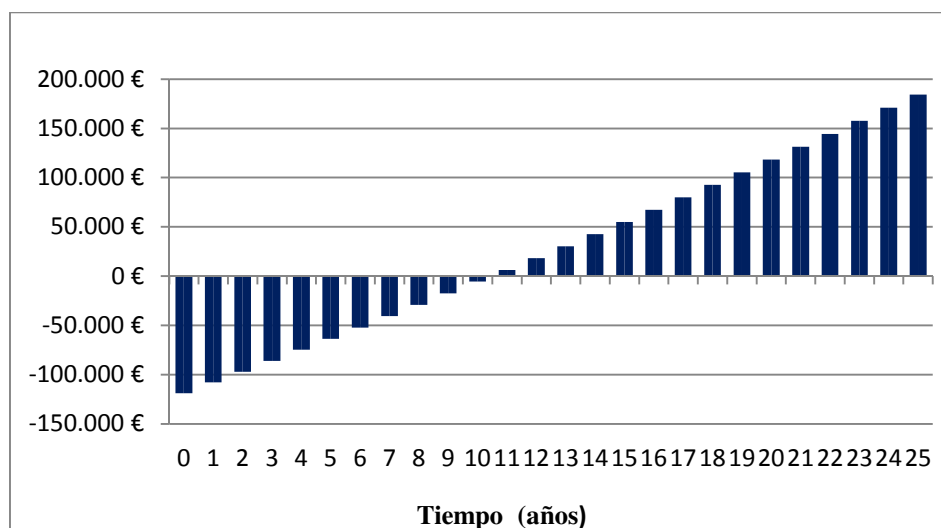


Gráfico 11. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

Los cálculos realizados se muestran en la página siguiente:

**Tabla 30. Análisis de rentabilidad para la instalación
fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.**

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión (€)	115.351												
Licencia de obras (€)	3.552												
Electricidad producida (kWh)		177.095	175.85	174.62	173.40	172.18	170.98	169.78	168.59	167.41	166.24	165.08	163.92
Ahorro electricidad (€/año)		11.501	11.615	11.730	11.846	11.963	12.081	12.200	12.321	12.442	12.565	12.690	12.815
Ahorro impuesto electricidad (€/año)		588	594	600	606	612	618	624	630	636	642	649	655
Total Ahorro (€/año)		12.089	12.209	12.329	12.451	12.574	12.698	12.824	12.951	13.079	13.208	13.338	13.470
Seguro (€/año)		305	310	316	321	326	332	338	343	349	355	361	367
Mantenimiento (€/año)		915	931	947	963	979	996	1.013	1.030	1.047	1.065	1.083	1.102
FC (€)	-118.903	10.869	10.968	11.067	11.167	11.269	11.371	11.474	11.577	11.682	11.787	11.894	12.001
FC acumulado (€)	-118.903	-108.034	-97.06	-86.000	-74.832	-63.563	-52.193	-40.719	-29.142	-17.460	-5.672	6.222	18.223
Payback (años)	11												
VAN (€)	48.313												
TIR (%)	8.58												
FC Actualizado	-118.594	10.010	9.302	8.644	8.033	7.465	6.937	6.447	5.991	5.567	5.173	4.807	4.467

Pérdidas anuales potencia (%)	0,70
Precio medio elect. producida (€/kWh)	0,065
Impuesto sobre electricidad (%)	5,11269632
Inflación (electricidad e IPC) (%)	1,70
Tasa de descuento (%)	5,00

Año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Inversión (€)													
Licencia de obras (€)													
Electricidad producida (kWh)	162.779	161.6	160.5	159.3	158.26	157.161	156.060	154.968	153.883	152.806	151.736	150.674	149.620
Ahorro electricidad (€/año)	12.942	13.069	13.199	13.329	13.461	13.594	13.728	13.864	14.001	14.139	14.279	14.420	14.562
Ahorro impuesto sobre electricidad (€/año)	662	668	675	681	688	695	702	709	716	723	730	737	745
Total Ahorro (€/año)	13.603	13.738	13.873	14.010	14.149	14.289	14.430	14.572	14.716	14.862	15.009	15.157	15.307
Seguro (€/año)	374	380	386	393	400	406	413	420	427	435	442	450	457
Mantenimiento (€/año)	1.121	1.140	1.159	1.179	1.199	1.219	1.240	1.261	1.282	1.304	1.326	1.349	1.372
FC (€)	12.109	12.218	12.328	12.439	12.551	12.663	12.777	12.891	13.007	13.123	13.240	13.359	13.478
FC acumulado (€)	30.332	42.550	54.878	67.317	79.868	92.531	105.308	118.199	131.206	144.329	157.570	170.928	184.406
Payback (años)	10,91												
VAN (€)	48.313												
TIR (%)	8.58												
FC Actualizado	4.151	3.857	3.584	3.330	3.095	2.876	2.672	2.483	2.307	2.144	1.992	1.851	1.720

