



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

Sistema De Energía Solar Fotovoltaica Conectado A Red

MEMORIA PRESENTADA POR:
DAVID BRACO BOIX

GRADO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

Convocatoria de defensa: 2016

Índice

RESUMEN	VI
1. INTRODUCCIÓN	7
1.1. Energía Solar.....	8
1.2. Células Fotovoltaicas.....	9
1.3. Funcionamiento de una célula fotovoltaica.....	10
1.4. Instalación solar fotovoltaica	11
1.5. Ventajas de una instalación fotovoltaica.....	13
2. MEMORIA	14
2.1. Objeto	14
2.2. Localización	14
2.3. Normativa	15
2.4. Características de la Instalación.....	18
2.4.1. Modulo Fotovoltaico	18
2.4.2. Estructura Soporte	19
2.4.3. Inversor	23
2.4.4. Cableado.....	27
2.4.5. Protecciones.....	33
2.4.6. Puesta a Tierra	37
2.4.7. Equipo de medida	39
2.4.8. Centro de Transformación	40
2.5. Obra Civil.....	44
2.5.1. Movimiento de Tierras.....	44
2.5.2. Cerramiento Perimetral	44
2.5.3. Zanjas	45
3. CÁLCULOS TÉCNICOS	46
3.1. Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.....	46
3.1.1. Módulos conectados en serie	46
3.1.2. Módulos conectados en paralelo	48

3.2. Dimensionado del Inversor	49
3.3. Dimensionado de la Estructura Soporte	50
3.4. Calculo del cableado	53
3.4.1. Cableado de Corriente Continua	54
3.4.2. Cableado de Corriente Alterna.....	57
3.5. Calculo de las Protecciones	60
3.5.1. Protección entre módulos y cajas de conexiones	60
3.5.2. Protección entre caja de conexiones y armario de corriente continua	61
3.5.3. Protección entre armario de corriente continua e Inversor	62
3.5.4. Protección entre Inversor e armario de corriente alterna	62
3.6. Cálculo de la protección de Puesta a Tierra	62
3.6.1 Puesta a Tierra de los Paneles Fotovoltaicos.....	63
3.6.2. Puesta a Tierra entre Cajas de Conexión y Armario de Corriente Continua	63
3.6.3. Puesta a Tierra entre Armario de Corriente Continua e Inversor	63
3.6.4. Puesta a Tierra entre Inversor e Armario de Corriente Alterna	63
3.6.5. Puesta a Tierra entre Armario de Corriente Alterna y Transformador	63
3.7. Cálculo Centro de Transformación	64
4. PLIEGO DE CONDICIONES	66
1 Objeto	66
2 Generalidades.....	66
3 Definiciones	67
3.1 Radiación solar.....	67
3.2 Instalación.....	67
3.3 Módulos.....	68
3.4 Integración arquitectónica.....	68
4 Diseño	69
4.1 Diseño del generador fotovoltaico	69
4.2 Diseño del sistema de monitorización	70
4.3 Integración arquitectónica.....	70
5 Componentes y materiales	71
5.1 Generalidades	71
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos	71
5.3 Estructura soporte	73

5.4 Inversores	74
5.5 Cableado	76
5.6 Conexión a red	76
5.7 Medidas	76
5.8 Protecciones	76
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	76
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	77
5.11 Medidas de seguridad.....	77
6 Recepción y pruebas	77
7 Cálculo de la producción anual esperada.....	78
8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	80
8.1 Generalidades	80
8.2 Programa de mantenimiento	80
8.3 Garantías.....	81
5. PRESUPUESTO	83
5.1. Estudio Económico.....	88
6. CONCLUSIÓN	94
7. BIBLIOGRAFÍA.....	95
8. PLANOS Y ESQUEMAS	96
9. ANEXOS.....	101

Índice de Figuras

Figura 1: Cobertura de la demanda peninsular en 2013 y 2014	7
Figura 2: Suma anual de irradiación global	8
Figura 3: Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas	9
Figura 4: Célula fotovoltaica.....	10
Figura 5: Conexión serie-paralelo	11
Figura 6: Instalación fotovoltaica aislada	12
Figura 7: Instalación fotovoltaica conectada a red	12
Figura 8: Localización de la Instalación	14
Figura 9: Vista frontal y trasera del panel fotovoltaico elegido	19
Figura 10: Representación curvas tensión/corriente.....	19
Figura 11: Trayectoria solar en cada mes.....	20
Figura 12: Seguidor solar de la Instalación fotovoltaica	22
Figura 13: Rendimiento DEGERtracker	22
Figura 14: Inversor trifásico ZIGOR SOLAR CTR3 150.....	25
Figura 15: Edificio prefabricado de hormigón EHC-1	27
Figura 16: Cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS)	31
Figura 17: Cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS).....	32
Figura 18: Tubo enterrado de doble pared	32
Figura 19: Fusibles DFELECTRIC para instalaciones fotovoltaicas.....	35
Figura 20: Dimensiones del fusible	35
Figura 21: Bases porta fusibles.....	36
Figura 22: Interruptor Magnetotérmico NSX 630	36
Figura 23: Caja Uniplast de ELDON	37
Figura 24: Representación esquemática de una instalación de Puesta a Tierra.....	38
Figura 25: Contador ME4zrt	39
Figura 26: Modelización de un transformador elevador	41
Figura 27: Transformadores de tipo seco encapsulado ABB IP 21.....	41
Figura 28: Dibujo acotado - Transformadores de tipo seco encapsulado ABB IP 21.....	42
Figura 29: Edificio prefabricado Schneider Electric modelo EHC.....	43
Figura 30: Sombra de los seguidores solares	52
Figura 31: Distancia entre seguidores solares.....	53
Figura 32: Producción de energía estimada mensual en KWh.....	92
Figura 33: Producción de energía estimada mensual en KWh.....	92

Índice de Tablas

Tabla 1: Características eléctricas del módulo fotovoltaico	18
Tabla 2: Características técnicas	23
Tabla 3: Características Técnicas Inversor ZIGOR SOLAR CTR3.....	26
Tabla 4 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada	28
Tabla 5: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.....	29
Tabla 6: Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.....	29
Tabla 7: Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire	30
Tabla 8: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos.....	30
Tabla 9: Características técnicas cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS)	31
Tabla 10: Características técnicas cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS).....	32
Tabla 11: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y sección de los conductores o cables a conducir.....	33
Tabla 12: Límites de tensión y frecuencia.....	34
Tabla 13: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase	38
Tabla 14: Características técnicas contador ME4zrt	40
Tabla 15: Datos Técnicos ABB IP 21	42
Tabla 16: características técnicas edificio prefabricado EHC-5 T2L.....	43
Tabla 17: Secciones Calculadas	59
Tabla 18: Secciones conductor de protección.	64
Tabla 19: HSP.....	91
Tabla 20: Producción mensual estimada	91
Tabla 21: Estimación	93
Tabla 22: Estimación para los próximos 25 años	93

RESUMEN

El objetivo del presente proyecto es la generación de energía eléctrica a partir de energía solar. Por ello se pretende realizar el pre-diseño de una instalación solar fotovoltaica de 600 kW de potencia conectada a la red nacional en la localidad de Almoines (Valencia).

El proyecto define las condiciones técnicas de la instalación a partir de la radiación solar registrada en la localización elegida. Además de incluir el estudio económico que indica la viabilidad del mismo.

Para hacer una comparativa de las diferentes formas de realizar la instalación y su rentabilidad, se estudiarán dos diseños:

- Diseño 1: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Estructura Fija.
- Diseño 2: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Seguidor Solar.

Como puntos a destacar en el proyecto, se puede tomar los datos obtenidos de generación eléctrica, los costes de ejecución de obra y por último la rentabilidad a medio plazo. Es necesaria una inversión inicial.

Es importante la realización de este tipo de proyectos si queremos conseguir un sistema energético sostenible. Así como políticas que promuevan la eficiencia y el ahorro energético. No obstante, se debe seguir investigando para mejorar el aprovechamiento de la energía solar y del resto de energías renovables.

1. INTRODUCCIÓN

Existen diversas fuentes de energía en el planeta capaces de abastecer la alta demanda mundial de electricidad que ha ido aumentando tras el paso de las décadas.

Se definen las fuentes de energía como los recursos naturales de los que la humanidad puede obtener energía utilizable para la realización de sus actividades.

Las fuentes de energía se clasifican en dos grandes categorías: fuentes renovables, clasificándose en energía solar, energía eólica o geotermia entre otros y fuentes no renovables, ya sean: petróleo, carbón, gas natural, energía nuclear... etc.

Por un lado, las fuentes de energía renovables son aquellas que son ilimitadas, es decir, inagotables tras haber sido utilizadas, aunque un excesivo uso de algunas de ellas pueda llevar a su agotamiento y necesiten de un largo periodo para su regeneración. Por este motivo es imprescindible utilizar el concepto de energía recuperable, es decir, utilizar la cantidad de energía renovable que puede ser utilizado anualmente sin disminuir el monto total del recurso en cuestión. De esta manera un límite máximo sostenible de uso para cada fuente de energía renovable puede ser definido.

Entre las fuentes de energía renovable se pueden destacar las siguientes: las mareas, cuya energía se conoce como mareomotriz; los embalses, que producen energía hidráulica; el viento, que genera energía eólica; la vegetación, de la que se extrae la energía de la biomasa; y el sol, cuya energía se denomina energía solar.

En relación con esta última, la legislación española promovió durante años su explotación a través de subvenciones y de primas a la producción. Así, la energía solar conectada a red experimentó un desarrollo de carácter exponencial. No ha sido así durante los últimos años donde se han dejado de promover la explotación de esta fuente de energía tan imprescindible.

Por otro lado, las fuentes no renovables se caracterizan porque son limitadas y por tanto se agotan con su utilización con el paso del tiempo hasta que ya no existan recursos de las mismas.

En la siguiente ilustración podemos observar una comparativa de la cobertura de la demanda de las diferentes fuentes de energía en España.



Figura 1: Cobertura de la demanda peninsular en 2013 y 2014

1.1. Energía Solar

La Energía solar llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta principalmente) procedente del Sol, (la potencia que viene del sol a la Tierra es de aproximadamente 170 000 TW, de los cuales aproximadamente el 50% llega a la superficie de la Tierra) el cual produce energía a través de la fusión nuclear, un proceso que convierte los átomos de hidrógeno en átomos de helio.

Este proceso libera energía de acuerdo con la ecuación $E = m \times c^2$, siendo E energía, m masa y c la velocidad de la luz en el vacío, por la virtud del hecho de que la masa de núcleos de helio es algo menor que la de los núcleos de hidrógeno.

La radiación solar puede fácilmente a tamaño real, satisfacer la demanda actual de energía, aquí dos datos importantes:

- La energía solar que golpea la superficie de la Tierra en una hora es casi la misma que toda la energía consumida por las actividades humanas en un año.
- Las centrales eléctricas fotovoltaicas pueden producir toda la energía eléctrica consumida por las actividades humanas en un año por la energía solar que golpea la superficie de la Tierra en 2 horas.

Teniendo en cuenta la eficiencia energética de las células solares, se necesitan dos o tres horas para producir el consumo anual de energía eléctrica para el conjunto global.

Fuente: www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/

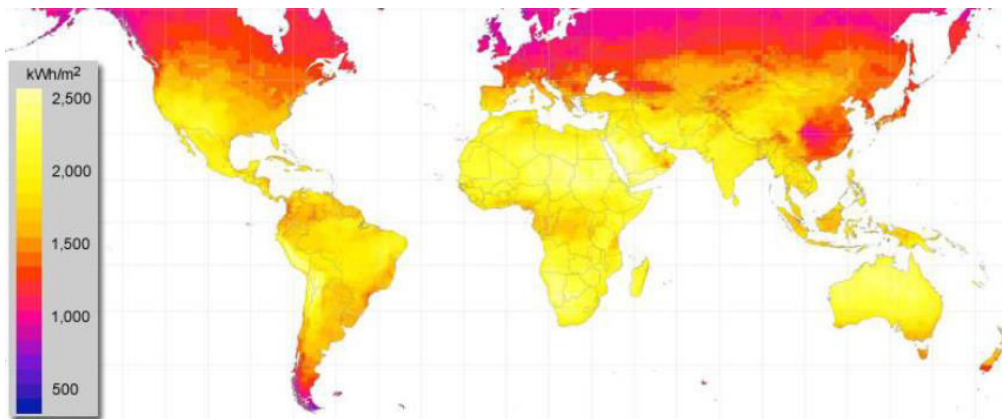


Figura 2: Suma anual de irradiación global

El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura (sistema fototérmico) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico).

La conversión térmica de alta temperatura consiste en transformar la energía solar en energía térmica almacenada en un fluido. Para calentar el líquido se emplean unos dispositivos llamados colectores.

La conversión fotovoltaica, que es estudio en este proyecto consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica.

Se utilizan para ello unas placas solares formadas por células fotovoltaicas que han evolucionado considerablemente a lo largo del pasado siglo y durante el presente siglo desde que Becquerel descubriera el efecto fotogalvánico en electrolitos líquidos en 1839.

1.2. Células Fotovoltaicas

La primera célula fotovoltaica data del año 1883, cuando el Sr. Fritts (US) fabricó la primera área de célula solar utilizando una película de Silicio.

Con el paso de los años las células fotovoltaicas han ido evolucionando y han ido teniendo más eficiencia, compañías como Hoffman Electronics (USA), Sharp cop. (JP), quienes produjeron el primer módulo fotovoltaico comercial de Si, o la NASA la cual tuvo que desarrollar las células fotovoltaico para su uso en satélites son grandes ejemplos del proceso de evolución que llevaron las células solares.

Posteriormente, en 1970 se fabrica la primera célula de arseniuro de galio (GaAs), creada por el Alferov, material que dominó la fabricación de células fotovoltaicas hasta la década de 1980.

El uso de células de silicio ha remplazado casi completamente a las de GaAs debido a su poco rendimiento, teniendo en el mercado células de silicio monocristalino, de silicio poli cristalino y de silicio amorfo.

En la siguiente figura se puede observar la eficiencia de cada tipo de célula a lo largo de los años.

Fuente: IEA, Renewables for power generation, status and prospects

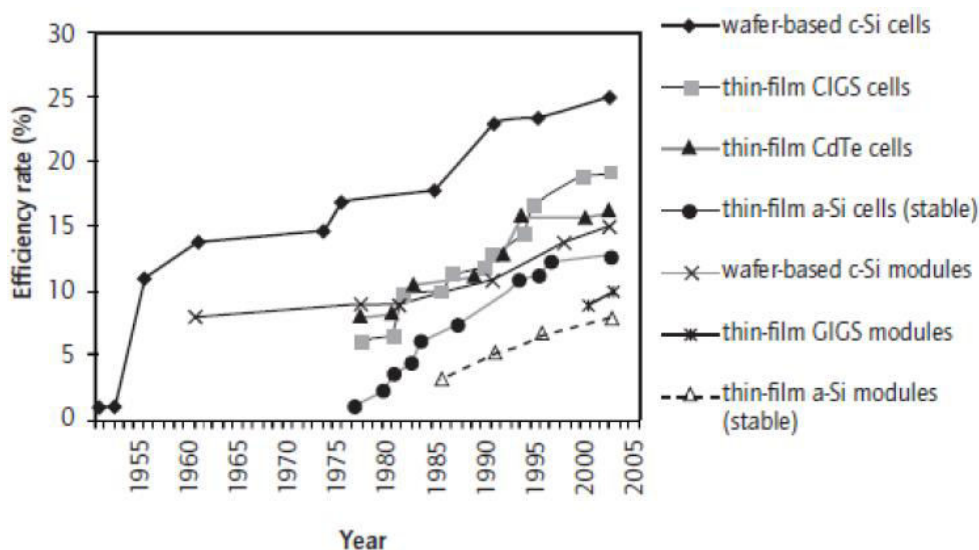


Figura 3: Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas

El rendimiento de estas células varía según el tipo de material que se haya utilizado en su fabricación, estando alrededor del 15 % para células fabricadas con silicio policristalino, y entre un 15 % y 21% para células fabricadas con silicio monocristalino, con un coste elevado debido a su proceso de fabricación.

1.3. Funcionamiento de una célula fotovoltaica

Las células Fotovoltaicas transforman la radiación solar directamente en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Debido a las diferentes características eléctricas de los materiales, las distribuciones de cargas positivas y negativas se forman en dos lados de la interfaz de material creando un campo eléctrico a través de la interfaz.

Cuando los fotones de la radiación solar son absorbidos en el material semiconductor, los electrones y los agujeros son liberados a la banda de conducción y de valencia.

Los portadores de carga (electrones y huecos) liberados por los fotones se mueven debido al campo eléctrico para diferentes direcciones dentro de la célula fotovoltaica. El portador de carga finalmente termina a los lados opuestos de la célula fotovoltaica.

Mediante la conexión de estas superficies a un circuito eléctrico externo una corriente continua (CC) puede ser utilizada.

Fuente: University Technology of Tampere

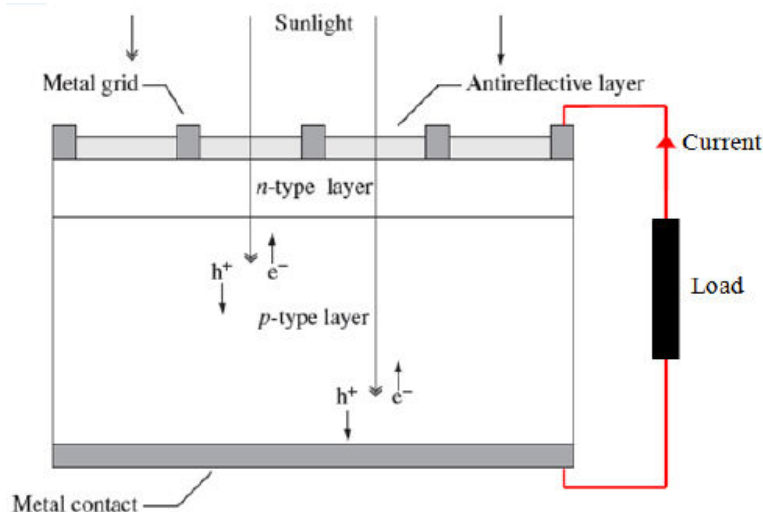


Figura 4: Célula fotovoltaica

La unión de varias células fotovoltaicas forma un módulo, con el que se llega a ciertos niveles de tensión y potencias adecuados, pudiéndose conectar en serie para obtener una mayor tensión, o en paralelo si lo que queremos es obtener una mayor intensidad.

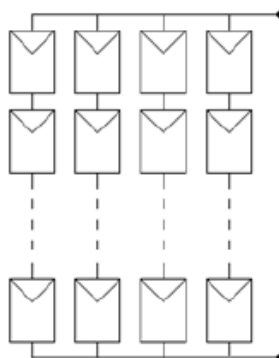


Figura 5: Conexión serie-paralelo

Estos módulos fotovoltaicos suelen estar compuestos de un número de entre 20 y 60 células.

1.4. Instalación solar fotovoltaica

La conexión de varios módulos nos permite construir lo que se conoce como instalación solar fotovoltaica, que dependiendo del tamaño pueden generarán diferentes potencias.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos que permite suministrar energía eléctrica para cubrir las necesidades planteadas a partir de la energía procedente del sol.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas, las de tipo aislado y las de tipo conectada a red eléctrica, caso de estudio en este proyecto.

La instalación de tipo aislada está compuesta por:

- Sistema de captación energética: compuesto por módulos fotovoltaicos que transforman la radiación solar en energía eléctrica.
- Sistema de almacenamiento: formado por un conjunto de baterías que almacenan la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Es muy importante dimensionar correctamente este sistema para obtener un suministro de energía eléctrica adaptado a las necesidades de cada instalación.
- Sistema de regulación: Para un funcionamiento satisfactorio de la instalación, en la unión de los paneles solares con la batería ha de instalarse un sistema de regulación de carga, que impide que la batería continúe recibiendo carga del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima.
- Sistema de adaptación de corriente: Su función es adecuar las características de la energía generada a las demandadas por las aplicaciones de la instalación. Un sistema de conmutación electrónico, llamado inversor, transforma la corriente continua (CC) de las baterías en corriente alterna (AC).

Este tipo de sistema tiene múltiples aplicaciones como pueden ser: en viviendas equipamientos aislados, telecomunicaciones, bombeo de agua, señalización, equipos

electrónicos, hasta pequeñas centrales rurales, etc. A continuación se representa un esquema gráfico de los componentes de la instalación.

Fuente: eba S.L.