Pérdidas anuales potencia (%)	0,70
Precio medio elect. producida (€/kWh)	0,065
Impuesto sobre electricidad (%)	5,11269632
Inflación (electricidad e IPC) (%)	1,70
Tasa de descuento (%)	5,00

ANEXO V. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Este apartado pretende abarcar el estudio de seguridad y salud obligatorio necesario para realizar la obra tanto de la instalación fotovoltaica como de la instalación de recarga de vehículos eléctricos que se realizan en la cubierta y en el exterior respectivamente de la nave logística de la empresa ThyssenKrupp Manufacturing.

El estudio pretende establecer las disposiciones mínimas de seguridad y salud que se deben adoptar en las obras de construcción según el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre por el que analizan, identifican y estudian los posibles riesgos que puedan ser evitados, así como los que no, especificando en todo caso las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a reducir dichos riesgos. Por este motivo será necesario que los trabajadores lean este proyecto, y además cumplan específicamente con cada una de las normas que se exponen en este apartado.

A. Normativa

Además, del Real Decreto ya mencionado, el estudio de Seguridad y Salud se incluye en la siguiente normativa:

- Ley 31/1995, del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- RD 39/1997, de 17 de enero, sobre el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- RD 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- RD 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos.
- RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización de los trabajadores de Equipos de Protección Individual.
- RD 1627/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- RD 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

B. Análisis de riesgos

Se define como riesgo aquella probabilidad de que se produzca un efecto dañino específico en un periodo de tiempo determinado o en circunstancias determinadas. Un riesgo provoca la posibilidad de sufrir pérdidas, tanto económicas como personales.

Se analizan a continuación los riesgos referidos a las actividades de ejecución de la obra, así como los riesgos asociados a la utilización de maquinaria y herramientas, también, se evalúan aquellos relativos a la manejo de líneas eléctricas de baja tensión. Para cada uno de estos riesgos se proponen medidas de protección con el fin de definir actuaciones dedicadas a evitarlos. Las medidas de protección por su parte irán destinadas tanto a los operarios como a la obra en general.

El análisis de riesgos se realiza para cada fase de la obra, distinguiendo en la misma:

- a) Recepción de material y transporte del mismo a la cubierta
- b) Ensamblaje de la estructura metálica y módulos fotovoltaicos sobre cubierta
- c) Realización de los trabajos eléctricos en baja tensión

a) Recepción del material y transporte del mismo a la cubierta

Esta fase incluye la descarga del material de los camiones y su transporte a la cubierta para su posterior montaje. Para subir los materiales a cubierta se necesitará principalmente una plataforma elevadora.

Los riesgos con mayor probabilidad de suceder en esta fase son:

- Atropellos causados por la plataforma elevadora o camiones
- Vuelcos, choques o golpes del vehículo de transporte
- Atrapamiento
- Sobreesfuerzos y lesiones musculares
- Caídas de objetos a mismo o distinto nivel
- Desplome de la carga durante su transporte

Las normas preventivas de seguridad los operarios deben adoptar son las siguientes:

- Casco de polietileno
- Guantes impermeables
- Botas de seguridad con puntera de acero reforzada
- Ropa de trabajo adecuada
- Gafas protectoras anti impactos
- Cinturón y arnés de seguridad

En cuanto a la plataforma elevadora esta ha de poseer el libro de mantenimiento actualizado para evitar riesgos por fallo mecánico durante la obra. Asimismo, se prohíbe expresamente sobrepasar la carga admitida estipulada por el fabricante. Finalmente, esta dispondrá de barandillas que eviten la caída del personal y así como de objetos.

Para terminar con este apartado, en el vial donde se coloque la plataforma se debe cerrar el tránsito y señalizar correctamente su posición.

b) Ensamblaje de la estructura metálica y módulos fotovoltaicos sobre cubierta

Evidentemente esta fase es propia únicamente de la instalación fotovoltaica. Consiste en montar el soporte sobre los que irán dispuestos los módulos fotovoltaicos, y posteriormente colocar los módulos fotovoltaicos en sí. Su ensamblaje se lleva a cabo en la cubierta de la nave logística.

Los riesgos más frecuentes en esta etapa son:

- Caída del personal a mismo o distinto nivel
- Caídas de los objetos sobre el personal
- Caída de los soportes de módulos durante su montaje
- Golpes contra objetos
- Cortes por el manejo de objetos y herramientas manuales
- Sobresfuerzos por malas posturas
- Partículas en los ojos
- Electrocución debido a descargas eléctricas indirectas

Para evitar estos riesgos cada operario deberá llevar:

- Casco de polietileno
- Guantes de cuero
- Botas de seguridad con puntera de acero reforzada
- Ropa de trabajo adecuada
- Gafas protectoras anti impactos

Además de ropa especializada, al empezar la construcción se deberá acondicionar el terreno para que quede libre de escombros y materiales indeseados que puedan provocar caídas o tropiezos. Asimismo, queda prohibido que los operarios que no sean especialistas en este tipo de construcciones realicen la instalación de los módulos fotovoltaicos.

De igual manera se iluminará la zona de trabajo adecuadamente para que no ocurra ningún incidente.

c) Instalación de la red eléctrica de baja tensión

En esta fase de la obra se instalarán los cables, las canalizaciones eléctricas y los equipos que componen las instalaciones, después se realizarán las pruebas necesarias que permitan finalmente poner en marcha la instalación. El montaje y puesta en marcha es importante que se realice acorde a las instrucciones del fabricante de cada equipo.

Se deberá tener en cuenta que los módulos fotovoltaicos tendrán una tensión por el hecho de ser expuestos al sol aún sin conectarlos, esta tensión puede causar pequeñas electrocuciones.

Los riesgos más frecuentes en esta fase son:

- Caída del personal a mismo o distinto nivel
- Caída de objetos sobre las personas
- Cortes por el manejo de objetos y/o herramientas manuales
- Electrocutación
- Pisadas sobre materiales u objetos punzantes
- Atrapamientos y golpes debido a la zanjás (presentes únicamente en la instalación de recarga de vehículos eléctricos)

Los operarios deberán prevenir estos riesgos con la ropa de trabajo que se cita a continuación:

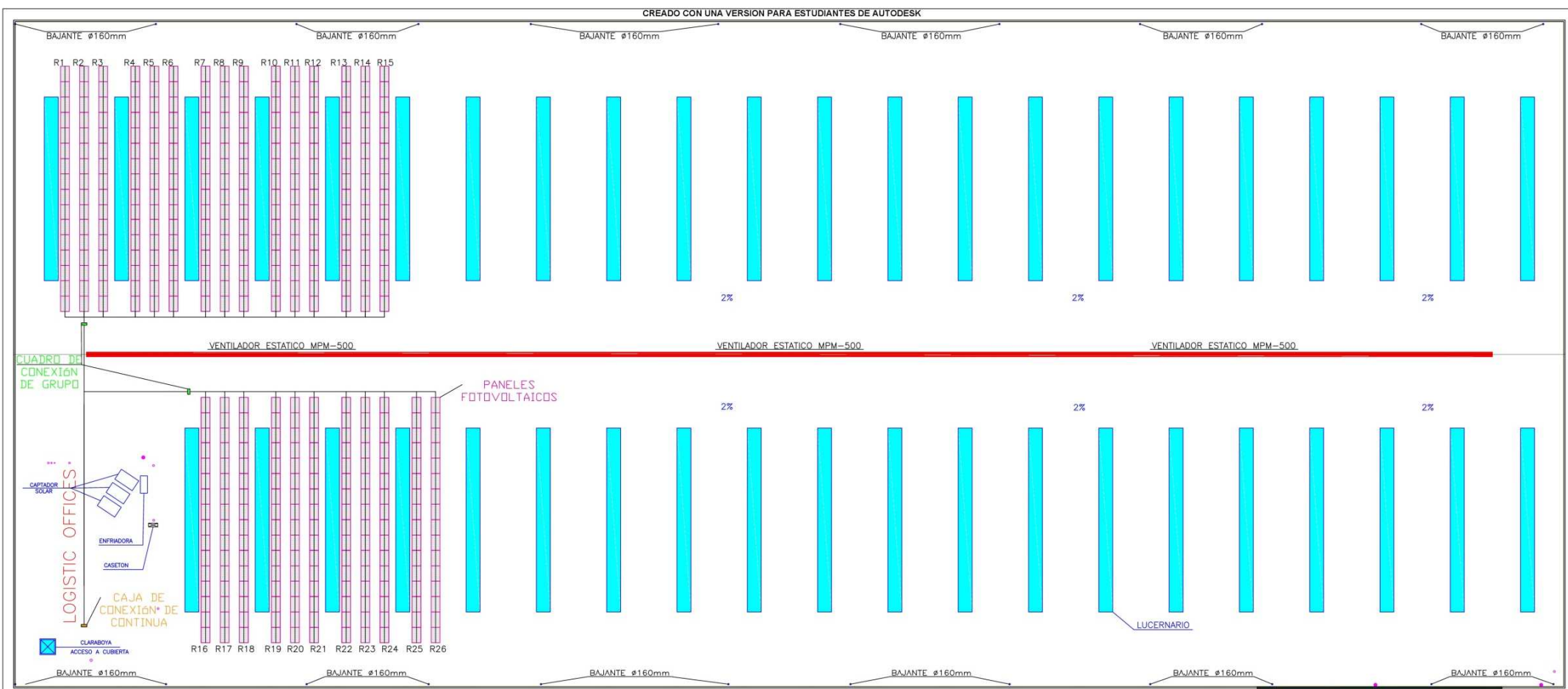
- Guantes aislantes (prohibido la utilización de guantes de cuero conductores)
- Calzado con suela aislante
- Ropa de trabajo adecuada ya mencionada en el apartado anterior