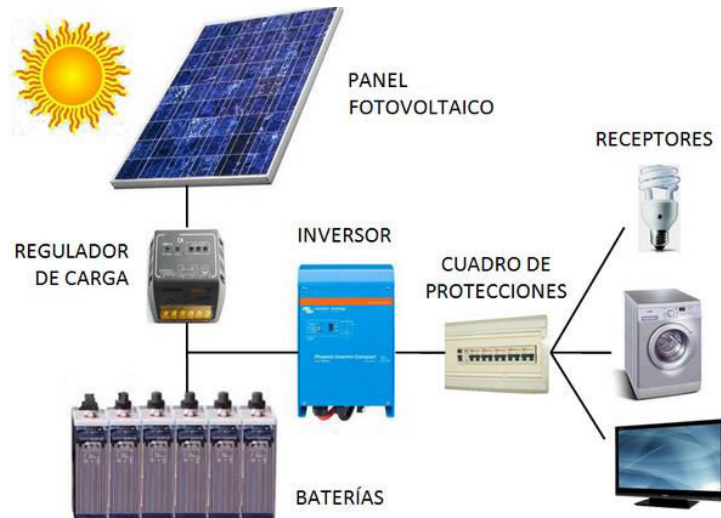


Figura 6: Instalación fotovoltaica aislada

Por otro lado, la instalación de tipo conectada a red está compuesta principalmente por:

- Sistema de captación energética: Igual que en las instalaciones aisladas, los elementos encargados de captar la energía son los módulos fotovoltaicos que transforman la radiación solar en energía eléctrica.
- Sistema de adaptación de corriente: Formado por un sistema de conmutación electrónico, llamado inversor, que transforma la corriente continua que generan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.
- Sistema de evacuación de la energía: Encargado de evacuar la energía transformada por el inversor a la red eléctrica. Está formado por un centro de transformación que eleva la tensión que recibe del inversor, a la tensión que se inyecta en la red eléctrica, que dependerá del punto de conexión.

A continuación se representa un esquema gráfico de los componentes de la instalación.

Fuente: www.datoanuncios.org

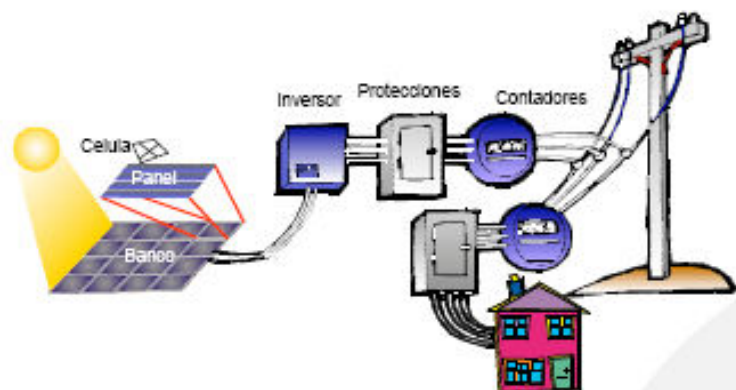


Figura 7: Instalación fotovoltaica conectada a red

1.5. Ventajas de una instalación fotovoltaica

Las ventajas fundamentales de las instalaciones de energía solar fotovoltaica permiten abrir un amplio campo de desarrollo de estos sistemas. La energía procedente del Sol es limpia, renovable y muy abundante. Además, es una energía que no contamina, a diferencia de los combustibles o de la energía nuclear.

La tecnología fotovoltaica convierte directamente la energía procedente del Sol en energía eléctrica. Una instalación fotovoltaica se caracteriza por su simplicidad, silencio, su vida útil de larga duración, fácil y escaso mantenimiento y una elevada fiabilidad. Además su inversión se recupera en pocos años de funcionamiento.

Una instalación solar fotovoltaica permite instalarse en casi cualquier lugar y ser de diferentes tamaños, permite también la distribución directamente en los puntos de consumo.

Las instalaciones fotovoltaicas utilizan elementos resistentes a condiciones meteorológicas extremas como pueden ser el granizo, viento, humedad y temperaturas altas. Además, aunque la fabricación de los módulos puede generar cierta toxicidad, los controles exhaustivos que se aplican sobre los residuos producidos reducen al mínimo el impacto ambiental.

Además de todas estas ventajas, las instalaciones fotovoltaicas constituyen un tipo de tecnología que permite aumentar la potencia instalada fácilmente incorporando nuevos módulos.

2. MEMORIA

2.1. Objeto

El objetivo de este proyecto es la elaboración de un sistema solar fotovoltaico que se conecte a la red y sea capaz de generar 600 KW cumpliendo con todas las condiciones exigidas por el reglamento vigente.

La instalación, está dentro de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Grupo b1, subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

La potencia total del sistema es de 600 KWp, subdividido en 4 instalaciones de 150 KWp destinado a conseguir un equilibrio energético-económico y evitar en caso de avería que afecte a todo el sistema.

También se realizará un estudio de la producción energética y de la rentabilidad económica de la instalación analizando la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Se va a diseñar la instalación con seguidores solares para dar un mayor rendimiento a nuestra instalación, pero al estar situada la instalación en el hemisferio norte no tendría inconvenientes de que la instalación fuera fija, por lo que se realizará el estudio también para instalación fija y así conocer el tipo de instalación más viable.

2.2. Localización

La instalación solar fotovoltaica se situará en la localidad de Almoines, un pueblo perteneciente a la provincia de Valencia. Está situada a una distancia de 4,9 km de la ciudad de Gandía y a 72,9 km de Valencia.

Esta localidad tiene una población de 2300 habitantes (datos del año 2014), y tiene un término completamente llano a pocos metros sobre el nivel del mar (34 msnm).

La ubicación exacta expresada en coordenadas geográficas es:

- ✓ Latitud: 38°56'49.5"N
- ✓ Longitud: 0°10'36.6"W

En las siguientes figuras tenemos a vista de satélite de la localización elegida:



Figura 8: Localización de la Instalación

La energía eléctrica generada se verterá a la línea eléctrica más cercana, en este caso se conecta con la red de distribución en el punto de la línea de 20 kV que establece la compañía eléctrica de distribución (Iberdrola).

2.3. Normativa

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- 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 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden IET/221/2013, de 14 de Febrero, última modificación de tarifas.
- Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.
- Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.
- UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

- U UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- NE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV).
- UNE 21123: Para cableado
- UNE-EN 61330, norma para los centros de transformación prefabricados
- UNE 21123, norma para los cables eléctricos utilizados.
- UNE-EN 50.086-2-4, norma para los tubos flexibles utilizados.
- UNE 21428, norma para la construcción de transformadores.
- UNE 20460, norma para instalaciones eléctricas.
- Cualificación del diseño y homologación.
- Código Técnico de la edificación.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.
- REBT, Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Normativa Iberdrola.
- IEC/EN 61215 e IEC/EN 61730, Norma que certifica los módulos fotovoltaicos.
- ISO 9001:2008, especifica los contenidos de un sistema de gestión de calidad.
- ISO 14001:2004, especifica los contenidos de la gestión ambiental.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

2.4. Características de la Instalación

2.4.1. Modulo Fotovoltaico

El sistema solar fotovoltaico está formado por 4 instalaciones formadas por 10 generadores fotovoltaicos, teniendo un total de 2000 módulos de la marca ATERSA, modelo A-300P GSE, compuesto por un total de 72 células de 6'' y dotado de una alta eficiencia del módulo y potencia de salida estable, con un funcionamiento eléctrico excepcional en condiciones de alta temperatura o baja irradiación. En la siguiente figura se representan las características técnicas del módulo fotovoltaico elegido:

Fuente: ATERSA

Características Técnicas		
Descripción	Valor	Unidad
Potencia Máxima (Pmax)	300	W
Tensión de Máxima Potencia (Vmp)	36,74	V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	8,17	A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	45,09	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	8,72	A
Eficiencia del Módulo (%)	15.42	%
Tolerancia de Potencia	0/+5	W
Máxima serie de Fusibles (A)	15	A
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC)/DC 600 V (UL)	V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46	°C

Tabla 1: Características eléctricas del módulo fotovoltaico

Los módulos están compuestos por 72 células (6 x 12) de silicio policristalino con una superficie de 156 mm^2 , un peso de 23 kg y unas dimensiones de 1955 x 995 x 50 mm.

Se ha escogido este modelo porque presenta una mejora en las características como la capa anti reflectante para aumentar la absorción de luz, coeficiente de temperatura mejorado que reduce pérdidas de energía a altas temperaturas, alto rendimiento incluso a baja irradiación, que mejoran el rendimiento del módulo.

Además, el fabricante nos ofrece además unas garantías de 10 años contra defectos de fabricación y 25 años en rendimiento.

Fuente: ATERSA

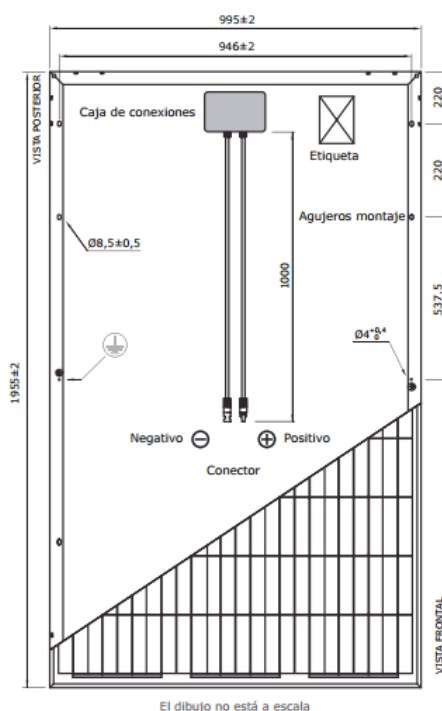


Figura 9: Vista frontal y trasera del panel fotovoltaico elegido

La representación de las curvas características tensión/corriente en función de la temperatura y la irradiancia se ve representado en la Figura 8.

Fuente: ATERSA

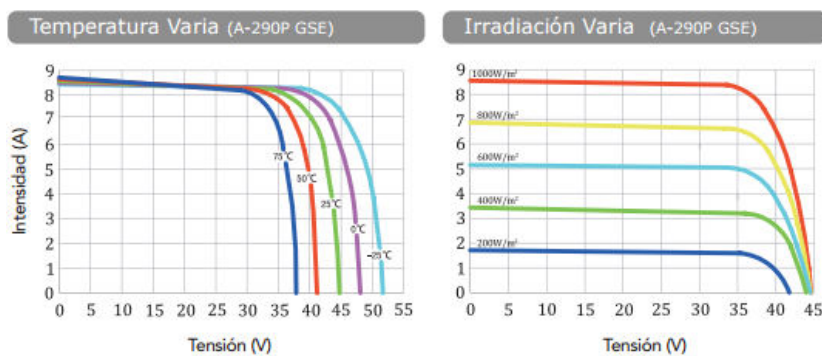


Figura 10: Representación curvas tensión/corriente

En el apartado de Anexos más información.

2.4.2. Estructura Soporte

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un óptimo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año.

Dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Existen dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de las instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son las más utilizadas en los huertos solares donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

En cuanto a la orientación, si el emplazamiento se encuentra en el hemisferio norte, ha de ser siempre al sur, sin embargo si se encuentra en el hemisferio sur, la orientación debe ser hacia el norte, pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día.

En la siguiente figura se aprecia la elevación solar en grados de los diferentes meses del año para una latitud de 47° N.

Fuente: University Technology of Tampere

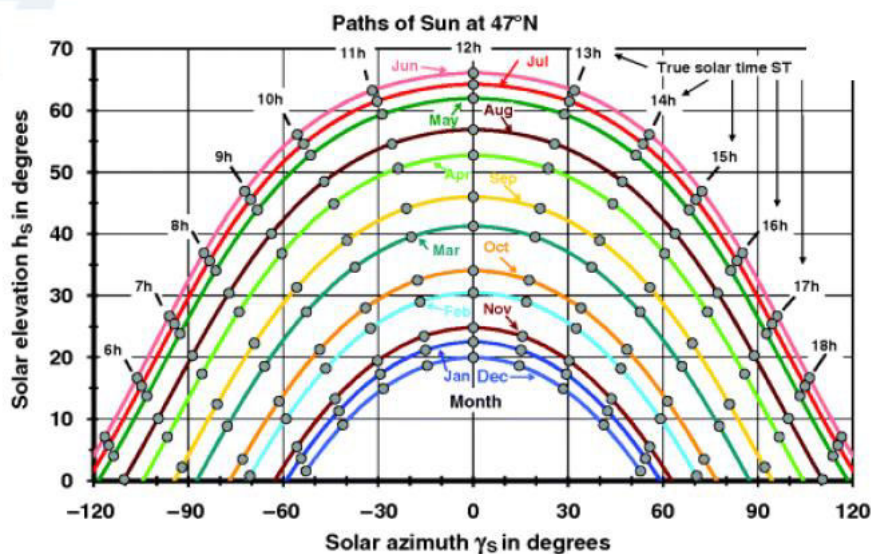


Figura 11: Trayectoria solar en cada mes

Se puede observar que en invierno la trayectoria de la radiación es más pequeña que en verano. Por esta razón, la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

En esta instalación la orientación del generador fotovoltaico es variable, ya que mediante los seguidores solares se sigue la trayectoria del sol. De este modo, se maximiza la energía solar incidente sobre el generador a lo largo del año para la localidad en la que se ubica el parque. El seguidor solar orienta los paneles fotovoltaicos

de forma que la radiación solar directa es en todo momento perpendicular a la superficie de los mismos, obteniéndose así la máxima producción eléctrica posible, pudiendo aumentar la producción de una instalación fotovoltaica.

Diseño 1: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Estructura Fija.

El equipo elegido para este parque solar ha sido una estructura soporte en línea. Ideal para un diseño de módulos con inclinación fija. Es fácil de montar, ya que va anclada al suelo mediante tornillo directo, evitando el movimiento de tierras para su instalación siempre que el terreno tenga irregularidades no superiores al 10%.

La Estructura Suelo 5 Panel FV915 1 Fila está diseñada para una estructura de paneles solares fotovoltaicos. La Estructura Suelo 5 Panel FV915 1 Fila, es una estructura de aluminio para soporte de paneles fotovoltaicos en techo plano, estas estructuras de soporte son universales, por lo que se adaptan a cualquier marco y tipo de panel. Panel en vertical.

La Estructura Suelo 5 Panel FV915 1 Fila está diseñada para poder soportar cargas de nieve de hasta 200N/m², y una carga de viento de 29 m/s.

Fuente: Auto Solar



Figura 12: Estructura Fija 5 Panel FV915 1

Se elige la inclinación y orientación de los módulos de la instalación. Primeramente, se estimó una inclinación de los módulos fija de 38,5 sexagesimales porque es el valor redondeado de la latitud del lugar. Y una orientación de cero grados porque la instalación se ubica con los módulos en orientación sur.

Pero una vez conocida la irradiancia global sobre superficie inclinada 38,5 y orientada al sur, se calcula el total de irradiancia global anual para el día tipo considerado.

El ángulo de inclinación de 25° para conseguir la máxima irradiancia anual.

Este ángulo es el que se ha elegido como ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Diseño 2: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Seguidor Solar.

El sistema solar fotovoltaico objeto de proyecto está formado por 4 instalaciones idénticas de 500 paneles, cada una compuesta de seguidores, teniendo un total de 100 seguidores en todo el sistema cada uno compuesto por 20 paneles. El seguidor utilizado es de 2 ejes de la marca DEGER modelo DEGERtracker D60 tal como se muestra en la Figura 12.

Fuente: DEGER



Figura 13: Seguidor solar de la Instalación fotovoltaica

Los sistemas de seguimiento activos de dos ejes de DEGER permiten el aprovechamiento óptimo de toda energía de radiación incidente y consiguen incrementos del rendimiento de aprox. un 45 por ciento para todas las aplicaciones FV en comparación a una instalación fija como se puede observar en la figura 13.

Fuente: DEGER

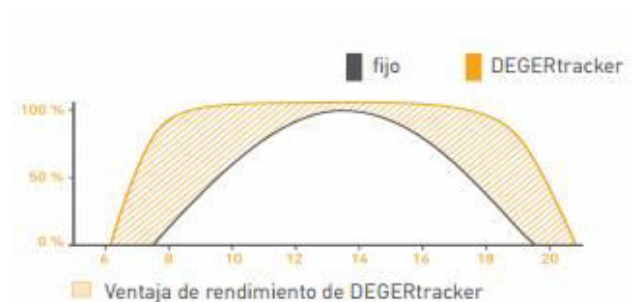


Figura 14: Rendimiento DEGERtracker

El cableado prefabricado permite una sencilla instalación plug and play. El control descentralizado proporciona una máxima independencia. Las características técnicas quedan resumidas:

Características Técnicas D60"	
Descripción	Valor
Potencia Nominal	4.000...7.000 Wp
Superficie modular de hasta	40 m ²
Máxima Superficie Modular	8,3m x 5,3m
Angulo de Giro Este-Oeste	300º
Ángulo de Inclinación/Elevación	10º...90º
Sistema de Control	MLD
Tensión de Servicio	100...240VCA/50...60 Hz
Accionamiento Este-Oeste	Engranaje en cabezal motriz
Mecanismo de Elevación	800 mm de recorrido
Materiales	Acero inoxidable, aluminio, acero
Consumo de Potencia	
Modo Control	1 vatio
Con el Mecanismo en Funcionamiento	10 vatios
Consumo Propio por Año Aprox.	12 KW/h
Longitud del Tubo del Mástil	3,40...8,0 m
Máxima Velocidad Admisible del Viento	170...300 Km/h
Peso (Sin Mástil/Aluminio)	1000 Kg
Nº Artículo	1510001

Tabla 2: Características técnicas

Se ha elegido este seguidor solar por las siguientes razones:

- ✓ Alto rendimiento, económico en consumo
- ✓ Flexibilidad y longevidad
- ✓ Rápida instalación
- ✓ Alta fiabilidad funcional y sin mantenimiento de operación
- ✓ Bajo coste de inversión, los mismos resultados de rendimiento

En cuanto a las cimentaciones, las secciones y cotas de profundidad serán las que el Ingeniero director de obra señale, con independencia de lo señalado en este proyecto, en función de la calidad del terreno de implantación. Se adoptará lo establecido en las normas NTE-EH "Estructuras de hormigón".

En el apartado de Anexos más información.

2.4.3. Inversor

Su misión es convertir la corriente continua generada por los paneles a energía eléctrica de corriente alterna mediante una función de tipo senoidal y entregar toda la potencia que el generador fotovoltaico proporciona cada instante a la red y en consecuencia es, para una instalación conectada a red, una parte esencial, ya que es el instrumento capaz de enlazar la instalación solar con la red eléctrica.

Además es el encargado de sincronizar la onda generada con la onda que circula por la red.

Sin embargo, hay un umbral mínimo de irradiancia solar para que funcione, que vendrá dado por el fabricante, el cual define un rango de tensiones en el punto de máxima potencia.

Existen gran cantidad de diferentes tipos de inversores. Para el diseño de una instalación fotovoltaica, lo más importante de este dispositivo es que disponga de una buena eficiencia y se adapte a la potencia de nuestra instalación y el rango de tensiones.

Los hay trifásicos y monofásicos (los que se utilizan en sistemas domésticos). En la actualidad, debido al desarrollo de los microprocesadores y de las comunicaciones móviles, se puede monitorizar de manera remota los parámetros de generación eléctrica de la instalación fotovoltaica.

Un inversor está constituido por diferentes partes:

- Etapa de potencia: Esta parte es la encargada de dar la potencia deseada utilizando filtros a la salida para conseguir una baja distorsión armónica y evitar el rizado para obtener una calidad de onda dentro de los valores exigibles por la red. Las últimas tecnologías permiten utilizar los semiconductores para trabajar con altas frecuencias y así conseguir un mejor rendimiento.
- Etapa de control: Se encarga de la propia generación de la onda habitualmente basada en modulación por ancho de pulso (PWM) y de la sincronización a la red eléctrica. Ajustando la tensión, el sincronismo y la fase de la onda inyectada.
- Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la máxima potencia (MPP), que busca el valor de la tensión en el punto de máxima potencia a partir del valor de la tensión a circuito abierto. El circuito de control resultante, no incrementa la complejidad respecto a los usados anteriormente, se consigue con un circuito simple de control que permite maximizar la eficiencia en el seguimiento cercana al 100 %.
- Protecciones: Al ser el inversor un elemento esencial de la instalación, posee además de las protecciones que deben cumplir según la normativa europea CE una serie de protecciones para no dañar el equipo:
 - ✓ Protección contra polarización inversa
 - ✓ Protección de aislamiento
 - ✓ Protección contra fallo de la red
 - ✓ Protección para altas temperaturas
- Monitorización y visualización de datos: Actualmente los inversores incluyen software que permiten obtener y registrar parámetros fundamentales como puede ser la tensión, la intensidad, la potencia, la frecuencia..., así como parámetros que también son de gran importancia como las temperaturas de trabajo y ambientales, la radiación y que permiten tener una eficiencia óptima. Además facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador.

A continuación se muestran las especificaciones técnicas del inversor elegido, cabe recordar que existen inversores tanto monofásicos como trifásicos, siendo los primeros utilizados para pequeñas instalaciones y los segundos para instalaciones más complejas y de gran tamaño dando así una mejor prestación en protecciones en cuanto a actuación se refiere.