Como medida de protección añadida para esta fase, los equipos deben permanecer en perfecto estado de seguridad, con el mantenimiento y reposición de las protecciones correspondientes. Para ello, las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante. Asimismo, no se deberá suministrar corriente eléctrica a aquellos equipos que se encuentren en condiciones de humedad o mojados para evitar descargas eléctricas.

En cuanto a la instalación de los cables, según el REBT deberán utilizarse colores distintivos para los conductores. En el caso de continua, rojo para el positivo y azul para el negativo, y en el caso de alterna, rojo o marrón para la fase, azul para el neutro y amarillo-verde para el conductor de protección.

Por último, durante la obra, se dispondrá de una instalación provisional contra incendios constituida por extintores portátiles de polvo polivalente, pues pueden adaptarse a los siguientes tipos de fuego: A (fuego de materiales combustibles sólidos), B (fuego de líquidos combustibles) y C (fuego de equipos eléctricos de baja tensión).

ANEXO VI. PLANOS

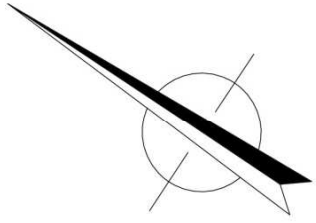


Paneles fotovoltaicos

Cuadro de conexión de grupo

Caja de conexión de corriente continua

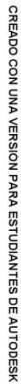
Cableado eléctricos



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA CUBIERTA DE LA NAVE LOGÍSTICA

EXPEDIENTE:	SITUACIÓN: C/ FEDERICO CANTERO VILLAMIL N°4 MÓSTOLES MADRID	FECHA: FEBRERO 2019
PROMOTOR: THYSSENKRUPP MANUFACTURING SPAIN S.L.U	ESCALA: 1/500	
INGENIERA: ALBA MAQUEDA MATEOS	PLANO:	

DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS Y ELECTRICIDAD



DISTRIBUCIÓN ESTACIONES DE RECARGA Y
ELECTRICIDAD

ANEXO VII. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS



Eagle 60P 260-280 Watt POLYCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Power Output:

Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 280Wp.



PID RESISTANT

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

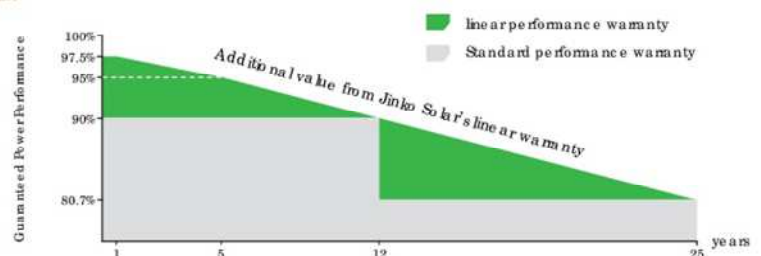


Temperature Coefficient:

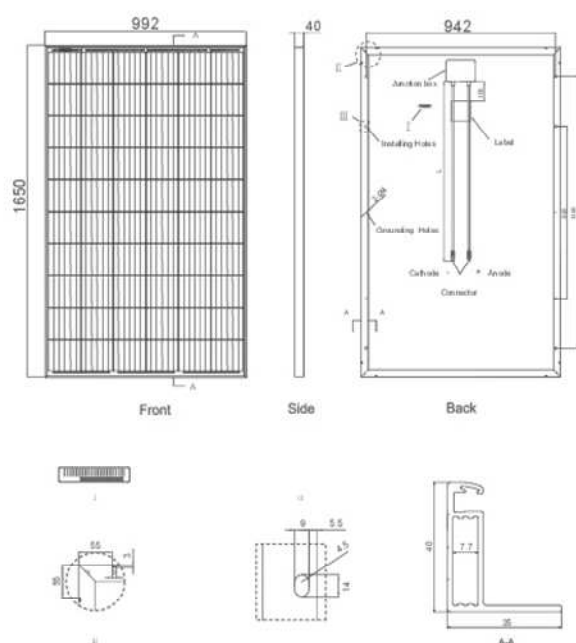
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

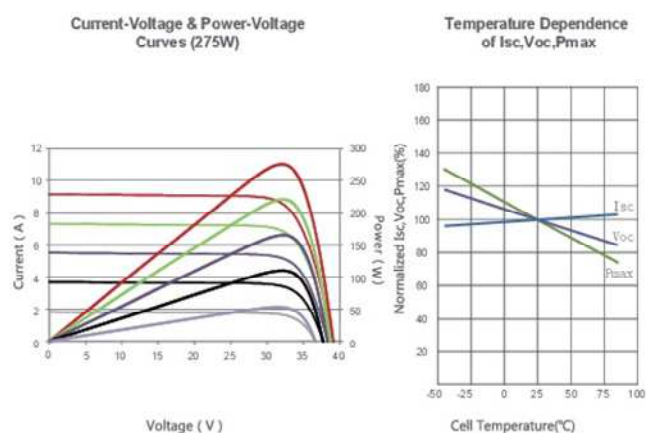


Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 728 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline	156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)	
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)	
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)	
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length	

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM260PP-60		JKM265PP-60		JKM270PP-60		JKM275PP-60		JKM280PP-60	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp	270Wp	200Wp	275Wp	204Wp	280Wp	208Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V	31.7V	29.4V	32.0V	29.8V	32.3V	30.1V
Maximum Power Current (Imp)	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A	8.52A	6.80A	8.61A	6.85A	8.69A	6.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V	38.8V	35.4V	39.1V	35.4V	39.4V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A	9.09A	7.38A	9.15A	7.44A	9.20A	7.99A
Module Efficiency STC (%)	15.88%		16.19%		16.50%		16.80%		17.11%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Capacidad

De 1 a 20 módulos fotovoltaicos
Dispuestos en 1 fila en vertical

Inclinación del módulo

Estándar 10° - 15° - 20° - 25° - 30° - 35 °

Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería - Acero Inoxidable



Tamaño del módulo

Para módulos de hasta 60 células - CVE915
Para módulos de hasta 72 células - CVE915XL

Instalaciones recomendadas

Cubiertas metálicas, cubiertas de hormigón, cubiertas de teja*, suelo mediante contrapesos o zapatas



Planos incluidos



Fácil montaje



Estructura atornillada

* Salva tejas SunferEnergy no incluido en producto estándar

Sirio K100 y K100 HV

INVERSORES CENTRALIZADOS



CRITERIOS PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Toda la gama es configurable de acuerdo a las siguientes normas:

- CEI 0-21
- CEI 0-16
- VDE AR-N-4105
- VDE 0126-1-1
- G59/2
- Real Decreto 1663-2000
- PO12.3



OPCIONES DISPONIBLES

- Kit para conectar el polo a tierra (positivo o negativo)
- Protección contra sobretensiones SPD

MODELOS	Sirio K100	Sirio K100 HV
Potencia aconsejada del campo fotovoltaico	125 kWp max	80 kWp min
Potencia nominal corriente alterna	100 kW	
Potencia máxima corriente alterna	110 kW	

ENTRADA

Tensión continua máxima en circuito abierto	800 Vcc	880Vcc
Intervalo MPPT	330 ÷ 700 Vcc	450 ÷ 760 Vcc
Intervalo de ejercicio	330 ÷ 700 Vcc	450 ÷ 760 Vcc
Corriente de entrada máxima	320 Acc	245 Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	390 Vcc	540 Vcc
Tensión de Ripple	<1%	
Número de entradas	1	
Número de MPPT	1	
Conectores CC	Bus Bar	