El sistema solar fotovoltaico está formado por 4 instalaciones y en cada una de ellas se va a instalar un inversor trifásico de la marca ZIGOR modelo SOLAR CTR3 150 como se muestra en la Figura 11:

Fuente: ZIGOR



Figura 15: Inversor trifásico ZIGOR SOLAR CTR3 150

En la siguiente Tabla se representan las características técnicas del Inversor elegido:

Fuente: ZIGOR

Características Técnicas ZIGOR SOLAR CTR3"	
Descripción	Valor
Referencia	200302
Potencia continua de salida	150 KW
Potencia PV recomendada	De 5% a 20%
Tensión nominal AC	3 x 400
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Factor de Potencia	1 ajustable \pm 0,8
Corriente Nominal de línea AC	217
Distorsión corriente AC	< 3% THD a potencia nominal
Máxima tensión circuito abierto (MPPT)	1000 V
Máxima corriente entrada DC	590 a 850 Vdc
Eficiencia pico	260 A
Eficiencia europea	98,50%
Dimensiones	97,90%
Altitud de funcionamiento	800 x 1600 x 600
Humedad relativa	1000 m
Seccionadores (AC/DC)	0 a 95% sin condensación
Funciones de protección	Integrado en el sistema
	Polarización inversa, Sobre/Sub tensión AC, Sobre/Sub tensión frecuencia, Sobretensión DC

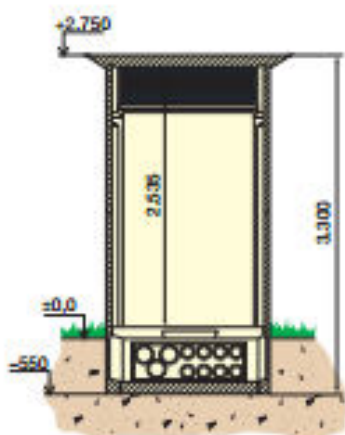
Tabla 3: Características Técnicas Inversor ZIGOR SOLAR CTR3

Se ha escogido este modelo de inversor, ya que cuenta con un fácil mantenimiento, y una larga vida útil.

Además posee un alto rendimiento energético MPPT > 99%, muy baja distorsión armónica THD < 3%, el factor de potencia es seleccionable, tiene una conexión en paralelo sin limitación, protección anti-isla con desconexión automática, monitorización del equipo mediante, protección contra: Polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento con salida a Relé, regulación de reactiva automática, programa web server para proporcionar acceso completo a toda la información de los inversores y para monitorizar y comunicarse con los inversores, Eficiencia pico: 98,5%, alta densidad de energía, Protecciones DC y AC incluidas, puertos de comunicación ETHERNET, sistema remoto de monitorización ZIGOR SOLAR SWS1000: programa de comunicación remota, visualización de parámetros, control de registros del inversor, etc.

Para un buen mantenimiento y conservación, el inversor está colocado dentro de edificación prefabricada de hormigón de la marca Schneider Electric modelo: EHC-1S.

Sección EHC-1 S



Planta EHC-1 S

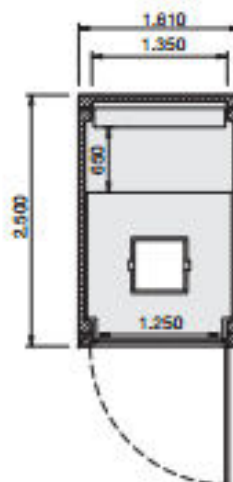


Figura 16: Edificio prefabricado de hormigón EHC-1

Los edificios prefabricados de hormigón de la serie EHC han sido concebidos para ser montados enteramente en fábrica, permitiendo la instalación de toda la apartamentada y accesorios que completan el centro; lo que permite garantizar la calidad de todo el conjunto (a excepción de la conexión de los cables de entrada y salida) en la misma unidad de producción.

El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea; así como para garantizar una alta resistencia frente a los agentes atmosféricos.

Normativa:

- ✓ Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- ✓ Norma UNE-EN 61330.

En el apartado de Anexos más información.

2.4.4. Cableado

Mediante el cableado de la instalación podemos transportar la energía recogida del sol por los módulos fotovoltaicos y transportarla a través de los diferentes componentes de la instalación solar fotovoltaica hasta la red eléctrica.

El cableado está constituido de material de alta calidad capaz de soportar los cambios climatológicos ya que parte del cableado e instalación se encuentran en la intemperie y ofrezcan una buena durabilidad y fiabilidad.

Los cables cumplirán con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Por ello, se utilizara cable de Cu flexible con doble aislamiento de XLPE y PVC con la sección adecuada para cada parte de la instalación. Los cables

pueden ser unipolares o de más conductores y tendrán una tensión asignada no inferior a 0,6/1KV.

Fuente: REBT ITC-BT-07



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 4 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornes en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos

Se debe cumplir los criterios y condiciones que impone el pliego de condiciones técnicas para instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red del IDAE en el que se recoge que:

- ✓ Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- ✓ Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- ✓ El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- ✓ Todo el cableado de la parte de corriente continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.
- ✓ Los cables deben estar protegidos frente a la corrosión que les pueda provocar el terreno en el que se instalen, por lo que se entierran bajo tubo para que ese

efecto sea lo más leve posible. Esto implica que se deben aplicar criterios de corrección cuando se trabaja con las corrientes máximas admisibles.

Todos estos factores se obtienen a través de la ITC-BT-07 del REBT. En la tabla 6 se indican los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o ternas de unipolares y la distancia entre ellos.

Fuente: REBT

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

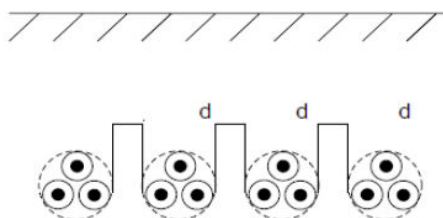


Tabla 5: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares







En la tabla 7 se indican los factores de corrección que deben aplicarse para profundidades de instalación distintas de 0,70 m.

Fuente: REBT

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 6: Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación







Para los grupos de cables instalados en el aire, En las tablas 8 y 9 se dan los factores de corrección a aplicar en los agrupamientos de varios circuitos constituidos por cables unipolares o multipolares en función del tipo de instalación y número de circuitos.

Tipo de instalación	Nº de bandejas	Nº de circuitos trifásicos (2)			A utilizar para (1):	
		1	2	3		
Bandejas perforadas (3)	 Contiguas $\geq 20 \text{ mm}$	1	0,95	0,90	0,85	Tres cables en capa horizontal
		2	0,95	0,85	0,80	
		3	0,90	0,85	0,80	
Bandejas verticales perforadas (4)	 Contiguas	1	0,95	0,85	-	Tres cables en capa vertical
		2	0,90	0,85	-	
Bandejas escalera, soporte, etc. (3)	 Contiguas $\geq 20 \text{ mm}$	1	1,00	0,95	0,95	Tres cables en capa horizontal
		2	0,95	0,90	0,90	
		3	0,95	0,90	0,85	
Bandejas perforadas (3)	 $\geq 20 \text{ mm}$ $\geq 2D_c$	1	1,00	1,00	0,95	Tres cables dispuestos en trébol
		2	0,95	0,95	0,90	
		3	0,95	0,90	0,85	
Bandejas verticales perforadas (4)	 $\geq 20 \text{ mm}$ $\geq 2D_c$	1	1,00	0,90	0,90	
		2	1,00	0,90	0,85	
		3	1,00	0,90	0,85	
Bandejas escalera, soporte, etc. (3)	 $\geq 20 \text{ mm}$ $\geq 2D_c$	1	1,00	1,00	1,00	
		2	0,95	0,95	0,95	
		3	0,95	0,95	0,90	

NOTAS:

- (1) Incluye además el conductor neutro, si existiese.
- (2) Para circuitos con varios cables en paralelo por fase, a los efectos de la aplicación de esta tabla, cada grupo de tres conductores se considera como un circuito.
- (3) Los valores están indicados para una distancia vertical entre bandejas de 300 mm. Para distancias más pequeñas, se reducirán los factores.
- (4) Los valores están indicados para una distancia horizontal entre bandejas de 225 mm., estando las bandejas montadas dorso con dorso. Para distancias más pequeñas se reducirán los factores.

Tabla 7: Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire

Tipo de instalación	Nº de bandejas	Nº de circuitos trifásicos (1)						
		1	2	3	4	6	9	
Bandejas perforadas (2)	 Contiguas $\geq 20 \text{ mm}$	1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65
	 Espaciadas $\geq 20 \text{ mm}$ $\geq 2D_c$	1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	-
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
Bandejas verticales perforadas (3)	 Contiguas	1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70
	 Espaciadas $\geq 20 \text{ mm}$ $\geq 2D_c$	1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-
Bandejas escalera, soportes, etc. (2)	 Contiguas $\geq 20 \text{ mm}$	1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
		2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
	 Espaciadas $\geq 20 \text{ mm}$ $\geq 2D_c$	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-
		2	1,00	1,00	1,00	0,95	0,95	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,95	0,75	-

NOTAS:

- (1) Incluye además el conductor neutro, si existiese.
- (2) Los valores están indicados para una distancia vertical entre bandejas de 300 mm. Para distancias más pequeñas, se reducirán los factores.
- (3) Los valores están indicados para una distancia horizontal entre bandejas de 225 mm., estando las bandejas montadas dorso con dorso. Para distancias más pequeñas se reducirán los factores.

Tabla 8: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos

El cable escogido para la instalación es del fabricante EXZHELLENT, los cuales han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica. Con ellos se conseguirá la máxima eficiencia de la instalación, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de la misma. Sus principales características son:

- ✓ Temperatura máxima del conductor: 120° C.
- ✓ Resistencia a temperaturas extremas, mínima -40° C.
- ✓ Resistencia a los rayos ultravioleta (UV).
- ✓ Resistencia al ozono.
- ✓ Resistencia a la absorción de agua.
- ✓ Resistencia al impacto.
- ✓ Resistencia al desgarro.
- ✓ Libre de halógenos.
- ✓ Baja emisión de gases corrosivos.
- ✓ Baja opacidad de humos y no propagador del incendio.

El cable utilizado en los paneles fotovoltaicos será EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC.

Fuente: EXZHELLENT



Figura 17: Cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS)

Las características técnicas del cable vienen dadas en la tabla 10:

Fuente: EXZHELLENT

Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Caída de tensión en DC
	mm ²		mm	kg/km	mm	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Tabla 9: Características técnicas cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS)

Mientras que el cable utilizado para el transporte de la energía en el resto de componentes del huerto solar será el EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC, que posee además una resistencia frente a roedores.

Fuente: EXZHELLENT



Figura 18: Cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS)

Las características técnicas del cable vienen dadas en la tabla 11:

Fuente: EXZHELLENT

Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Intensidad Enterrado ⁽²⁾	Caída tens en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204

Tabla 10: Características técnicas cable EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS)

Para la instalación bajo tubo, se utiliza un sistema de tubo enterrado de doble pared, adecuados para la instalación enterrada directamente en el suelo sin protección adicional. Indicados para la instalación de redes eléctricas y cumpliendo con la norma UNE-EN 50.086-2-4 cuyos diámetros vendrán dados según la ITC-BT-021 Tubos y Canales protectoras del REBT como se observa en la tabla 11.

En los interiores de los edificios prefabricados, se utilizará bandeja como medio de sujeción del cableado.

Fuente: Grupo revi



Figura 19: Tubo enterrado de doble pared

Fuente: REBT

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 11: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y sección de los conductores o cables a conducir

En el apartado de Anexos más información.

2.4.5. Protecciones

El principal objeto de las protecciones es la seguridad y se debe garantizar:

- ✓ La seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red.
- ✓ La seguridad y el normal funcionamiento de toda la instalación fotovoltaica, permitiendo un buen funcionamiento e integridad de los equipos instalados en el sistema.

El sistema debe cumplir con la normativa vigente en cuanto a protecciones y seguridad mencionada en el apartado “Normativa” así como los procedimientos de operación correspondientes.

Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación refiriéndose al artículo 14 del Real Decreto 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:

1. Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.
2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
3. Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a

un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores.

4. Protecciones de la conexión 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 (1,15 U_n y 0,85 U_n) como se recoge en la Tabla 13, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles.

En los sistemas eléctricos peninsulares y extra peninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

5. Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

Fuente: Real Decreto 614/2001, de 8 de junio

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión –fase 1.	$U_n + 10\%$	1,5 s
Sobretensión – fase 2.	$U_n + 15\%$	0,2 s
Tensión mínima.	$U_n - 15\%$	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Tabla 12: Límites de tensión y frecuencia

Las protecciones utilizadas en el sistema serán fusible y protecciones magnetotérmicas. Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentaren el mismo, para esto la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobre intensidades previsibles.

Existen dos tipos de protecciones en la instalación: las protecciones de corriente continua, que son las que se engloban en la parte anterior al inversor, y las protecciones de corriente alterna, que son aquellas que engloban una vez pasado el inversor.

Para cada conjunto de protecciones se calcula la intensidad máxima admisible que pueden soportar y se dimensionarán para una correcta protección y un perfecto funcionamiento de la instalación.

Los fusibles escogidos deben garantizar una total seguridad contra cortocircuitos y sobrecargas en las instalaciones de distribución y redes de cables.

Por ello los fusibles utilizados son del fabricante DFELECTRIC, estos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

Fuente: DFELECTRIC



Figura 20: Fusibles DFELECTRIC para instalaciones fotovoltaicas

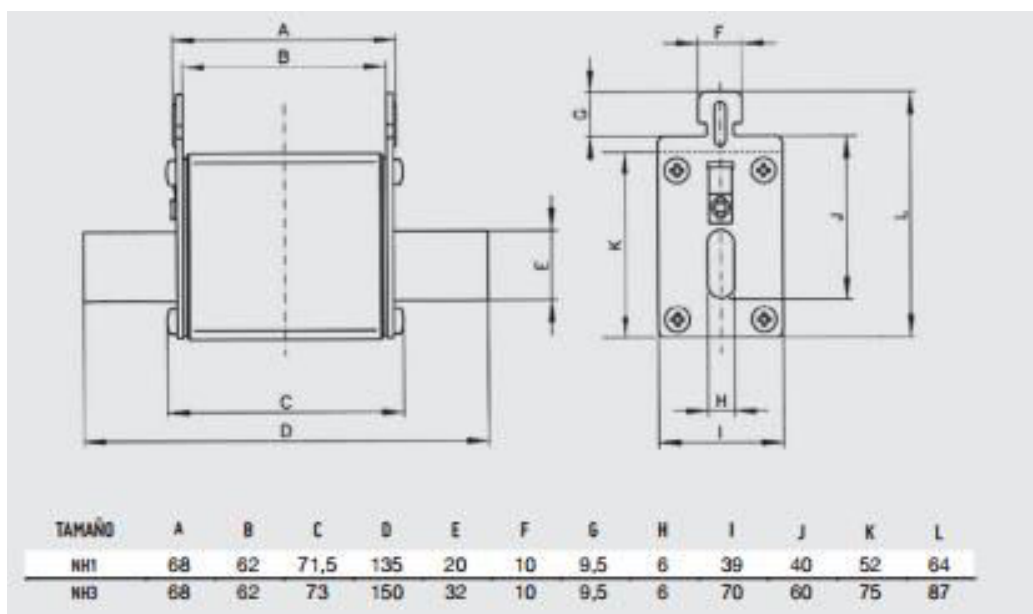


Figura 21: Dimensiones del fusible

Más información sobre curvas características t-i y potencias disipadas e coeficiente de reducción por temperatura ambiente en el siguiente enlace: <http://www.df-sa.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf>

Estos fusibles están instalados sobre bases porta fusibles fabricados con material de alta calidad que presentan las siguientes características:

Fuente: DFELECTRIC

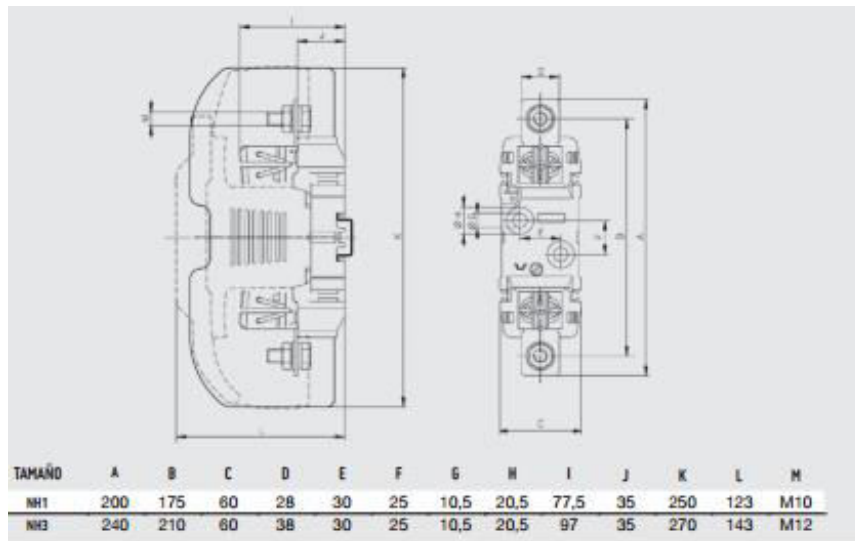


Figura 22: Bases porta fusibles

Además de los fusibles, se emplearán también interruptores magnetotérmicas como se han mencionado anteriormente. Los interruptores magnetotérmicas empleados en la instalación fotovoltaica son de la marca Schneider Electric, modelo NSX 630, tal como se muestra en la figura 23, cuya corriente nominal puede soportar hasta 630 A:

Fuente 1: Schneider Electric



Figura 23: Interruptor Magnetotérmico NSX 630

En el apartado ANEXOS se puede observar con detalle cada una de las características del Interruptor Magnetotérmico.

Todos estos elementos de protección irán alojados en armarios Uniplast de la marca ELDON, son de poliéster compactos y cumplen con el grado de protección IP 66. Uniplast es un diseño de poliéster reforzado con fibra de vidrio y tiene de doble aislamiento para garantizar al máximo la seguridad de los usuarios, tal como se muestra en la Figura:



Figura 24: Caja Uniplast de ELDON

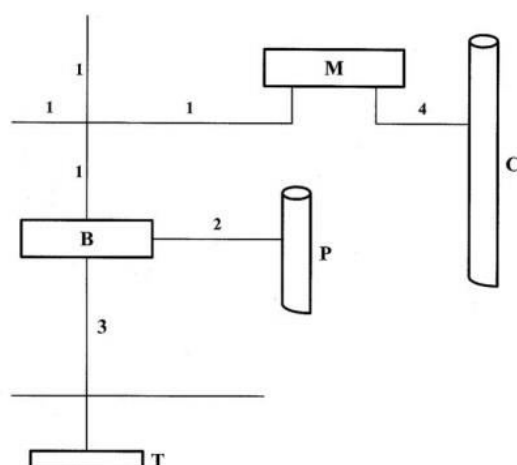
En el apartado de Anexos podemos encontrar más información.

2.4.6. Puesta a Tierra

Las puestas a tierra deben cumplir con lo establecido en la **ITC-BT-18** del REBT se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra, o punto de puesta a tierra
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 25: Representación esquemática de una instalación de Puesta a Tierra

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 14, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-54 apartado 543.1.1.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Tabla 13: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Además deben cumplir también las condiciones que impone para la puesta a tierra en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red del IDAE en el que se recoge que:

- ✓ Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- ✓ Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento,

se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

- ✓ Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

2.4.7. Equipo de medida

Es el aparato encargado de controlar la energía generada numéricamente en (kWh) y enviada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la Compañía a los precios acordados o autorizados.

Estos elementos de medida estarán instalados a la salida de la instalación, lo más cerca posible de la acometida, deben estar debidamente identificados y no disponen de protección mediante fusibles.

Se puede instalar un contador bidireccional ya que se necesita una medida de la energía producida para su venta y otra medida de la energía importada de la compañía eléctrica para el caso de compra de la misma. En nuestro caso utilizamos dos contadores.

El equipo de medida escogido para la instalación fotovoltaica es el Contador ME4zrt de Schneider-Electric: contador de energía trifásico con o sin neutro, contador parcial y transmisión a distancia de la medida, asociado a TI externos (no suministrados) mostrado en la figura 24:

Fuente: Schneider-Electric



Figura 26: Contador ME4zrt

Sus características técnicas vienen reflejadas en la Tabla15:

Fuente: Schneider-Electric

Características Técnicas		
Descripción	Valor	Unidad
Calibre (A)	40-6000	A
Tensión (V CA)	3 x 230/400	V
Tolerancia (V CA)	± 20	V
Ancho en módulos de 18 mm	4	mm
Referencia	17072	
Frecuencia	48/62	Hz
Consumo	2,5	VA
Temperatura de funcionamiento	25°C a +55°C	°C

Tabla 14: Características técnicas contador ME4zrt

En el apartado de Anexos más información.

2.4.8. Centro de Transformación

La función del centro de transformación es evacuar la energía producida por los generadores fotovoltaicos inyectándola en la red eléctrica. El elemento encargado de realizar dicha transformación se llama transformador.

Un transformador es una máquina estática de corriente alterna, que permite variar alguna función de la corriente como el voltaje o la intensidad, manteniendo la frecuencia y la potencia, en el caso de un transformador ideal.

Para lograrlo, transforma la electricidad que le llega al devanado de entrada en magnetismo para volver a transformarla en electricidad, en las condiciones deseadas, en el devanado secundario.

La importancia de los transformadores, se debe a que, gracias a ellos, ha sido posible el desarrollo de la industria eléctrica. Su utilización hizo posible la realización práctica y económica del transporte de energía eléctrica a grandes distancias.

Los transformadores se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas, para acondicionar la tensión de la red a los valores que interesen a la utilización, tanto en caso de instalaciones aisladas, como en casos como el de este proyecto, conectadas a la red eléctrica.