SALIDA

Tensión de ejercicio	400 Vca	
Intervalo operativo	340 ÷ 460 Vca ⁽¹⁾	
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vca	
Intervalo de frecuencia	47,5 ÷ 51,5 Hz ⁽¹⁾	
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 53 Hz	
Corriente nominal	115 Aca	
Corriente máxima	146 Aca	
Corriente de cortocircuito	219 Aca	
Distorsión armónica (THDi)	<3%	
Factor de potencia	de 0,9 ind. a 0,9 cap. ⁽¹⁾	
Separación galvánica	Transformador BF	
Conectores CA	Bus Bar	

SISTEMA

Rendimiento máximo	96,1%	96,1%
Rendimiento europeo	95,1%	95,1%
Consumo en stand-by	<32W	
Consumo de noche	<32W	
Protecciones internas	Magnetotérmico lado CA y seccionador en lado CC	
Protección funcionamiento en isla	Si	
Detección dispersión hacia tierra	Si	
Disipación de calor	ventilador controlado	
Temperatura de servicio	0°C ÷ 45°C	
	(sin reducción de potencia)	
Temperatura de almacenamiento	-20°C ÷ 70°C	
Humedad	0 ÷ 95% sin condensación	

(1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales

CARACTERÍSTICAS

Color: RAL 7035

Dimensiones (AxPxL): 800x800x1900 mm

Peso: 720 Kg

Nivel de protección: IP20

Nivel sonoro: <68dBA

COMUNICACIÓN

Pantalla: LCD a color táctil

Interfaz de comunicación: 2xRS232 de serie, RS485, ModBUS y Ethernet opcional (versión ranura)

Protocolos: ModBUS y ModBUS/TCP

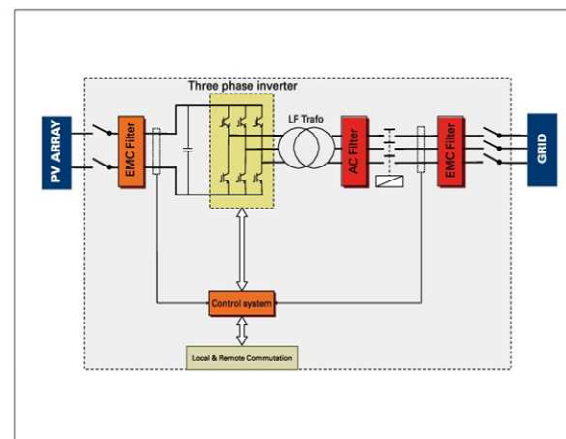
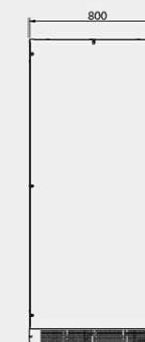
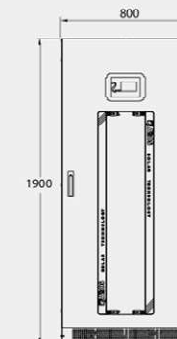
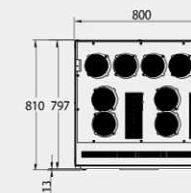
CONFORMIDAD

EMC: EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12

Seguridad: EN62109-1, EN62109-2

Directivas: Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC

Criterios para el suministro de electricidad: CEI 0-21, CEI 0-16, A70, VDE AR-N-4105, VDE 0126-1-1, G59/2, Real Decreto 1663-2000, PO12.3



Características eléctricas de las instalaciones fotovoltaicas

- Tensiones de trabajo que pueden llegar a superar los **700V DC**.
- Trabajos de **mantenimiento en la instalación sin parada** de la planta.
- **Ausencia de protección diferencial** hasta los inversores.
- **Normativa aplicable:**
 - **REBT**: las instalaciones a la intemperie están clasificadas en la ITC-BT30 como locales mojados, indicando que en el caso de uso de canales éstas deben ser aislantes.
 - **CTE**: en su documento básico HE Ahorro de Energía, sección HE5 apartado 3.2.3.3 obliga a utilizar en la parte de corriente continua de la instalación, protección clase II o equivalente, es decir, doble aislamiento o aislamiento reforzado.



• Intemperie

Presencia de humedad y lluvia
Corrosión atmosférica
Rayos UV
Viento
Temperatura

Superior a la del ambiente, en verano
Riesgo de heladas en invierno



Soluciones Unex



- ✓ Bandejas aislantes **66** con tapa en dos materias primas:

en: **U23X**



en: **U41X**

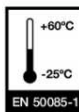
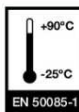


Máxima seguridad eléctrica

• Protección frente a contactos indirectos	Mayor seguridad eléctrica para las personas
• Sin necesidad de puesta a tierra 	Ahorro de costes en: -Materiales -Montaje -Verificación -Mantenimiento
• Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos	Mayor seguridad eléctrica para la instalación
• El corte y manipulación de la bandeja no produce aristas o rebabas que dañen el aislamiento de los conductores	Instalaciones más seguras para las personas y equipos



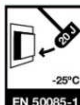
Temperatura de servicio

La bandeja alcanza una temperatura superior a la del ambiente, por efecto de fuentes de calor próximas y calentamiento del sol.	 U23X	 U41X
---	--	--

Comportamiento a la intemperie

Más de 40 años de experiencia en instalaciones de bandeja a la intemperie	
---	---

Resistencia al impacto

Excelente resistencia a impacto a bajas temperaturas. Grado de protección contra impactos IK10 (bandeja + tapa + anclaje tapa)	 U23X EN 50085-1	 U41X EN 61537	 IK10 EN 50085-1
---	---	---	---

Resistencia frente a la corrosión

Buen comportamiento a la corrosión atmosférica	
--	---

TOPSOLAR PV



ZZ-F

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos tipo EI6.

Cubierta

Goma ignifugada tipo EM8, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio. Color negro y rojo.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cables especialmente diseñado para su uso a la intemperie en plenas garantías.

Embalaje

Disponible en rollos con film retráctilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



TOPSOLAR PV ZZ-F

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

CARACTERÍSTICAS

Conductor:
Flexible clase 5/6

Radio de curvatura:
3 x diámetro exterior

Resistencia a los impactos: AG2 Medio

Resistencia a los rayos ultravioleta

Instalaciones solares fotovoltaicas

Temperatura mínima de servicio: -40°C

Marcaje: metro a metro

Resistencia al agua: AD7 Inmersión

Vida útil 30 años según UNE 60216-2

Intemperie

No propagación de la llama

Resistencia a los ataques químicos: excelente

Resistencia a grasas y aceites

Temperatura máxima del conductor: 120°C

Instalación al aire libre: permanente

Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente

Resistencia a abrasión

Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



Descripción general

<i>Máxima corriente de entrada</i>	16 x 9 A
<i>Máxima corriente de salida</i>	144 A
<i>Máxima tensión</i>	880 Vcc
<i>Terminales de entrada</i>	16+16 bornes de tornillo
<i>Terminales de salida</i>	2 bornes de barra
<i>Grado de protección</i>	IP66
<i>Temperatura de funcionamiento</i>	-20 °C ... +45 °C
<i>Aislamiento</i>	2500 Vca entre potencia y control

Protecciones

<i>Dispositivo de protección de sobretensión</i>	- Tipo 2 - 1000 V máximo - 40 KA (total 8/20 µs) - 12,5 KA (nominal 8/20 µs) - 25 KA (máximo 8/20 µs) - Configuración con tres varistores - Autoprotegido con fusible - Controlado
<i>Seccionador general de salida</i>	4x160 A (T1D 160PV, ABB)
<i>Fusibles de cadena</i>	10A 900Vdc 10x38 (6QPSC002A) 12A 900Vdc 10x38 (6QPSC002B)
<i>Fusible de alimentación auxiliar</i>	4 A 500 Vca 10x38

Alarmas

- *Alarma de cadena*
- *Alarma de persistencia de corriente nula*
- *Alarma dispositivo de protección de sobretensión*
- *Disparo contacto digital 1 (entrada aislada 1)*
- *Disparo contacto digital 2 (entrada aislada 2)*
- *Alarma alimentador*
- *Alarma reloj interno*
- *Alarma memoria interna*
- *Alarma conexión tarjeta (link)*
- *Alarma calibración medida*
- *Alarma contacto auxiliar interno (entrada no aislada: tamper)*

Comunicaciones

<i>Estándar</i>	- 1 x RS232 (DB9 hembra) - 1 x RS485 (RJ45 + bornes) - expansion communication slot
<i>Velocidad</i>	9600 bps
<i>Aislamiento</i>	- 2500 Vca x 1 minuto (232 y 485) - Slot SIN aislar
<i>Dirección</i>	De 1 a 127 mediante interruptor dip

Relé de salida

<i>Cantidad</i>	2
<i>Contacto</i>	- de cambio libre de potencial - máx. 2 A - máx. 220 Vcc / 250 Vca - máx. 60 W / 62,5 VA - resistencia < 35 mΩ
<i>Aislamiento</i>	1000 Vca

Características mecánicas

<i>Dimensiones (lxaxp) mm</i>	590x700x260 mm
<i>Peso</i>	25 kg

PRODUCT LEAFLET

Electric Vehicle Infrastructure

AC wallbox



The ABB AC wallbox provides a high quality yet cost effective electric car charging point. Easy to fit and with a compact design, the wallbox can be installed at homes or offices, allowing drivers to simply plug their car in and get on with their day.