En éste sistema solar fotovoltaico, se ha utilizado el transformador elevador de tensión, los cuales tienen la capacidad de aumentar el voltaje de salida en relación al voltaje de entrada ya que la tensión que aportan los inversores es más baja que la que tiene la línea de red eléctrica a la que se conecta el sistema. Se utiliza el transformador tipo seco encapsulado, la utilización del transformador trifásico seco encapsulado se debe a la ubicación de la instalación ya que se encuentra en una zona rodeada con campos de naranjos y podría haber algún riesgo de incendio.

En los transformadores elevadores, el número de espiras del devanado secundario es mayor al del devanado primario.

Fuente: Endesa

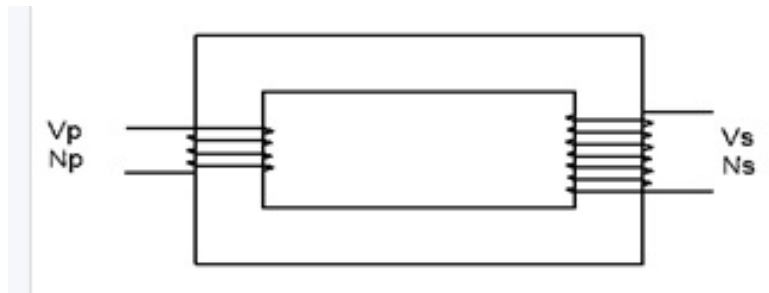


Figura 27: Modelización de un transformador elevador

El transformador elegido es el Transformador de tipo seco encapsulado ABB IP 21 hasta 24 Kv como se puede observar en la Figura 26:

Fuente: ABB



Figura 28: Transformadores de tipo seco encapsulado ABB IP 21

La experiencia ha demostrado que un transformador de tipo seco dura por lo general varias décadas. Sin embargo la vida útil de un transformador de tipo seco depende específicamente de las sobrecargas que haya sufrido durante su funcionamiento. Dichas sobrecargas pueden crear una fluctuación de temperatura durante el devanado que degrade las propiedades del aislamiento debido al envejecimiento térmico.

Los transformares ABB de tipo seco encapsulado presenta una serie de ventajas en comparación con otros fabricantes, tal como viene detalladas a continuación:

- ✓ Son los más económicos
- ✓ Los que menos espacio necesitan
- ✓ Los que menos trabajo de ingeniería civil precisan
- ✓ No requieren características de seguridad especiales (detección de incendios)
- ✓ Exentos de mantenimiento
- ✓ Una vida útil de los transformadores más larga gracias a un bajo envejecimiento térmico
- ✓ Puede instalarse cerca del lugar de consumo reduciendo las pérdidas de carga
- ✓ Un diseño óptimo sujeto a mejoras constantes tan pronto como se dispone de nuevos materiales

- ✓ Se fabrican con un alto rendimiento productivo en plantas industriales de ABB especializadas Son seguros y respetan el medio ambiente
- ✓ Contaminación medioambiental reducida
- ✓ Sin riesgo de fugas de sustancias inflamables o contaminantes
- ✓ Fabricación segura para el medio ambiente (sistema cerrado)
- ✓ Apropriados para zonas húmedas o contaminadas
- ✓ Sin peligro de incendio
- ✓ Los transformadores son autoextensibles
- ✓ Alta resistencia a los cortocircuitos
- ✓ Gran capacidad para soportar sobrecargas
- ✓ Buen comportamiento ante fenómenos sísmicos
- ✓ Capaces de soportar las condiciones más duras de balanceo y vibraciones
- ✓ Impactos medioambientales mí- niños
- ✓ Alto reciclado (90 %)

Las características técnicas del transformador están resumidas en la Tabla 16 que se muestra a continuación así como en la Figura 27:

Fuente: ABB

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 24 kV													
POTENCIA NOMINAL (Sr)	KVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Pérdidas en vacío (Po)	W	880	1150	1200	1500	1650	2100	2300	2900	3100	4200	5000	7000
Pérdidas de carga (Pk) 75°C	W	3340	4050	4840	6160	6860	8370	9790	12020	14240	17550	20700	24300
Pérdidas de carga (Pk) 120°C	W	3800	4600	5500	7000	7800	9400	11000	13500	16000	19500	23000	27000
Impedancia en cortocircuito	%	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA)	dB	65	66	68	69	70	71	73	74	76	78	81	83
Longitud (A)	mm	1450	1450	1500	1470	1590	1530	1620	1680	1830	1890	2040	2220
Anchura (B)	mm	850	850	900	900	900	900	900	1000	1000	1000	1250	1250
Altura (H)	mm	1220	1320	1360	1500	1520	1750	1750	2080	2150	2480	2550	2720
Peso	kg	1150	1250	1470	1575	1910	2100	2445	2930	3860	4460	5565	6645
Distancia entre ruedas (E)	mm	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas	mm	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G)	mm	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

Tabla 15: Datos Técnicos ABB IP 21

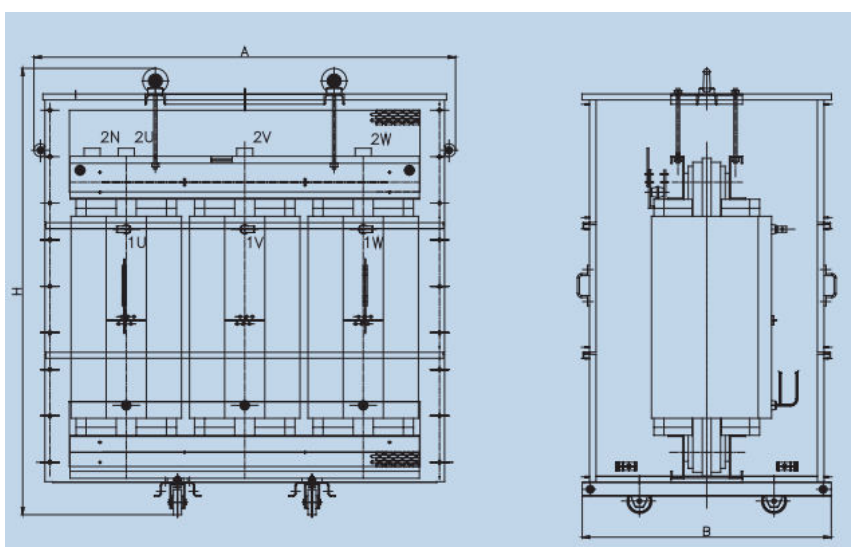


Figura 29: Dibujo acotado - Transformadores de tipo seco encapsulado ABB IP 21

El transformador está construido bajo la norma UNE 21428 cumpliendo con todas las especificaciones impuesta por el reglamento y los transformadores de tipo seco encapsulado ABB se fabrican conforme a las normas internacionales EN/IEC/IEEE.

El transformador se colocará en un edificio prefabricado de hormigón al igual que los inversores, del fabricante Schneider Electric modelo EHC-2 T1D tal como se puede observar en la figura 28, en este caso, el edificio será de unas dimensiones mayores ya que el tamaño del transformador es mayor:

Fuente: Schneider Electric

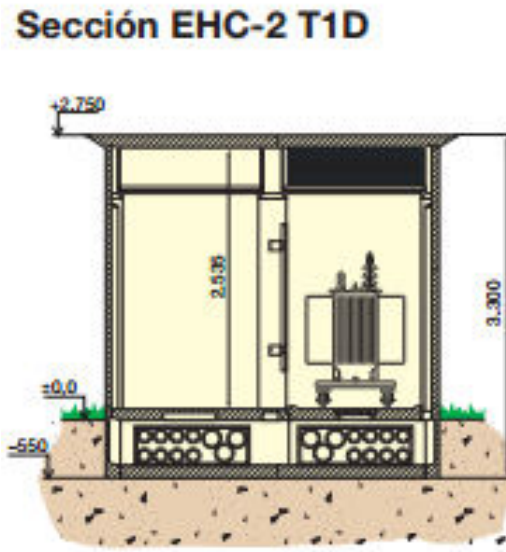


Figura 30: Edificio prefabricado Schneider Electric modelo EHC

De este modo el transformador quedan protegidos frente a agentes externos, siendo el transformador un elemento esencial para inyectar la energía producida por los módulos a la red eléctrica. Las características técnicas del edificio prefabricado EHC-2 T1D se observan resumidas en la Tabla:

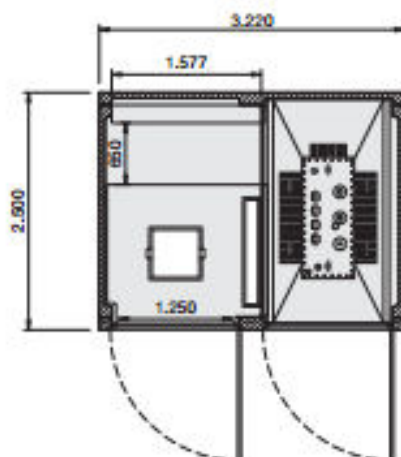
Fuente: Schneider Electric

Serie EHC		EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Longitud interior (mm)		1.490	3.100	3.640	4.710	5.250	6.320	6.860	7.400
Longitud útil	S	1.350	2.960	3.500	4.570	5.110	6.180	6.720	7.260
Aparamenta (mm)	T1D/T1I	-	1.577	2.117	3.187	3.727	4.797	5.337	5.877
(celdas-CBT-C/C)	T2L	-	-	-	-	2.344	3.414	3.954	4.494
	T2D/T2I	-	-	-	-	2.117	3.187	3.727	3.727
Longitud útil para celdas (mm) hasta la malla de separación Cía. abonado	T1DPF	-	-	-	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410
	T1IPF	-	-	-	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410
	T2DPF	-	-	-	-	-	1.410	1.410	1.410
	T2IPF	-	-	-	-	-	1.410	1.410	1.410
(sala Compañía)	T2LPF	-	-	-	-	-	1.637	1.637	2.217
	T3	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 16: características técnicas edificio prefabricado EHC-5 T2L

En la figura 29 se puede observar el esquema del edificio prefabricado EHC-5 T2D de Schneider Electric:

Planta EHC-2 T1D



En el apartado de Anexos más información.

2.5. Obra Civil

Se describe aquí la obra civil necesaria para la realización del parque completo. Las descripciones y mediciones que se enumeran son las generales. Los trabajos a realizar son los siguientes:

2.5.1. Movimiento de Tierras

Será necesario realizar movimiento de tierras previo al inicio de la construcción de la instalación con el fin de permitir el acceso a los diferentes componentes, para su inspección y mantenimiento.

La parcela elegida, presenta inicialmente un perfil llano y los seguidores que sostienen los módulos fotovoltaicos se fijan al terreno por medio de bases redondas de hormigón.

2.5.2. Cerramiento Perimetral

Se construirá un cerramiento perimetral de la instalación mediante una valla de cinegética galvanizada de 2 metros de altura.

Se instalarán tubos galvanizados de soporte de 2,40 m de alto, empotrados 40 cm en dados de hormigón de 40 x 40 cm en planta y 50 cm de profundidad.

La valla, cumplirá la Ley 4/1998 sobre conservación de los espacios naturales y de la flora y fauna silvestre.

Además, se ha crea un camino de servicio, para permitir el acceso al edificio de contadores, inversores y armarios con el fin de que se pueda realizar el adecuado mantenimiento. El firme de los caminos se realizará con una capa de 30 cm de gravilla natural y extendida de 18/25.

Las dimensiones aproximadas del vallado son de 300 x 220 m para el cerramiento perimetral.

2.5.3. Zanjas

Se realizarán zanjas a lo largo de la instalación de enlace para canalización del cableado.

Las zanjas para cableados de BT, se construirán de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión y estas seguirán el trazado en paralelo del camino de servicios.

Las zanjas para cableado de MT, se construirán de acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

3. CÁLCULOS TÉCNICOS

En este apartado se realiza el cálculo y dimensionado necesario de todos los componentes que forman el sistema solar fotovoltaico descrito anteriormente.

3.1. Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos

El sistema solar que se diseña tiene una potencia de 600 KWp, por lo tanto la instalación debe cumplir con dicha potencia establecida.

Por esta razón, empezamos calculando el número mínimo de módulos fotovoltaicos con los que está formado, sabiendo que el módulo entrega una potencia de 300 Wp.

De acuerdo con estos datos, el número de módulos necesarios para entregar la potencia total es:

$$N^{\circ} \text{ Módulos} = \frac{\text{Potencia del Sistema}}{\text{Potencia del Modulo}} \quad (1)$$

Siendo el resultado de:

$$N^{\circ} \text{ Módulos} = \frac{600000}{300} = 2000 \text{ módulos} \quad (1)$$

Éste resultado es el número mínimo de módulos fotovoltaicos necesarios para cumplir con la potencia prevista, que estarán distribuidos de igual forma en cada generador.

El sistema está dividido en 4 instalaciones, y cada una de ellas de una potencia de 150 KWp. Los módulos se conectan en serie y paralelo dependiendo de la configuración que se elija.

A continuación, con los parámetros del inversor seleccionado y del módulo, se puede calcular el número máximo de paneles que puede soportar cada instalación con la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ máximo modulos} = \frac{\text{Potencia máxima inversor}}{\text{Potencia máxima módulo}} \quad (2)$$

Siendo el resultado de:

$$N^{\circ} \text{ máximo modulos} = \frac{150000}{300} = 500 \text{ módulos} \quad (2)$$

Este es el número máximo de módulos que podrá albergar cada inversor y el cual no habrá que sobrepasar.

3.1.1. Módulos conectados en serie

Para calcular el número máximo de paneles en serie que debemos conectar, hay que considerar el valor de tensión de CC cuando la temperatura ambiente en la ubicación es la mínima. Se aplican los coeficientes necesarios ya que la tensión se ve afectada por la variación de temperatura. La expresión viene dada por:

$$U_{\text{max. DC Mod}} = U_{0c(25^\circ)} + [(T_{\text{min}} - 25)] \frac{\Delta U}{\Delta T} \quad (3)$$

$$U_{\text{mpp max. DC Mod}} = U_{\text{mpp}(25^\circ)} + [(T_{\text{min}} - 25)] \frac{\Delta U}{\Delta T} \quad (4)$$

Dónde:

$U_{\text{max. DC Mod}}$: Tensión máxima que soporta el módulo.

$U_{\text{mpp max. DC Mod}}$: Tensión máxima en el punto de máxima potencia que soporta el módulo.

$U_{0c(25^\circ)}$: Tensión en circuito abierto del módulo.

$U_{\text{mpp}(25^\circ)}$: Tensión en el punto de máxima potencia.

T_{min} : Temperatura mínima de trabajo.

$\frac{\Delta U}{\Delta T}$ Este último término indica la variación de la tensión con respecto a la variación de temperatura, incluida en la hoja de información del fabricante siendo de $-0,30 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ que equivale a $-0,1127 \text{ V/}^\circ\text{C}$.

De acuerdo con estas expresiones y suponiendo una temperatura mínima de trabajo del módulo de 0°C obtenemos como resultado:

$$U_{\text{max. DC Mod}} = 45,09 + [(0 - 25)](-0,1127) = 47,9075 \text{ V} \quad (3)$$

$$U_{\text{mpp max. DC Mod}} = 36,74 + [(0 - 25)](-0,1127) = 39,5575 \text{ V} \quad (4)$$

Se tienen que cumplir una serie de restricciones en referencia a los módulos y conociendo el rango de tensiones máximas que puede soportar el inversor, entre 590 - 850 V y la tensión máxima del inversor que es de 1000 V, calculamos:

$$N^\circ \text{ módulos serie} < \frac{U_{\text{máxima inversor}}}{U_{\text{máxima módulo}}} \quad (5)$$

$$N^\circ \text{ módulos serie} < \frac{U_{\text{mpp máxima inversor}}}{U_{\text{mpp máxima módulo}}} \quad (6)$$

Siendo,

$$N^\circ \text{ módulos serie} < \frac{1000}{47,9075} = 20,873 \quad (5)$$

$$N^\circ \text{ módulos serie} < \frac{850}{39,5575} = 21,488 \quad (6)$$

De esta forma el límite vendrá dado por el caso más desfavorable que en este caso es de 20,873.

Ahora se procede a calcular el número mínimo de paneles con las mismas ecuaciones utilizadas anteriormente pero utilizando la temperatura máxima del panel fotovoltaico que en este caso es de 85° según datos del fabricante, para obtener un correcto uso del inversor.

$$U_{mpp \text{ min. DC Mod}} = 36,74 + [(85 - 25)](-0,1127) = 29,97 \text{ V} \quad (7)$$

Para este caso la restricción viene impuesta por el valor mínimo del rango de funcionamiento del inversor, que es de 590 V.

$$N^{\circ} \text{ módulos serie} < \frac{U_{mpp \text{ mínima inversor}}}{U_{mpp \text{ mínima módulo}}} \quad (8)$$

Siendo,

$$N^{\circ} \text{ módulos serie} < \frac{590}{29,97} = 19,68 \quad (8)$$

El resultado nos dice los límites entre los cuales deben estar comprendidos el número de módulos fotovoltaicos en serie.

$$19,68 < N^{\circ} \text{ módulos en serie} < 20,87$$

De esta forma el número de módulos que podemos poner en serie es de **20 paneles**.

3.1.2. Módulos conectados en paralelo

Ahora pasamos a determinar el número de paneles que deben ir conectados en paralelo, para ello, solo es necesario conocer la potencia del inversor elegido y la cantidad de módulos conectados en serie calculadas en el apartado anterior. La expresión utilizada para este cálculo viene definida por:

$$N^{\circ} \text{ módulos paralelo} = \frac{I_{\text{máxima inversor}}}{I_{\text{cortocircuito (sc) módulo}}} \quad (9)$$

Siendo,

$$N^{\circ} \text{ módulos paralelo} = \frac{260}{8,72} = 29,81 \text{ módulos} \quad (9)$$

Este resultado quiere decir que el número máximo de módulos no deberá sobrepasar de 30 módulos, pudiendo colocar hasta 29 módulos.

A partir de los resultados obtenidos en los cálculos anteriores con los módulos en serie, que en este caso es de 20, calculamos el conjunto que entrega más potencia mediante la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ módulos en paralelo}_{(20)} = \frac{\text{Potencia máxima inversor}}{\text{Potencia máxima módulos en serie}} \quad (10)$$

Siendo,

$$N^{\circ} \text{ módulos en paralelo}_{(20)} = \frac{150000}{20 \times 300} = 25 \quad (10)$$

Una vez obtenidos los resultados, como se puede observar, y cumpliendo la restricción de que el número de módulos en paralelo no puede superar 30, obtenemos que para una disposición de 20 módulos en serie, se mantiene dentro del límite calculado de módulos en paralelo, por lo que el número de paneles en paralelo será de 25.

De esta forma, la potencia entregada al inversor está calculada mediante la siguiente expresión:

$$\text{Potencia entregada inv.} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \times N^{\circ} \text{ panel parl.} \times P_{\text{modulo}} \quad (11)$$

Siendo el resultado,

$$\text{Potencia entregada inversor} = 20 \times 25 \times 300 = 150000 \text{ W} \quad (11)$$

3.2. Dimensionado del Inversor

Para dimensionar el inversor, se debe hacer teniendo en cuenta los módulos fotovoltaicos, es por ello que el dimensionado de los dos elementos se realiza conjuntamente.

Se comprueba la tensión de entrada del inversor con la configuración elegida a partir de los límites de tensión facilitados por el fabricante que están entre 590 y 850 V. La expresión utilizada para este cálculo viene representada por:

$$U_{\text{entrada inversor}} = N^{\circ} \text{módulos en serie} \times U_{\text{mpp del módulo}} \quad (12)$$

Siendo,

$$U_{\text{entrada inversor}} = 20 \times 36,74 = 734,8 \text{ Vdc} \quad (12)$$

Del mismo modo se comprueba la intensidad de cortocircuito máxima por cada conjunto de paneles en serie, esta no debe ser mayor que la intensidad admisible de entrada al inversor, para ello se debe tener en cuenta que la intensidad máxima de cortocircuito es máxima cuando la temperatura del módulo alcanza su máximo, dicha temperatura viene dada en la tabla de características técnicas del fabricante. La expresión viene representada a continuación:

$$I_{\text{cc max.DC modulo}} = I_{\text{cc}(25^{\circ})} - ((25 - T_{\text{max}})) \frac{\Delta I}{\Delta T} \quad (13)$$

Dónde,

$I_{\text{cc max.DC modulo}}$: Intensidad máxima capaz de soportar el módulo fotovoltaico.

$I_{\text{cc}(25^{\circ})}$: Intensidad de cortocircuito de módulo fotovoltaico.

T_{max} : Temperatura máxima de trabajo.

$\frac{\Delta U}{\Delta T}$ Variación de la intensidad con respecto a la variación de temperatura, incluida en la hoja de información del fabricante siendo de 0,07 %/°C que equivale a 6,075 mA/°C.
Siendo el resultado:

$$I_{cc \text{ max.DC modulo}} = 8,72 - ((25 - 85)) 6,075 \times 10^{-3} = 9,08 \text{ A} \quad (13)$$

Con el resultado obtenido, se procede a calcular la corriente de entrada al inversor con la siguiente expresión:

$$I_{\text{TOTAL modulos}} = I_{cc \text{ Max DC modulo}} \times N^{\circ} \text{ modulos en paralelo} \quad (14)$$

Resultando:

$$I_{\text{TOTAL modulos}} = 9,08 \times 25 = 227 \text{ A} \quad (14)$$

Este valor de intensidad total de los módulos obtenido ha de resultar inferior a la intensidad máxima soportada por el inversor, tenemos que:

$$227 < 260 \text{ A}$$

Por lo que cumple con la condición mencionada adecuadamente.

3.3. Dimensionado de la Estructura Soporte

Diseño 1: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Estructura Fija.

Para obtener la separación entre las estructuras solares, se procede a calcular las distancias cuando las sombras son las más alargadas posibles, es decir, en el solsticio de invierno correspondiente al 21 de Diciembre. La expresión empleada para el cálculo del ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal de nuestra posición será la siguiente:

$$\alpha = 90^{\circ} - \text{Latitud} - \delta \quad (15)$$

Dónde,

Latitud: Latitud del emplazamiento en el que se realiza la instalación (38°).

δ : Sabiendo que en el solsticio de verano la declinación solar es + 23.45° y en el de invierno - 23.45°

De este modo resulta:

$$\alpha = 90^{\circ} - 38 - 23,45 = 28,55^{\circ} \quad (15)$$

El rango de inclinación del seguidor está comprendido entre 10° y 90°, con estos datos calculamos la distancia mínima necesaria entre los seguidores que debe tener nuestra instalación.

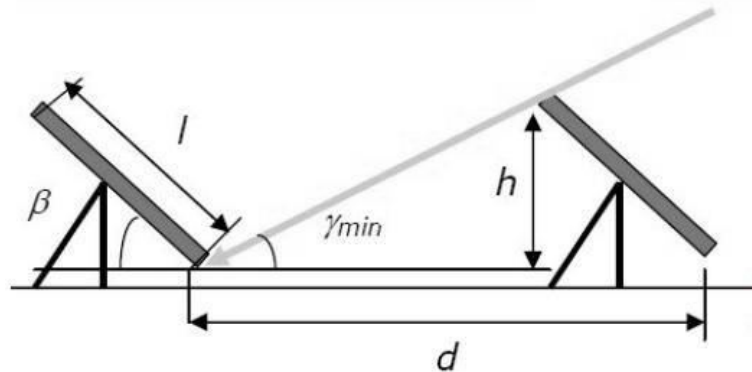


Figura 31: Sombra de los seguidores solares

Dónde:

- d : Distancia entre seguidores.
- l : Longitud del módulo (1,95 m).
- h : Altura máxima del seguidor (6m).
- γ_{min} : Ángulo cuando la altura del Sol es máxima (28,56°).
- β : Ángulo de inclinación de los módulos (90°).

De la Figura 29, obtenemos la expresión para obtener la distancia mínima que deberá haber entre seguidores solares:

$$d = \frac{h}{\tan \beta} + \frac{h}{\tan \gamma_{min}} = \frac{l \sin \beta}{\tan \beta} + \frac{l \sin \beta}{\tan \gamma_{min}} = l \cos \beta + l \frac{\sin \beta}{\tan \gamma_{min}} \quad (16)$$

Siendo el resultado:

$$d = 1,95 \cos 25 + 1,95 \frac{\sin 25}{\tan 28,55} = 3,28 \approx 3,5 \text{ m} \quad (16)$$

Siendo de 3,5 metros la distancia de separación mínima que deben tener las filas de estructuras soporte entre ellas para garantizar que no se produce sombreado entre las distintas estructuras.

Diseño 2: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Seguidor Solar.

Como se ha mencionado en el apartado 2.4.2. Estructura Soporte de la Memoria, la estructura escogida incorpora seguimiento solar para la obtención de un mayor rendimiento en la instalación debido a que aprovechan mucho más la irradiancia solar consiguiendo una mayor producción de electricidad.

En estas estructuras se pueden instalar hasta un máximo de 20 paneles por cada una de ellas siendo la configuración de las mismas de 5 x 4 paneles, esta configuración se ha

llevado a cabo teniendo en cuenta las medidas de los módulos fotovoltaicos y de la estructura soporte. Las medidas tanto de la estructura soporte como de los paneles solares se pueden visualizar en el apartado *ANEXOS*.

Para obtener la separación entre seguidores solares, se procede a calcular las distancias cuando las sombras son las más alargadas posibles, es decir, en el solsticio de invierno correspondiente al 21 de Diciembre. La expresión empleada para el cálculo del ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal de nuestra posición será la siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - \text{Latitud} - \delta \quad (15)$$

Dónde,

Latitud: Latitud del emplazamiento en el que se realiza la instalación (38°).

δ : Sabiendo que en el solsticio de verano la declinación solar es + 23.45° y en el de invierno - 23.45°

De este modo resulta:

$$\alpha = 90^\circ - 38 - 23,45 = 28,55^\circ \quad (15)$$

El rango de inclinación del seguidor está comprendido entre 10° y 90°, con estos datos calculamos la distancia mínima necesaria entre los seguidores que debe tener nuestra instalación.

Fuente: Deger

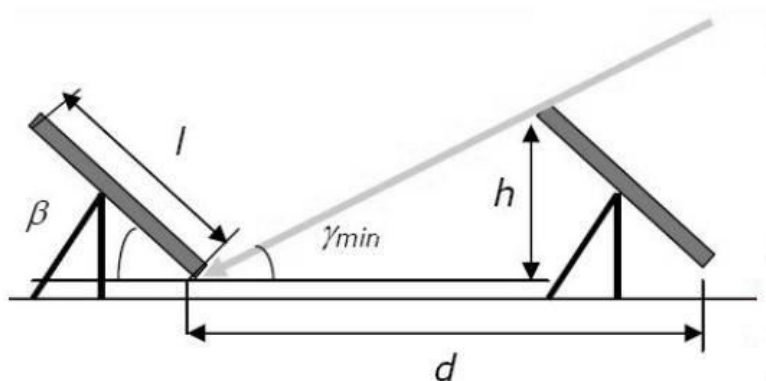


Figura 32: Sombra de los seguidores solares

Dónde:

d : Distancia entre seguidores.

l : Longitud del módulo (11,95 m).

h : Altura máxima del seguidor (6m).

γ_{min} : Ángulo cuando la altura del Sol es máxima (28,56°).

β : Ángulo de inclinación de los módulos (90°).

De la Figura 29, obtenemos la expresión para obtener la distancia mínima que deberá haber entre seguidores solares:

$$d = \frac{h}{\tan\beta} + \frac{h}{\tan\gamma_{\min}} = \frac{l \sin\beta}{\tan\beta} + \frac{l \sin\beta}{\tan\gamma_{\min}} = l \cos\beta + l \frac{\sin\beta}{\tan\gamma_{\min}} \quad (16)$$

Siendo el resultado:

$$d = 8,3 \cos 90 + 8,3 \frac{\sin 90}{\tan 28,55} = 15,25 \approx 16 \text{ m} \quad (16)$$

Siendo, tal como se muestra en la Figura 30, de 16 metros la distancia de separación mínima que deben tener las 100 estructuras soporte entre ellas para garantizar que no se produce sombreado entre las distintas estructuras.

Fuente: Deger

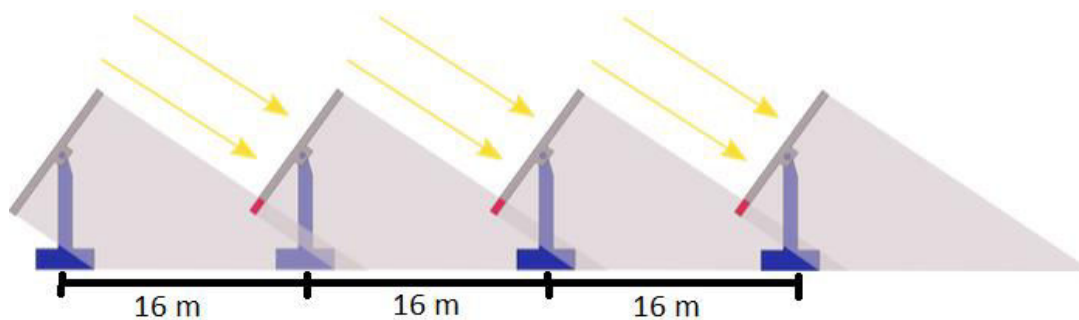


Figura 33: Distancia entre seguidores solares

3.4. Cálculo del cableado

La sección utilizada en los conductores de la instalación varía en función de las características de la línea y del tramo que se esté calculando. Se distinguen dos partes claramente diferenciados: el cableado de corriente continua y el cableado de corriente alterna. La delimitación de cada parte viene delimitada por el inversor.

Para cada cálculo se debe cumplir las especificaciones descritas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde se debe cumplir los valores de intensidades máximas admisibles y valores de caída de tensión.

- ✓ **Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento:** La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.
- ✓ **Criterio de la caída de tensión:** La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el final de la línea.

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límite marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

- ✓ **Criterio de la intensidad de cortocircuito:** La temperatura que puede alcanzar el cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Según la ITC-BT-40 para plantas generadoras conectadas a red debemos sobredimensionar la intensidad máxima un 25% de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{SC \text{ línea}} = I_{SC} \times 1,25 \quad (17)$$

La conductividad de los diferentes materiales del que puede estar constituido el cable son:

- La conductividad del cobre a 90 °C es 44 m / (Ω·mm²).
- La conductividad del aluminio a 90° C es 27 m / (Ω·mm²).

3.4.1. Cableado de Corriente Continua

Las secciones en la instalación de corriente continua se calcularan mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{C \times \Delta u} \quad (18)$$

Dónde:

- L*: Longitud del conductor (m).
- I*: Corriente de la línea (A).
- C*: Conductividad (Ω·mm²).
- Δu*: Caída de tensión máxima, para CC se considera del 1,5 (%).
- S*: Sección del conductor (mm²).

3.4.1.1. Sección del cableado entre paneles y cajas de conexión

Este tramo comprende cada una de las líneas que recorren las ramas de módulos fotovoltaicos hasta las cajas de conexión correspondientes. Se trata de un sistema monofásico al aire que conecta los módulos en serie entre sí. Se utiliza la longitud de cable más desfavorable, es decir, la que está a mayor distancia que en este caso es de 160 metros, utilizando la misma sección ya que son instalaciones similares o iguales.

Conociendo los datos de Intensidad y tensión calculados en el apartado 3.2. *Dimensionado del inversor*, obtenemos la siguiente sección mediante el criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{2 \times 160 \times 9,08}{44 \times 0,015 \times 734,8} = 5,99 \text{ mm}^2 \quad (18)$$

Y partiendo de la formula mencionada anteriormente en la que se debe sobredimensionar la Intensidad máxima en un 25 %, tenemos que:

$$I_{SC \text{ línea}} = 9,08 \times 1,25 = 11,35 \text{ A} \quad (17)$$

El cable de sección más pequeña considerada por el REBT tiene una sección mínima de **6 mm²** y una intensidad máxima admisible de **72 A**, soportando perfectamente la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación de 11,35 A.

3.4.1.2. *Cálculo de la sección del cableado comprendido entre cajas de conexión y armario de Corriente Continua*

Este tramo comprende las líneas que conectan cada una de las cajas de conexiones de las ramas de módulos con la caja de conexión previa al inversor. El cableado transcurre enterrado.

Se escogerá la caja de conexiones a mayor distancia como se ha hecho en el caso anterior, que en este caso será la más alejada del armario donde se alojan los dispositivos de CC e Inversor. Esta distancia es de 35 metros donde se utilizara la misma sección ya que son instalaciones similares o iguales.

Como el sistema solar está dividido en 4 instalaciones similares, la corriente que circula por el tramo entre las cajas de conexión y el armario de CC es la que aportan las series de módulos conectados en paralelo a la caja de conexión.

De este modo, la intensidad total obtenida da como resultado:

$$I_{\text{total}} = I_{CC \text{ Máx. DC módulo}} \times N^{\circ} \text{Módulos eb paralelo} = 9,08 \times 10 = 90,8 \text{ A} \quad (19)$$

Conociendo los datos de Intensidad y tensión calculados en el presente apartado y el apartado 3.2. *Dimensionado del inversor*, obtenemos la siguiente sección mediante el criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{2 \times 35 \times 90,8}{44 \times 0,015 \times 734,8} = 13,10 \text{ mm}^2 \quad (18)$$

Y partiendo de la formula mencionada anteriormente en la que se debe sobredimensionar la Intensidad máxima en un 25 %, tenemos que:

$$I_{SC \text{ línea}} = 90,8 \times 1,25 = 112,5 \text{ A} \quad (17)$$

El cable de sección inmediatamente superior a ésta intensidad considerada por el REBT tiene una sección de **25 mm²** y una intensidad máxima admisible de **160 A**, soportando

perfectamente la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación de 112,5 A.

El cable está bajo canalización enterrada por lo tanto se debe modificar la corriente máxima admisible que es capaz de soportar en dichas condiciones. Aplicamos los siguientes factores de corrección que se obtienen del REBT mediante la ecuación:

$$I_{M\acute{a}x.adm} = I_{M\acute{a}x adm} \times F_{C_{Tubo}} = 160 \times 0,8 = 128 \text{ A} \quad (20)$$

- ✓ Factor de corrección por estar enterrada bajo tubo: 0,8
- ✓ Factor de corrección por estar enterrada a una distancia de 0,7 m: 1

Siendo superior a la máxima intensidad que circula por el cable. De este modo el cable utilizado será de **25 mm²**.

3.4.1.3. *Cálculo de la sección del cableado comprendido entre armario de corriente continua e inversor*

Este tramo comprende las líneas que conectan el armario de corriente continua con el inversor. Puesto que se encuentran en el mismo local prefabricado, la distancia recorrida no es muy larga, suponemos que la distancia será de 5 metros, utilizando el mismo cable y misma sección en las 4 instalaciones.

Como el sistema solar está dividido en 4 instalaciones similares, la corriente que circula por el tramo entre las el armario de CC y el inversor es la que aportan todos los módulos conectados en paralelo.

De este modo, la intensidad total obtenida da como resultado:

$$I_{total} = I_{CC \text{ Máx. DC módulo}} \times N^{\circ} \text{Módulos eb paralelo} = 9,08 \times 25 = 227 \text{ A} \quad (21)$$

Conociendo los datos de Intensidad y tensión calculados en el presente apartado y el apartado 3.2. *Dimensionado del inversor*, obtenemos la siguiente sección mediante el criterio de caída de tensión:

$$S = \frac{2 \times 5 \times 227}{44 \times 0,015 \times 734,8} = 4,68 \text{ mm}^2 \quad (22)$$

Y partiendo de la formula mencionada anteriormente en la que se debe sobredimensionar la Intensidad máxima en un 25 %, tenemos que:

$$I_{SC \text{ línea}} = 227 \times 1,25 = 283,75 \text{ A} \quad (23)$$

El cable de sección inmediatamente superior a ésta intensidad considerada por el REBT tiene una sección de **95 mm²** y una intensidad máxima admisible de **335 A**, soportando perfectamente la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación de 283,75 A.

El cable discurre por la pared sobre bandejas, por lo tanto, la corriente máxima admisible capaz de soportar en dichas condiciones aplicando los siguientes factores de corrección según el REBT será.

- ✓ Factor de corrección por estar en bandeja: 0,95
- ✓ Factor de corrección para el caso de 2 cables unipolares: 1,225

$$I_{M\acute{a}x.adm} = I_{M\acute{a}x adm} \times F_{C_{Bandeja}} \times F_{C_{Cables}} = 335 \times 0,95 \times 1,225 = 389,9 \text{ A} \quad (24)$$

Siendo superior a la máxima intensidad que circula por el cable. De este modo el cable utilizado será de **95 mm²**.

3.4.2. Cableado de Corriente Alterna

Este circuito comprende el conjunto de cables que conecta el inversor con la red de distribución. Los cables están en instalación subterránea por lo que se emplea la normativa indicada en la ITC-BT-07.

La ecuación utilizada para el cálculo de la sección por caída de tensión es la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \varphi}{C \times \Delta u} = \frac{L \times P}{C \times \Delta u \times U_L^2} \quad (25)$$

Dónde:

- L: Longitud del conductor (m).
- I: Corriente de la línea (A).
- C: Conductividad ($\Omega \cdot \text{mm}^2$).
- Δu : Caída de tensión máxima, para CC se considera del 2 (%).
- S: Sección del conductor (mm^2).
- P: Potencia Inversor (W).
- U_L : Tensión salida Inverso (V).

3.4.2.1. Cálculo de la sección del cableado comprendido entre armario de corriente alterna e inversor

Este tramo comprende las líneas que conectan el armario de corriente alterna con el inversor. Puesto que se encuentran en el mismo local prefabricado, la distancia recorrida no es muy larga, suponemos que la distancia será de 5 metros, utilizando el mismo cable y misma sección en las 4 instalaciones. Aplicando la ecuación obtenemos:

$$S = \frac{5 \times 150000}{44 \times 0,02 \times 400^2} = 5,32 \text{ mm}^2 \quad (25)$$

La corriente que circula por el tramo trifásico entre el inversor y el armario de AC es la que aporta el inversor, es decir, 217 A según datos del fabricante.

De este modo, la sección inmediatamente superior que cumpla con los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible es de **70 mm²**. Este cable tiene una intensidad máxima admisible de **260 A** según el REBT ITC-BT-07.

En este caso no aplicamos ningún factor de corrección ya que el cable circula por bandeja y es un único cable trifásico.

3.4.2.2. *Cálculo de la sección del cableado entre armario AC y Centro de Transformación.*

En este último tramo, se calculan 2 secciones diferentes puesto que para transportar la energía desde las casetas de cada instalación hasta el centro de transformación hay diferentes distancias, siendo semejantes dos y dos cajas, ya que el CT se encuentra en medio de las 4.

Obteniendo primero la sección para el caso más desfavorable, es decir, el cual la caseta se encuentra a una mayor distancia que es de 35 m, aplicamos el criterio por caída de tensión sabiendo que la caída de tensión no puede ser mayor al 2%:

$$S = \frac{35 \times 150000}{44 \times 0,02 \times 400^2} = 37,28 \text{ mm}^2 \quad (26)$$

De este modo, la sección inmediatamente superior que cumpla con los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible es de 50 mm². Este cable tiene una intensidad máxima admisible de 215 A según el REBT ITC-BT-07, siendo ésta una intensidad inferior a la que circula a la salida del inversor, por este motivo subimos sección a 95 mm² cuya intensidad máxima admisible es de 310 A.

Modificando la intensidad máxima admisible por estar enterrado bajo tubo y en una canalización separada 0,10 m, cuyo factor de corrección es de 0,76, obtenemos:

$$I_{M\acute{a}x.adm} = I_{M\acute{a}x.adm} \times Fc = 310 \times 0,75 = 232,5 \text{ A} \quad (27)$$

Este valor de intensidad máxima admisible obtenido ha de resultar superior a la intensidad máxima de salida del inversor, tenemos que:

$$\mathbf{232,5 \text{ A} > 217 \text{ A}}$$

Por lo que cumple con la condición mencionada adecuadamente.

La segunda sección que calculamos es para la caseta que se encuentra aproximadamente a la mitad de la primera, siendo de 35 m. aplicamos el criterio por caída de tensión sabiendo que la caída de tensión no puede ser mayor al 2% obtenemos:

$$S = \frac{35 \times 150000}{44 \times 0,02 \times 400^2} = 37,30 \text{ mm}^2 \quad (28)$$

De este modo, la sección inmediatamente superior que cumpla con los criterios de caída de tensión e intensidad máxima admisible es de 50 mm². Este cable tiene una intensidad máxima admisible de 215 A según el REBT ITC-BT-07.

Modificando la intensidad máxima admisible por estar enterrado bajo tubo y en una canalización separada 0,10 m, cuyo factor de corrección es de 0,76, obtenemos:

$$I_{Máx.adm} = I_{Máx adm} \times Fc = 215 \times 0,75 = 161,25 \text{ A} \quad (27)$$

Este valor de intensidad máxima admisible obtenido ha de resultar superior a la intensidad máxima de salida del inversor, tenemos que:

$$161,25 \text{ A} < 217 \text{ A} \quad \text{NO CUMPLE}$$

Subimos a una sección de 95 mm² como en el caso anterior cuya intensidad máxima admisible es de 310 A y cumple adecuadamente.

3.4.2.4. *Cálculo de la sección del Centro de Transformación a la red de Media Tensión*

Se corresponde con la línea que va del centro de transformación a la red. La línea de acometida se realiza con cables de Aluminio y su sección será proporcionada por la Compañía Distribuidora.

En la tabla se recogen todas las secciones obtenidas en los cálculos:

Sección calculada de los conductores de la instalación	
Línea	Sección (mm ²)
Cableado entre paneles y cajas de conexión	6
Cableado entre cajas de conexión y armario CC	25
Cableado entre armario CC e inversor	95
Cableado entre armario de CA e inversor	70
Cableado armario AC y CT (1)	95
Cableado armario AC y CT (2)	95

Tabla 17: Secciones Calculadas

3.5. Cálculo de las Protecciones

Mediante el dimensionado de los dispositivos de protección se pretende asegurar el elemento de protección desconecte lo antes posible una falta que se pueda producir en cualquier punto de la instalación, protegiendo de esta manera fallos o roturas de los demás elementos.