The wallbox is ideal for residential and commercial locations, businesses in the hospitality industry and those providing overnight charging facilities. It can also supplement DC charging sites for plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs). It features DC leakage detection, which means there is no need for costly upstream Type-B residual current circuit breakers.

Manufactured to a high standard with a robust all-weather enclosure for indoor and outdoor use, the wallboxes are available in four specification levels and are compatible with the industry standard Open Charge Point Protocol (OCPP) making them fully future-proofed and enabled for authentication and load balancing.

The ABB AC Wallbox is available in four specification levels:

B (4.6kW)

B+ (11kW and 22kW, including optional RFID and key authentication)

Pro M and Pro S (including energy meter and comprehensive communication and authentication options).

Key benefits

- Easy installation
- No need for an expensive upstream Type-B RCD
- Sim card models available for data communication
- High quality
- Compact design

Applications

- Homes
- Offices
- Hotel and Hospitality
- Overnight fleet charging
- Supplement at DC charging sites for plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs)

Main features

- 4.6kW and 11kW AC charging available
- 22 kW AC fast charging available
- Sealed electronics compartment
- Range of installation options
- Open Charge Point Protocol (OCPP). Pro S and Pro M devices can be connected for OCPP 1.5 and load management
- Authentication
- Monitoring

- Load balancing
- Compact design
- Robust all-weather enclosure for indoor and outdoor use

Key optional features

- RFID and key authorization
- Input current limiting software to match site requirements
- Web tools for statistics, configuration and access management
- Communication interface for intelligently controlled charging and smart home applications
- Type 1 and type 2 cables available
- Type 2 socket available
- Type 2 with shutter available
- UMTS/G3
- MID certified versions available later in 2018
- Pedestals for 1 or 2 (back to back or 90 degree angle) wallboxes



For more information please contact:

ABB EV Infrastructure

Delftweg 65
2289 BA Rijswijk
The Netherlands
Phone: +31 70 307 6200
E-mail: info.evci@nl.abb.com

abb.com/evcharging

General specifications	
AC output power	up to 22kW depending on model
Connection cross-section	Minimum cross-section (depending on the cable and the laying system): - 5 x 2.5 mm ² (16 A nominal current) - 5 x 6.0 mm ² (32 A nominal current)
Supply terminals	Connection line: - Solid (min.-max): 0.2 – 16 mm ² - Flexible (min.-max): 0.2 – 16 mm ² - AWG (min.-max): 24 – 6 - Flexible (min.-max) with wire end sleeve without/with plastic sleeve: 0.25 – 10 / 0.25 – 10 mm ²
RFID system	MIFARE
Network connection	Ethernet (Pro models, UMTS/3G optional)
Environment	Indoor / outdoor
Operating temperature	-25°C to +50°C no direct sunlight
Protection	IP54, indoor and outdoor
Dimensions (H x W x D)	495x249x163 (socket), 615x249x140 (level 2 cable)
Charge cable	Socket, socket with shutters, type 1 or type 2 cable
Mass	4.8 kg (socket), 6.6 kg (cable)
AC Input power connection	230 V - 230/400 V 3N (B models only 230V)
Mains frequency	50/60Hz
Network configuration	TT / TN / IT
Overvoltage category	III according to EN 60664
DC residual-current monitoring	FI / RDCMB ≤ 6mA DC
Socket versions	Type 2 standard socket: 32 A / 400 VAC according to EN 62196-1 and VDE-AR-E 2623-2-2
Cable versions	Type 1 cable: up to 32 A / 230 VAC according to EN 62196-1 and SAE-J1772
(for rating see type plate)	Type 2 cable: up to 32 A / 400 VAC according to EN 62196-1 and VDE-AR-E 2623-2-2
Protection against mechanical impact	IK08 (except for cylinder lock)
Protection class	I
Compliance and safety	CE