Para que la protección esté dimensionada correctamente, aplicamos la norma UNE 20460 que recoge que el aparato debe tener las siguientes condiciones:

$$\text{Protección contra sobrecargas:} \quad I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (29)$$

$$I_F \leq 1,45 \times I_Z \quad (30)$$

Dónde:

I_B : *Intensidad de cálculo del circuito (A).*

I_N : *Intensidad nominal o calibre del interruptor (A).*

I_Z : *Intensidad máxima admisible del conductor (A).*

I_F : *Intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección (A).*

$$\text{Protección contra cortocircuitos:} \quad I_{CCmax} \leq \text{Poder de corte} \quad (31)$$

Para el caso de protección mediante interruptor Magnetotérmico se cumple la condición:

$$I_F \leq 1,45 \times I_N \quad (31)$$

Para el caso de que la protección sea mediante fusible tipo gG se cumple que:

$$I_F \leq 1,6 \times I_N \quad (32)$$

En cada parte de la instalación se calculan los límites que nos imponen y se decide qué tipo de protección es apropiada para el correcto funcionamiento.

3.5.1. Protección entre módulos y cajas de conexiones

En las cajas de conexiones se encuentran las salidas de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, el objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y los módulos fotovoltaicos protegiendo la instalación frente a

sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 8,17 A \quad (33)$$

$$I_N = 10 A \quad (34)$$

$$I_Z = 72 A \quad (35)$$

Cumpliendo con la condición mencionada anteriormente de:

$$8,17 \leq 10 \leq 72 \quad (29)$$

Del mismo modo:

$$I_F \leq 1,6 \times 10 = 16 A \quad (32)$$

Cumpliendo:

$$16 \leq 1,45 \times 72 = 104,4 A \quad (31)$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, en cada serie de módulos seleccionamos un fusible tipo gG de 10 A de corriente nominal. En cada caja de conexiones hay 10 fusibles, y como hay 10 cajas de conexiones, hay un total de 100 fusibles de 10 A en todo el sistema solar fotovoltaico.

3.5.2. Protección entre caja de conexiones y armario de corriente continua

En los armarios de corriente continua se encuentran las entradas de las cajas de conexiones que en este caso, son 10 conexiones en paralelo, por lo que se calcula la corriente que deben soportar.

El objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y la corriente que le llega al inversor, protegiendo la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 10 \times 8,17 = 81,7 A \quad (33)$$

$$I_N = 100 A \quad (34)$$

$$I_Z = 128 A \quad (35)$$

Cumpliendo con la condición mencionada anteriormente de:

$$81,7 \leq 100 \leq 128 \quad (29)$$

Del mismo modo:

$$I_F \leq 1,6 \times 90,8 = 145,28 A \quad (32)$$

Cumpliendo:

$$145,28 \leq 1,45 \times 128 = 185,6 A \quad (31)$$

Para cada serie de módulos seleccionamos un fusible tipo gG de 100 A de corriente nominal. En cada armario de CC hay 3 fusibles, y como hay 4 armarios de CC, hay un total de 12 fusibles de 100 A en todo el sistema solar fotovoltaico.

3.5.3. Protección entre armario de corriente continua e Inversor

En la instalación, el inversor que hemos escogido, cuenta con las protecciones tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, no siendo necesario la instalación en el inversor de protecciones para protegerle frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 25 \times 8,17 = 204,24 \text{ A} \quad (33)$$

$$I_N = 250 \text{ A} \quad (34)$$

$$I_Z = 389,9 \text{ A} \quad (35)$$

Cumpliendo con la condición mencionada anteriormente de:

$$204,24 \leq 250 \leq 389,9 \quad (29)$$

Del mismo modo:

$$I_F \leq 1,45 \times 250 = 362,5 \text{ A} \quad (32)$$

Cumpliendo:

$$362,5 \leq 1,45 \times 389,9 = 565 \text{ A} \quad (31)$$

Con estos resultados, el inversor debe soportar las corrientes calculadas con un interruptor Magnetotérmico cuya intensidad nominal es de 250 A, y cumplir así con las restricciones obtenidas.

3.5.4. Protección entre Inversor e armario de corriente alterna

Como se ha mencionado, el inversor cuenta con las protecciones tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, no siendo necesario la instalación en el inversor de protecciones para protegerle frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Por lo tanto, en el armario de AC se utiliza un interruptor Magnetotérmico de 250 A de corriente nominal que protege el tramo desde el inversor hasta el centro de transformación.

3.6. Cálculo de la protección de Puesta a Tierra

La finalidad principal de una puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra que puedan presentar las masas metálicas en un momento dado, asegurar la

actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos de la instalación.

Para el dimensionado de la puesta a tierra de cada tramo, aplicaremos las restricciones que nos impone el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y seleccionaremos la sección más adecuada para cada caso.

3.6.1 Puesta a Tierra de los Paneles Fotovoltaicos

La sección del cable de fase de la conexión entre los módulos y la caja de conexiones es de 6 mm^2 , por lo tanto la sección del conductor de protección es de 6 mm^2 cumpliendo según lo establecido en el REBT.

3.6.2. Puesta a Tierra entre Cajas de Conexión y Armario de Corriente Continua

La sección del cable de fase en este tramo tiene una sección de 25 mm^2 , que está dentro del segundo grupo que nos indica el REBT, por lo que la sección de los cables de protección es de 16 mm^2 .

3.6.3. Puesta a Tierra entre Armario de Corriente Continua e Inversor

La sección del cable de fase es de 95 mm^2 , siendo $S \geq 35 \text{ mm}^2$ tal como indica el REBT, por lo tanto la sección mínima del cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$\frac{S}{2} = \frac{95}{2} = 50 \text{ mm}^2 \quad (32)$$

3.6.4. Puesta a Tierra entre Inversor e Armario de Corriente Alterna

La sección del cable de fase entre el inversor y el armario de AC es de 70 mm^2 , por lo tanto la sección del conductor de protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$\frac{S}{2} = \frac{70}{2} = 35 \text{ mm}^2 \quad (33)$$

3.6.5. Puesta a Tierra entre Armario de Corriente Alterna y Transformador

La sección del cable de fase es de 95 mm^2 para cada una de las 4 las líneas como se ha obtenido en el apartado de cálculo de secciones, por lo que el cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$\frac{S}{2} = \frac{95}{2} = 50 \text{ mm}^2 \quad (33)$$

En la tabla se recogen todas las secciones de los conductores de protección obtenidas en los cálculos:

Sección calculada de los conductores de Protección la instalación	
Línea	Sección (mm ²)
Cableado entre paneles y cajas de conexión	6
Cableado entre cajas de conexión y armario CC	16
Cableado entre armario CC e inversor	50
Cableado entre armario de CA e inversor	35
Cableado armario AC y CT (1)	50
Cableado armario AC y CT (2)	50

Tabla 18: Secciones conductor de protección.

3.7. Cálculo Centro de Transformación

Para poder evacuar la potencia fotovoltaica total de la instalación solar y obtener la máxima prima posible, es necesario por la normativa vigente, hacerlo en Baja Tensión a la red de distribución.

Los generadores fotovoltaicos del sistema solar fotovoltaico entregan la energía en baja tensión a 400 V en corriente alterna, pero la línea disponible más cercana es de media tensión, encontrándose en los límites de la finca donde se realiza la instalación, es por ello que se deberá elevar la tensión hasta 20kV, según las características del punto de conexión.

La solución adoptada, es conectar los generadores al lado de baja tensión del centro de transformación (400 V) y el lado de alta tensión del centro de transformación a la red (20 KV).

La construcción del centro de transformación se realiza con el acuerdo contraído con la empresa distribuidora. Por este motivo se instala un centro de transformación, con sus protecciones, celdas de seccionamiento y medición.

La función del centro de transformación propiedad de la compañía distribuidora es elevar la tensión de 400 V hasta 20 KV, y así poder efectuar la conexión a la línea. El coste de la construcción del centro de transformación y de los gastos asociados a éste, será asumido por el promotor del proyecto.

Cada inversor de la instalación presenta un factor de potencia uno, por lo que la potencia máxima inyectada a la red, es la máxima potencia pico que puede alcanzar el generador fotovoltaico. En este caso la potencia aparente máxima es de 150 KVA.

El transformador tiene que tener una potencia nominal superior a la máxima potencia aparente de entrada y una relación de transformación adecuada, acorde con las tensiones de generación y de la red eléctrica, que es de 0,4/20 KV.

La potencia nominal comercial siguiente a la que nos aporta el inversor es de 160 KVA, para nuestro caso, se ha escogido una potencia de 600 KVA.

El factor de seguridad que tiene el centro de transformación es por tanto:

$$F_S = \frac{P_{CT}}{P_{Inv}} = \frac{630}{150} = 4,2 \quad (34)$$

Con el cálculo de esta ecuación obtenemos que el transformador cuente con 4 veces la potencia que le suministra el inversor, y por tanto podemos conectar 4 inversores en paralelo al transformador.

La potencia entregada al CT es de:

$$S_{Total} = 150 \times 4 = 600 \text{ KVA}$$

De éste modo, al conectar los cuatro inversores a un transformador tenemos un ahorro económico, ya que los transformadores son elementos caros y muy voluminosos. Este hecho implica que utilizando la aparamenta suficiente, su mantenimiento es mínimo y en caso de mantenimiento es posible seguir inyectando energía a la red. El coeficiente de seguridad resultante es:

$$F_S = \frac{P_{CT}}{P_{Inv}} = \frac{630}{600} = 1,05 \quad (35)$$

El centro de transformación está lo suficientemente dimensionado para evacuar la potencia generada por los generadores fotovoltaicos que estén conectados en el momento de máxima potencia.

4. PLIEGO DE CONDICIONES

1 Objeto

1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- 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 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 Módulos

3.3.1 Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente: – Irradiancia solar: 1000 W/m² – Distribución espectral: AM 1,5 G – Temperatura de célula: 25 °C

3.3.5 Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras.

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado.

4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la

desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes: – Principio de funcionamiento: fuente de corriente.

- Autos conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.

- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

Encendido y apagado general del inversor.

Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. 5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de tele desconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en

fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- 6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- 6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- 6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- 6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- 7.2.1 $G(0)$. G_{dm} Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes: – Agencia Estatal de Meteorología. – Organismo autonómico oficial. – Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.
- 7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:
 - La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
 - La eficiencia del cableado.
 - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
 - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
 - La eficiencia energética del inversor.
 - Otros.
- 7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

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

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

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

- 7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:
Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma: Mantenimiento preventivo y Mantenimiento correctivo.

8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye: La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto

8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

5. PRESUPUESTO

Diseño 1: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Estructura Fija.

APARAMENTA				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Módulos Fotovoltaicos ATERSA, modelo A-300P GSE	2000	Ud.	330,00 €	660.000,00 €
Estructura Soporte	400	Ud.	248,87 €	99.548,00 €
Caja de conexiones	10	Ud.	258,00 €	2.580,00 €
Hormigón Estructura Soporte	100	m ²	35,00 €	3.500,00 €
Inversor ZIGOR modelo SOLAR CTR3 150	4	Ud.	19.500,00 €	78.000,00 €
Edificación prefabricada de hormigón Schneider	4	Ud.	5.640,00 €	22.560,00 €
Transformador encapsulado ABB IP 21 630 KVA	1	Ud.	22.350,00 €	22.350,00 €
Edificación prefabricada de hormigón Schneider para CT	1	Ud.	8.455,00 €	8.455,00 €
Equipo de medida Schneider Electric me4zrt	1	Ud.	249,00 €	249,00 €
TOTAL SIN IVA				897.242,00 €
21% IVA				188.420,82 €
TOTAL				1.085.662,82 €

CABLEADO				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Cable unipolar Rojo 6 mm ²	3000	m	5,20 €	15.600,00 €
Cable unipolar Negro 6 mm ²	3000	m	5,20 €	15.600,00 €
Cable unipolar Tierra 6 mm	3000	m	5,20 €	15.600,00 €
Cable unipolar Rojo 25 mm ²	110	m	17,55 €	1.930,50 €
Cable unipolar Negro 25 mm ²	110	m	17,55 €	1.930,50 €
Cable unipolar Tierra 16 mm ²	110	m	12,45 €	1.369,50 €
Cable unipolar Rojo 95 mm ²	20	m	55,45 €	1.109,00 €
Cable unipolar Negro 95 mm ²	20	m	55,45 €	1.109,00 €
Cable unipolar Tierra 50 mm ²	20	m	32,55 €	651,00 €
Cable unipolar Negro 70 mm ²	20	m	41,45 €	829,00 €
Cable unipolar Azul 70 mm ²	20	m	41,45 €	829,00 €
Cable unipolar Tierra 35 mm ²	20	m	24,45 €	489,00 €
Cable unipolar Negro 95 mm ²	105	m	55,45 €	5.822,25 €
Cable unipolar Azul 95 mm ²	105	m	55,45 €	5.822,25 €
Cable unipolar Tierra 50 mm ²	105	m	32,55 €	3.417,75 €
TOTAL SIN IVA				72.108,75 €
21% IVA				15.142,84 €
TOTAL				87.251,59 €

CANALIZACIÓN				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Tubo corrugado 50 mm	3000	m	1,06 €	3.180,00 €
Tubo corrugado 90 mm	110	m	2,77 €	304,70 €
Bandeja 100 x 60	40	m	14,50 €	580,00 €
Tubo corrugado 180 mm	105	m	8,42 €	884,10 €
TOTAL SIN IVA				4.948,80 €
21% IVA				1.039,25 €
TOTAL				5.988,05 €

Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red Eléctrica

PROTECCIONES				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Fusible 10 A	100,00 €	Ud.	4,95 €	495,00 €
Fusible 100 A	12,00 €	Ud.	36,55 €	438,60 €
Interruptor magnetotérmico 250 A	4,00 €	Ud.	155,00 €	620,00 €
Armario ELDON	8,00 €	Ud.	289,45 €	2.315,60 €
TOTAL SIN IVA				3.869,20 €
21% IVA				812,53 €
TOTAL				4.681,73 €

MONTAJE				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Obra civil e Instalacion casetas	1	Ud.	10.500,00 €	10.500,00 €
Fijación paneles	300	H.	20,00 €	6.000,00 €
Montaje Estructura	500	H.	20,00 €	10.000,00 €
Montaje de equipos	200	H.	20,00 €	4.000,00 €
Conexión de equipos	75	H.	20,00 €	1.500,00 €
TOTAL SIN IVA				32.000,00 €
21% IVA				6.720,00 €
TOTAL				38.720,00 €

TOTAL PRESUPUESTADO				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. € sin IVA	Importe € con IVA
APARAMENTA	1	Ud.	897.242,00 €	1.085.662,82 €
CABLEADO	1	Ud.	72.108,75 €	87.251,59 €
CANALIZACIÓN	1	Ud.	4.948,80 €	5.988,05 €
PROTECCIONES	1	Ud.	3.869,20 €	4.681,73 €
MONTAJE	1	Ud.	32.000,00 €	38.720,00 €
PROYECTOS, LEGALIZACIONES Y VARIOS	1	Ud.	3.500,00 €	4.235,00 €
TOTAL SIN IVA				1.013.668,75 €
21% IVA				212.870,44 €
TOTAL				1.226.539,19 €

Diseño 2: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Seguidor Solar.

APARAMENTA				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Módulos Fotovoltaicos ATERSA, modelo A-300P GSE	2000	Ud.	330,00 €	660.000,00 €
Estructura Soporte	100	Ud.	4.500,00 €	450.000,00 €
Caja de conexiones	10	Ud.	258,00 €	2.580,00 €
Hormigon Estructura Soporte	600	m ²	35,00 €	21.000,00 €
Inversor ZIGOR modelo SOLAR CTR3 150	4	Ud.	19.500,00 €	78.000,00 €
Edificación prefabricada de hormigón Schneider	4	Ud.	5.640,00 €	22.560,00 €
Transformador encapsulado ABB IP 21 630 KVA	1	Ud.	22.350,00 €	22.350,00 €
Edificación prefabricada de hormigón Schneider para CT	1	Ud.	8.455,00 €	8.455,00 €
Equipo de medida Schneider Electric me4zrt	1	Ud.	249,00 €	249,00 €
TOTAL SIN IV				1.265.194,00 €
21% IVA				265.690,74 €
TOTAL				1.530.884,74 €

CABLEADO				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Cable unipolar Rojo 6 mm ²	4455	m	5,20 €	23.166,00 €
Cable unipolar Negro 6 mm ²	4455	m	5,20 €	23.166,00 €
Cable unipolar Tierra 6 mm	4455	m	5,20 €	23.166,00 €
Cable unipolar Rojo 25 mm ²	110	m	17,55 €	1.930,50 €
Cable unipolar Negro 25 mm ²	110	m	17,55 €	1.930,50 €
Cable unipolar Tierra 16 mm ²	110	m	12,45 €	1.369,50 €
Cable unipolar Rojo 95 mm ²	20	m	55,45 €	1.109,00 €
Cable unipolar Negro 95 mm ²	20	m	55,45 €	1.109,00 €
Cable unipolar Tierra 50 mm ²	20	m	32,55 €	651,00 €
Cable unipolar Negro 70 mm ²	20	m	41,45 €	829,00 €
Cable unipolar Azul 70 mm ²	20	m	41,45 €	829,00 €
Cable unipolar Tierra 35 mm ²	20	m	24,45 €	489,00 €
Cable unipolar Negro 95 mm ²	105	m	55,45 €	5.822,25 €
Cable unipolar Azul 95 mm ²	105	m	55,45 €	5.822,25 €
Cable unipolar Tierra 50 mm ²	105	m	32,55 €	3.417,75 €
TOTAL SIN IV				94.806,75 €
21% IVA				19.909,42 €
TOTAL				114.716,17 €

CANALIZACIÓN				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Tubo corrugado 50 mm	4455	m	1,06 €	4.722,30 €
Tubo corrugado 90 mm	110	m	2,77 €	304,70 €
Bandeja 100 x 60	40	m	14,50 €	580,00 €
Tubo corrugado 180 mm	105	m	8,42 €	884,10 €
TOTAL SIN IV				6.491,10 €
21% IVA				1.363,13 €
TOTAL				7.854,23 €

PROTECCIONES				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Fusible 10 A	100,00 €	Ud.	4,95 €	495,00 €
Fusible 100 A	12,00 €	Ud.	36,55 €	438,60 €
Interruptor magnetotérmico 250 A	4,00 €	Ud.	155,00 €	620,00 €
Armario ELDON	8,00 €	Ud.	289,45 €	2.315,60 €
TOTAL SIN IV				3.869,20 €
21% IVA				812,53 €
TOTAL				4.681,73 €

MONTAJE				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. €	Importe €
Obra civil e Instalacion casetas	1	Ud.	10.500,00 €	10.500,00 €
Fijación paneles	300	H.	20,00 €	6.000,00 €
Montaje Parrilla seguidor	500	H.	20,00 €	10.000,00 €
Montaje de equipos	200	H.	20,00 €	4.000,00 €
Conexión de equipos	75	H.	20,00 €	1.500,00 €
TOTAL SIN IV				32.000,00 €
21% IVA				6.720,00 €
TOTAL				38.720,00 €

Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red Eléctrica

TOTAL PRESUPOSTADO				
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio/Ud. € sin IVA	Importe € con IVA
APARAMENTA	1	Ud.	1.265.194,00 €	1.530.884,74 €
CABLEADO	1	Ud.	94.806,75 €	114.716,17 €
CANALIZACIÓN	1	Ud.	6.491,10 €	7.854,23 €
PROTECCIONES	1	Ud.	3.869,20 €	4.681,73 €
MONTAJE	1	Ud.	32.000,00 €	38.720,00 €
PROYECTOS, LEGALIZACIONES Y VARIOS	1	Ud.	3.500,00 €	4.235,00 €
TOTAL SIN IVA				1.405.861,05 €
21% IVA				295.230,82 €
TOTAL				1.701.091,87 €

5.1. Estudio Económico

Diseño 1: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Estructura Fija.

Los cálculos a los que ahora procedemos son los que me indican la energía total producida por la instalación solar y el rendimiento de la misma, estos valores son el objetivo del proyecto puesto que se trata de obtener energía eléctrica para inyectarla a la red.

La energía total del sistema producida se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E = N_{\text{paneles}} \times W_p \times HSP \times \mu \quad (1)$$

Dónde:

E : *Energía total (W/h).*

N_{paneles} : *Número total de paneles.*

W_p : *Potencia de pico de los módulos (W)*

HSP *Horas solar pico (h).*

μ *Rendimiento de la Instalación*

Como en nuestro caso disponemos de seguidores solares, abra un aprovechamiento máximo de HSP diarias.

Se ha utilizado una Calculadora de HSP para conocer el número de horas solares pico de cada mes: http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_hsp.php

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
HSP	84,32	102,95	144,15	161,4	186	203,4	232,19	220,72	188,4	139,81	103,5	80,29

Tabla 19: HSP

- Potencia nominal del sistema de FV: 600 kW (silicio policristalino).
- Pérdidas estimadas debido a la temperatura: 9.7% (utilizando los datos locales de la temperatura ambiente).
- Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia: 2.6%
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 10.0%
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 21.5%

Estos valores de pérdidas son aproximados. De este modo obtenemos un rendimiento aproximado de la instalación del 85 %, por lo que la producción mensual estimada viene dada en la siguiente tabla:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Wh	43.003.200	52.504.500	73.516.500	82.314.000	94.860.000	103.734.000	118.416.900	112.567.200	96.084.000	71.303.100	52.785.000	40.947.900

Tabla 20: Producción mensual estimada

En las Figuras 34 y 35 se observa un gráfico de la producción estimada a partir de los datos obtenidos en la tabla.

Fuente Excel

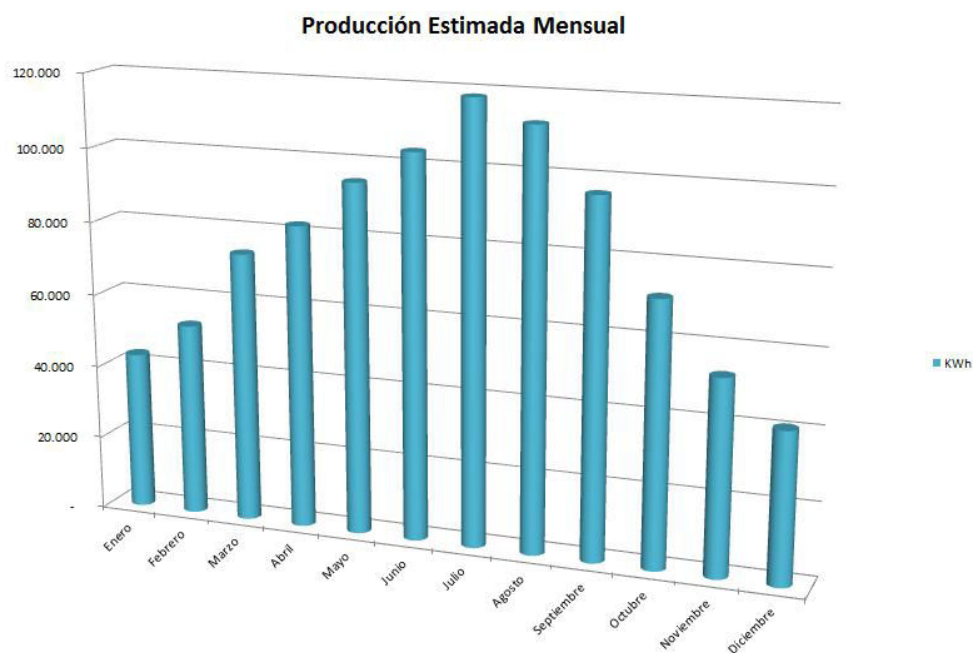


Figura 34: Producción de energía estimada mensual en KWh

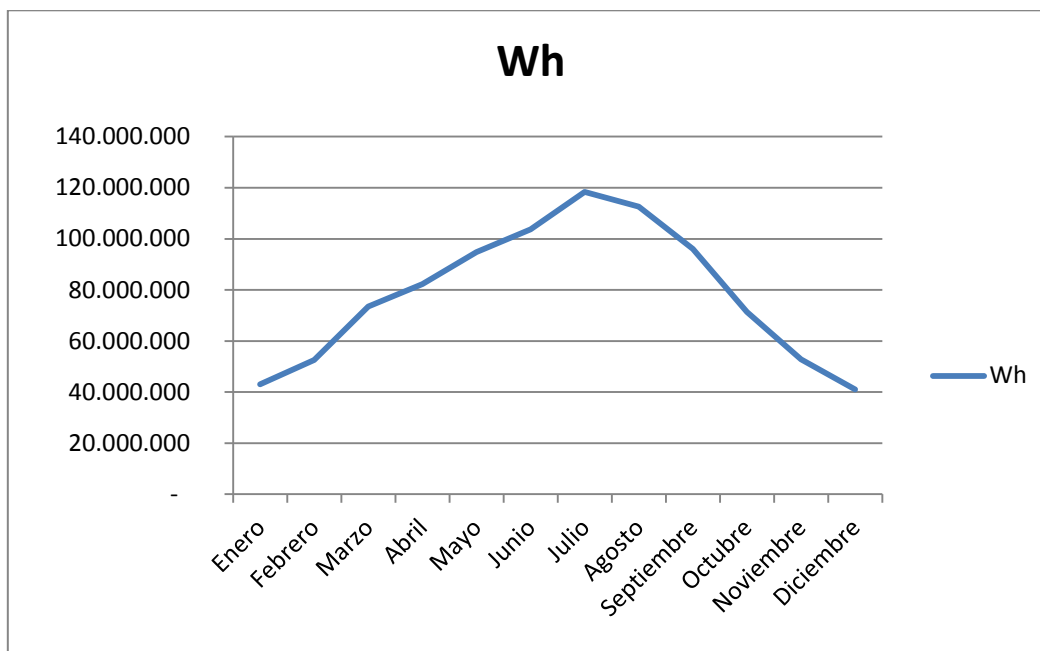


Figura 35: Producción de energía estimada mensual en KWh

Finalmente obtenemos el estudio económico con los datos obtenidos y se hace una estimación del dinero que se obtiene cada año con la producción, estos datos se pueden visualizar en la siguiente Tabla 21.

Descripción	Valor
Inversión	1.226.539,75 €
Energía anual Inyectada KWh	942.036
Tarifa venta energía €/Kwh	0,231
IPC	0,9
Mantenimiento	6.500,00 €
Seguro y Autónomo	15.000,00 €
Disminucion rendimiento anual de la instalació	0,85

Tabla 21: Estimación

El estudio se ha hecho para 25 años ya que es la cantidad de años que el fabricante nos proporciona, Tabla 22.

Año	Costes Estimados	Producción Estimada	Ingresos Estimados	Gaancia Neta Estimada
1	1.248.039,75 €	942.036	217.610,39 €	-1.030.429,36 €
2	21.693,50 €	934.029	215.760,70 €	194.067,20 €
3	21.888,74 €	926.090	213.926,73 €	192.037,99 €
4	22.085,74 €	918.218	212.108,35 €	190.022,61 €
5	22.284,51 €	910.413	210.305,43 €	188.020,92 €
6	22.485,07 €	902.675	208.517,84 €	186.032,76 €
7	22.687,44 €	895.002	206.745,44 €	184.058,00 €
8	22.891,63 €	887.394	204.988,10 €	182.096,47 €
9	23.097,65 €	879.852	203.245,70 €	180.148,05 €
10	23.305,53 €	872.373	201.518,11 €	178.212,58 €
11	23.515,28 €	864.958	199.805,21 €	176.289,93 €
12	23.726,92 €	857.605	198.106,86 €	174.379,95 €
13	23.940,46 €	850.316	196.422,96 €	172.482,50 €
14	24.155,92 €	843.088	194.753,36 €	170.597,44 €
15	24.373,33 €	835.922	193.097,96 €	168.724,63 €
16	24.592,69 €	828.817	191.456,62 €	166.863,94 €
17	24.814,02 €	821.772	189.829,24 €	165.015,22 €
18	25.037,35 €	814.787	188.215,69 €	163.178,35 €
19	25.262,68 €	807.861	186.615,86 €	161.353,18 €
20	25.490,05 €	800.994	185.029,63 €	159.539,58 €
21	25.719,46 €	794.186	183.456,87 €	157.737,42 €
22	25.950,93 €	787.435	181.897,49 €	155.946,56 €
23	26.184,49 €	780.742	180.351,36 €	154.166,87 €
24	26.420,15 €	774.106	178.818,38 €	152.398,22 €
25	26.657,93 €	767.526	177.298,42 €	150.640,49 €
				3.093.581,50 €

Tabla 22: Estimación para los próximos 25 años

Según los resultados obtenidos, se puede observar que el periodo el cual se recupera la inversión inicial de esta instalación es de aproximadamente **6 años y medio**, después de este periodo todas las ganancias serán netas.

Se observa que las ganancias tras 25 años son de **3.093.581,50** Euros.

Diseño 2: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Seguidor Solar.

Los cálculos a los que ahora procedemos son los que me indican la energía total producida por la instalación solar y el rendimiento de la misma, estos valores son el objetivo del proyecto puesto que se trata de obtener energía eléctrica para inyectarla a la red.

La energía total del sistema producida se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E = N_{\text{paneles}} \times W_p \times HSP \times \mu \tag{1}$$

Dónde:

- E*: *Energía total (W/h).*
- N_{paneles}*: *Número total de paneles.*
- W_p*: *Potencia de pico de los módulos (W)*
- HSP*: *Horas solar pico (h).*
- μ*: *Rendimiento de la Instalación*

Como en nuestro caso disponemos de seguidores solares, abra un aprovechamiento máximo de HSP diarias.

Calculadora HSP: http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_hsp.php

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
HSP	180	205	265	295	320	330	341	315	240	232,5	210	170,5

Tabla23: HSP

- Potencia nominal del sistema de FV: 600 kW (silicio policristalino).
- Pérdidas estimadas debido a la temperatura: 9.7% (utilizando los datos locales de la temperatura ambiente).
- Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia: 2.6%
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 10.0%
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 21.5%

Estos valores de pérdidas son aproximados. De este modo obtenemos un rendimiento aproximado de la instalación del 85 %, por lo que la producción mensual estimada viene dada en la siguiente tabla:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
KWh	91.800	104.550	135.150	150.450	163.200	168.300	173.910	160.650	122.400	118.575	107.100	86.955

Tabla 24: Producción mensual estimada

En las Figuras 36 y 37 se observa un gráfico de la producción estimada a partir de los datos obtenidos en la tabla.

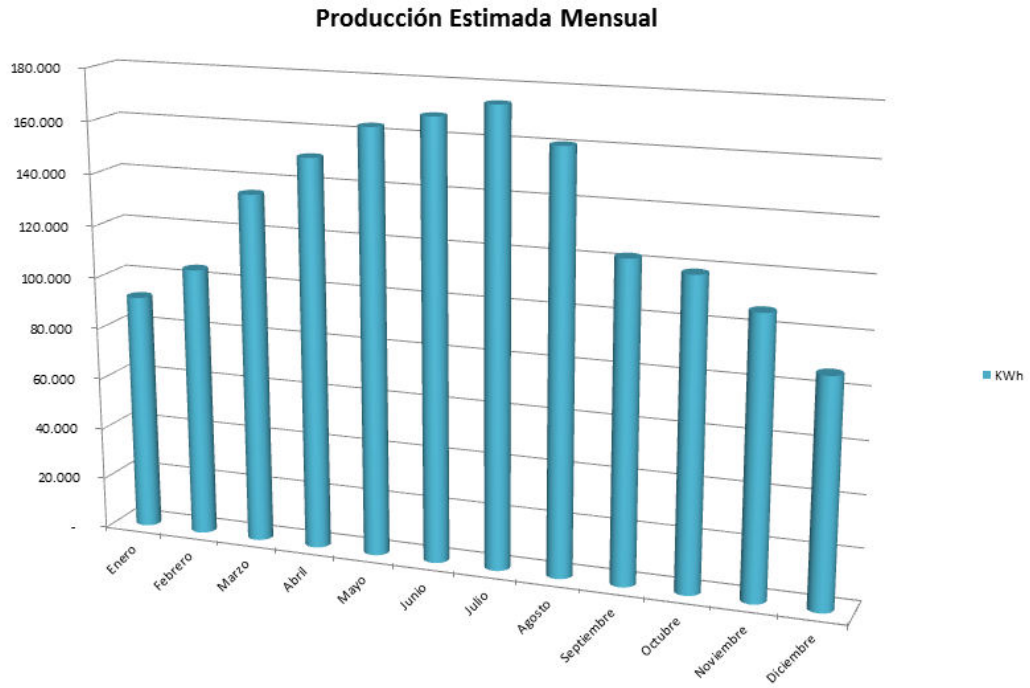


Figura 36: Producción de energía estimada mensual en KWh

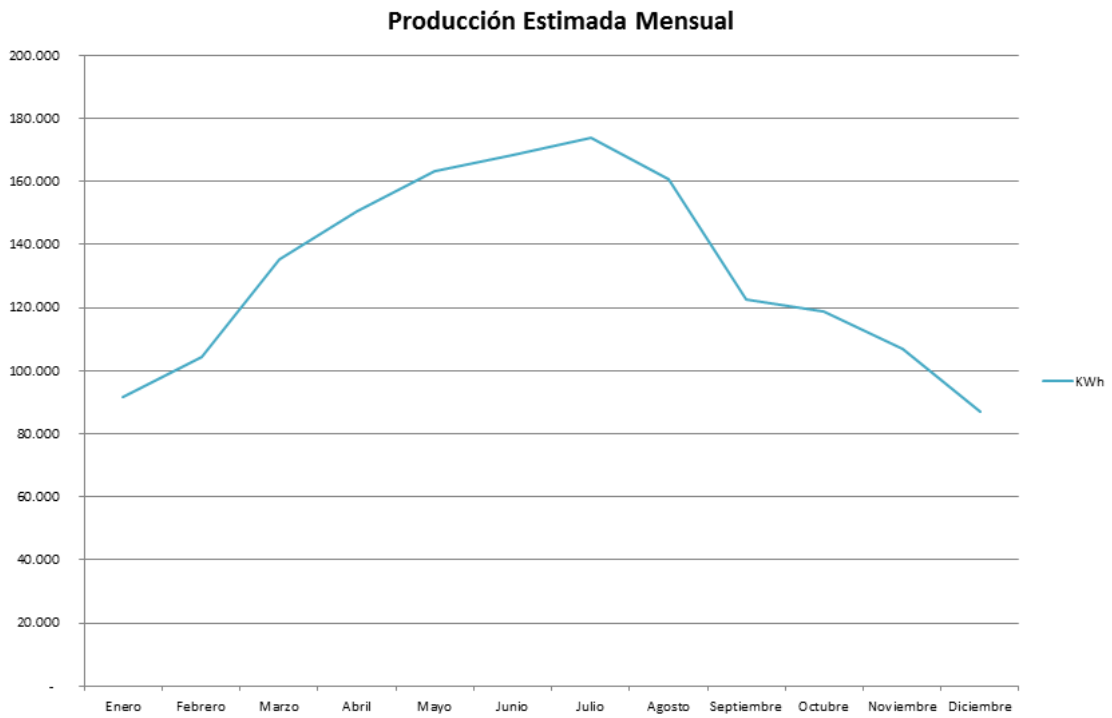


Figura 37: Producción de energía estimada mensual en KWh

Finalmente obtenemos el estudio económico con los datos obtenidos y se hace una estimación del dinero que se obtiene cada año con la producción, estos datos se pueden visualizar en la siguiente Tabla 25.

Descripción	Valor
Inversión	1.701.091,87 €
Energía anual Inyectada KWh	1.583.040
Tarifa venta energía €/Kwh	0,231
IPC	0,9
Mantenimiento	6.500,00 €
Seguro y Autónomo Productor	15.000,00 €
Disminucion rendimiento anual de la instalación	0,85

Tabla25: Estimación

El estudio se ha hecho para 25 años ya que es la cantidad de años que el fabricante nos proporciona.

Año	Costes Estimados	Producción Estimada	Ingresos Estimados	Gaancia Neta Estimada
1	1.722.591,87 €	1.583.040	365.682,24 €	-1.356.909,63 €
2	21.693,50 €	1.569.584	362.573,94 €	340.880,44 €
3	21.888,74 €	1.556.243	359.492,06 €	337.603,32 €
4	22.085,74 €	1.543.015	356.436,38 €	334.350,64 €
5	22.284,51 €	1.529.899	353.406,67 €	331.122,16 €
6	22.485,07 €	1.516.895	350.402,71 €	327.917,64 €
7	22.687,44 €	1.504.001	347.424,29 €	324.736,85 €
8	22.891,63 €	1.491.217	344.471,18 €	321.579,56 €
9	23.097,65 €	1.478.542	341.543,18 €	318.445,53 €
10	23.305,53 €	1.465.974	338.640,06 €	315.334,53 €
11	23.515,28 €	1.453.514	335.761,62 €	312.246,34 €
12	23.726,92 €	1.441.159	332.907,65 €	309.180,73 €
13	23.940,46 €	1.428.909	330.077,93 €	306.137,48 €
14	24.155,92 €	1.416.763	327.272,27 €	303.116,35 €
15	24.373,33 €	1.404.721	324.490,46 €	300.117,13 €
16	24.592,69 €	1.392.780	321.732,29 €	297.139,60 €
17	24.814,02 €	1.380.942	318.997,56 €	294.183,54 €
18	25.037,35 €	1.369.204	316.286,08 €	291.248,74 €
19	25.262,68 €	1.357.566	313.597,65 €	288.334,97 €
20	25.490,05 €	1.346.026	310.932,07 €	285.442,03 €
21	25.719,46 €	1.334.585	308.289,15 €	282.569,69 €
22	25.950,93 €	1.323.241	305.668,69 €	279.717,76 €
23	26.184,49 €	1.311.994	303.070,51 €	276.886,02 €
24	26.420,15 €	1.300.842	300.494,41 €	274.074,26 €
25	26.657,93 €	1.289.784	297.940,21 €	271.282,27 €
				5.966.737,96 €

Tabla 26: Estimación para los próximos 25 años

Según los resultados obtenidos, se puede observar que el periodo el cual se recupera la inversión inicial de esta instalación es de aproximadamente **5 años**, después de este periodo todas las ganancias serán netas.

Se observa que las ganancias tras 25 años son de **5.966.737,96** Euros.

6. CONCLUSIÓN

Las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de energía van a seguir desarrollándose, este proyecto consiste en una instalación pequeña de 600 kW, sin embargo, hoy en día se realizan proyectos de varios MW de potencia.

No obstante, es recomendable realizar instalaciones con seguidores solares, que pese al mayor coste de infraestructuras, aprovechan mucho más la irradiancia solar consiguiendo una mayor producción de electricidad.

Una vez finalizada la vida útil de la instalación del presente proyecto, podría modificarse el campo de generadores con tecnología más eficiente y de este modo seguir aprovechado la instalación.

Al mismo tiempo, después de un exhaustivo estudio de los dos distintos diseños, las conclusiones quedan muy claras, la instalación es mucho más cara utilizando seguidores solares, pero a causa de su elevado rendimiento, resulta más viable con el paso de los años tal como se observa en la tabla.

<i>Descripción</i>	<i>Diseño 1: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Estructura Fija.</i>	<i>Diseño 2: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red con Seguidor Solar.</i>
Inversión	1.226.539,75 €	1.701.091,87 €
Beneficios a 25 años	3.093.581,50 €	5.966.737,96 €
Amortización Instalación	6,5 años	5 años

Tabla 23: Comparativa Diseños

7. BIBLIOGRAFÍA

Libros y documentos utilizados:

- “Energías Renovables” (Antonio Creus Solé).
- “Energías Renovables” (Jaime Gonzales Velasco)
- “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”. IDAE 2014.
- “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Presentaciones Universidad Politécnica de Valencia.
- Presentaciones Universidad tecnológica de Tampere.

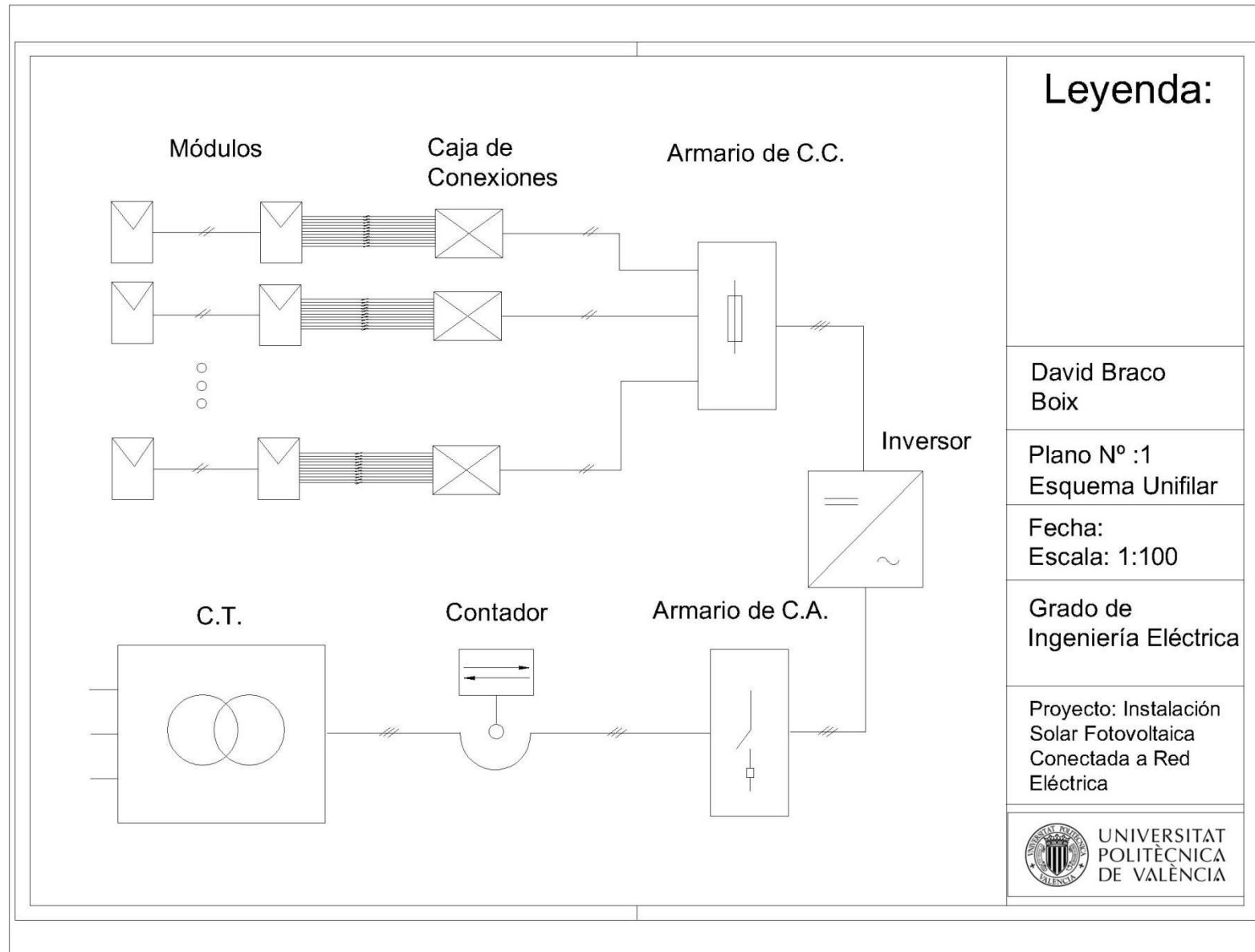
Programas informáticos utilizados:

- Software AUTOCAD.
- Software GOOGLE EARTH.

Páginas Web visitadas:

- www.idae.es (Instituto para la diversificación y ahorro energético)
- www.atersa.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.Schneider-electric.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.degerenergie.de/en/ (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.famatel.com (Armarios y cajas estancas)
- www.abb.es (Material eléctrico)
- www.generalcable.es (Conductores para instalaciones eléctricas)
- www.zigor.com (Material energías renovables)

8. PLANOS Y ESQUEMAS



Leyenda:

David Braco
Boix

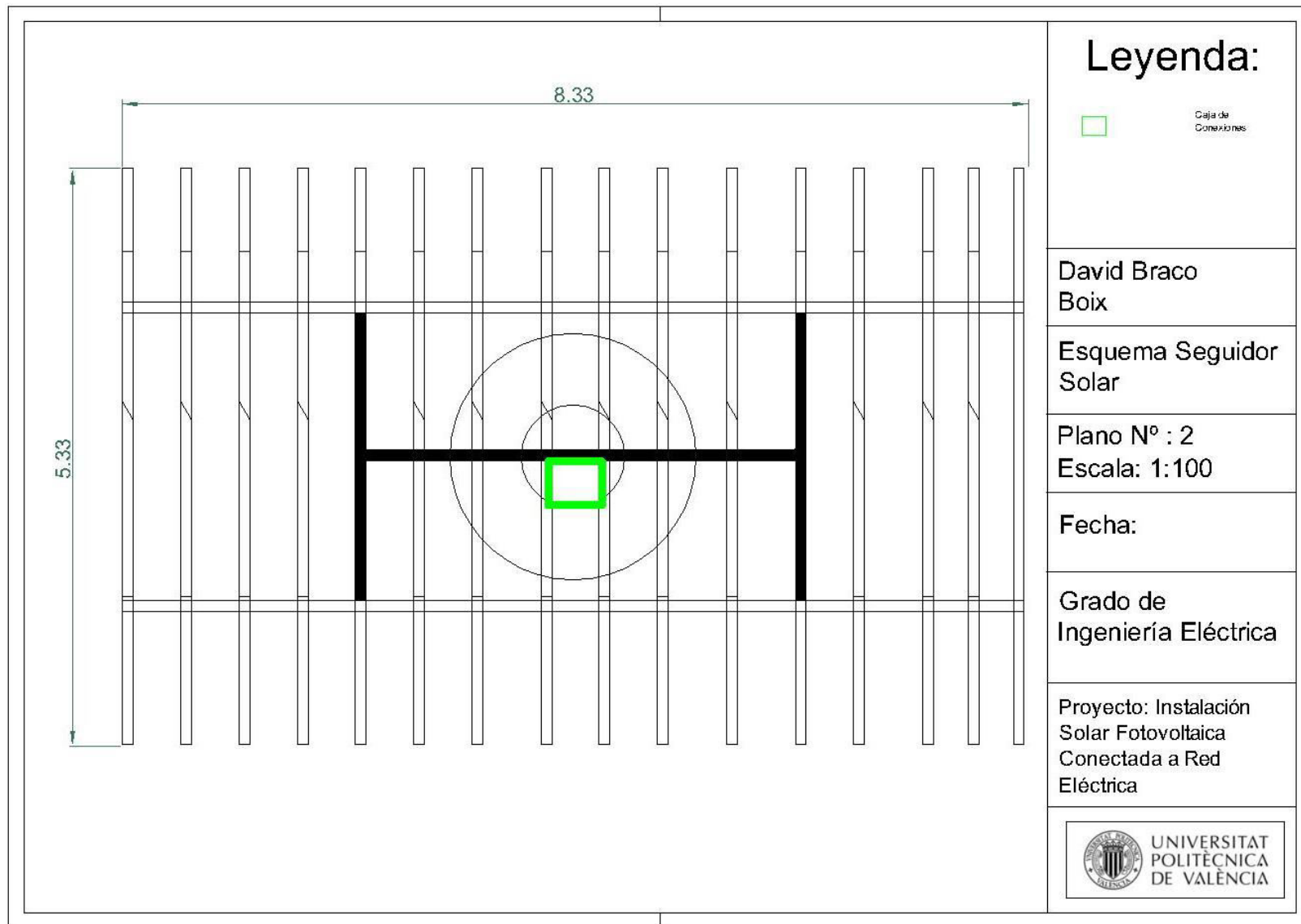
Plano Nº :1
Esquema Unifilar

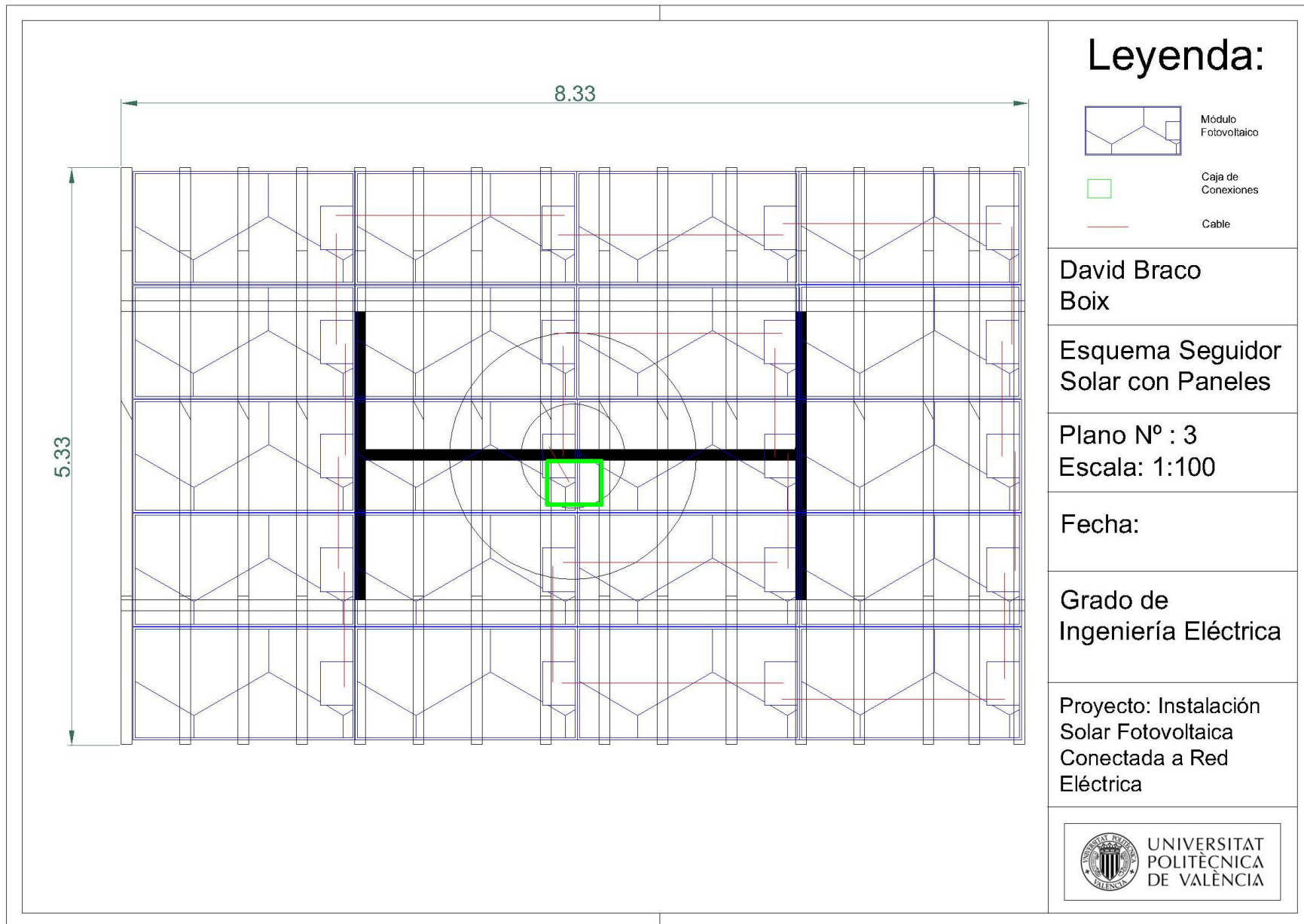
Fecha:
Escala: 1:100

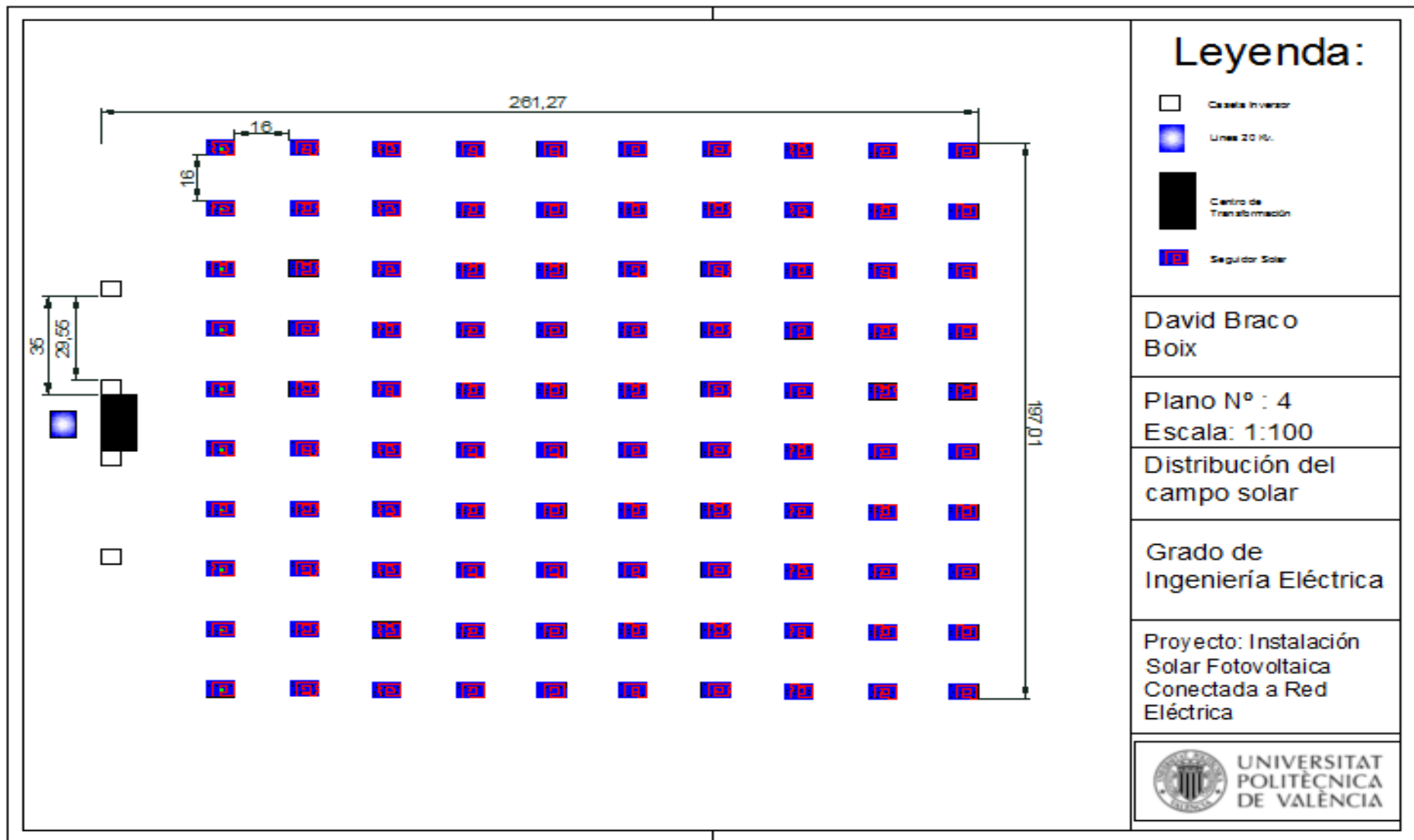
Grado de
Ingeniería Eléctrica

Proyecto: Instalación
Solar Fotovoltaica
Conectada a Red
Eléctrica









9. ANEXOS

A lo largo de este último punto se añadirán las hojas de características de cada uno de los equipos y elementos utilizados en el proyecto.

ANEXO I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

ANEXO II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

ANEXO III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

ESTRUCTURA SOPORTE

INVERSOR

CABLEADO

TRANSFORMADOR

PROTECCIONES

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
 - 1 termómetro de temperatura ambiente.
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.
T_c	Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol}	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm^2 .

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
T_{ONC}	°C	45	Obtenido del catálogo
E	W/m ²	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	°C	22	Temperatura ambiente en sombra
T_c	°C	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20)E/800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m ² , 47 °C)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

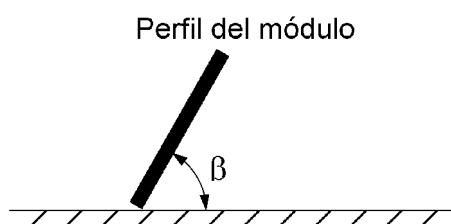


Fig. 1

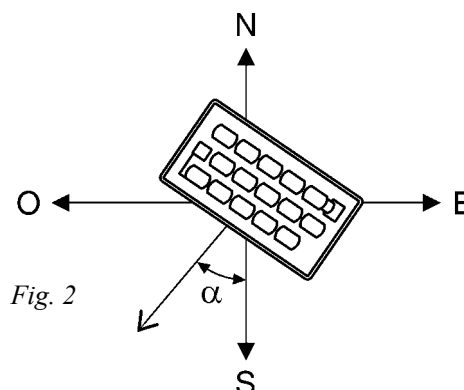


Fig. 2

2 Procedimiento

2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%; para superposición, del 20%, y para integración arquitectónica del 40%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar].

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = +15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29°.

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40°, cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

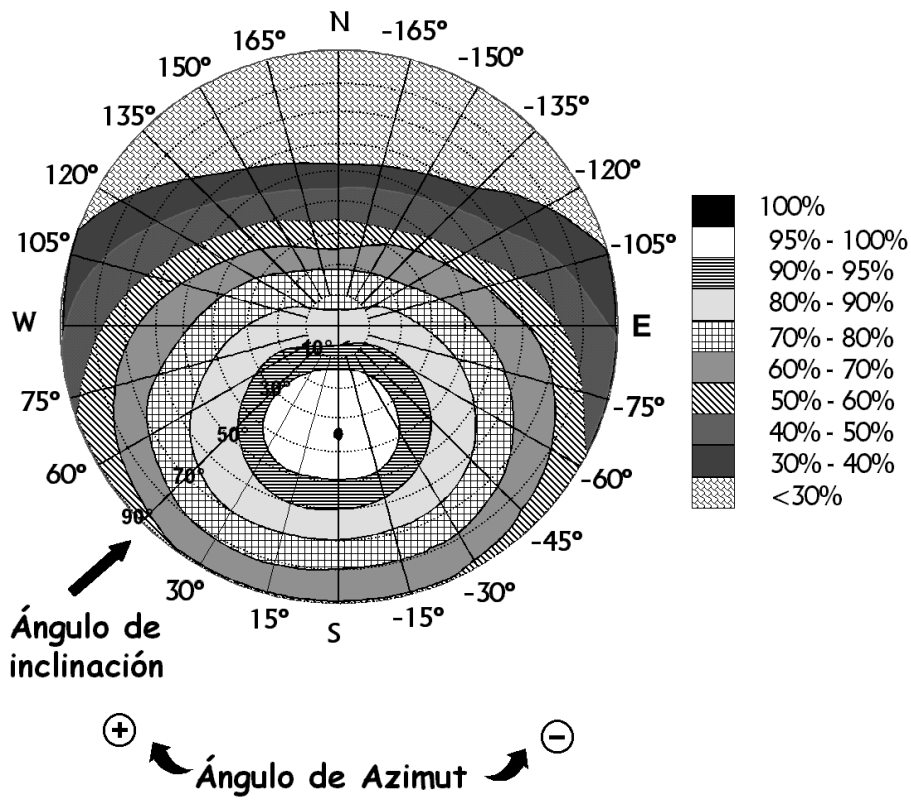


Fig. 3

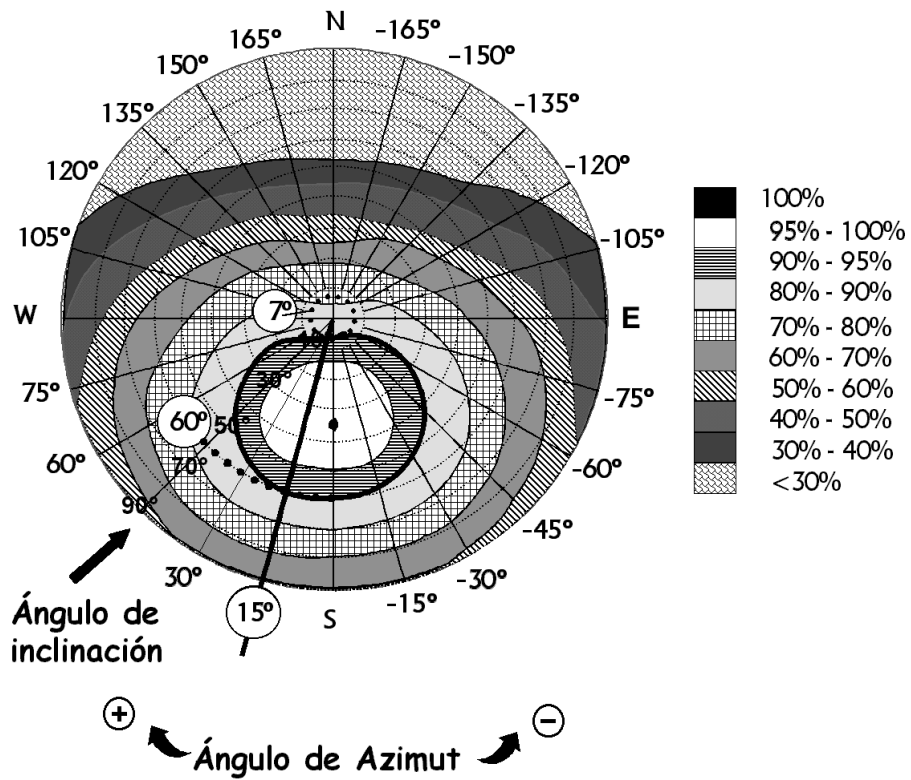


Fig. 4. Resolución del ejemplo.

ANEXO III

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

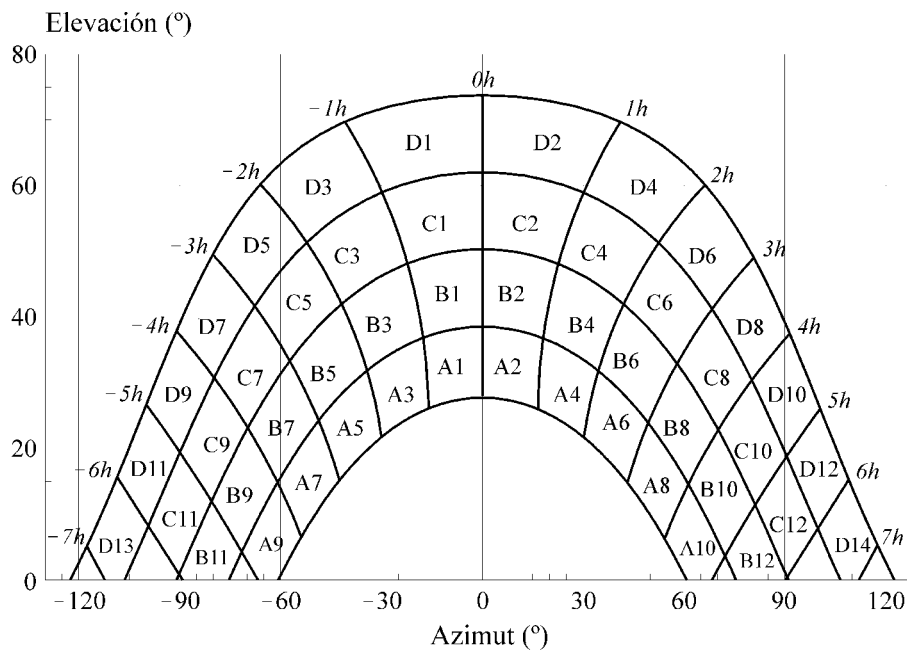


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	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

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

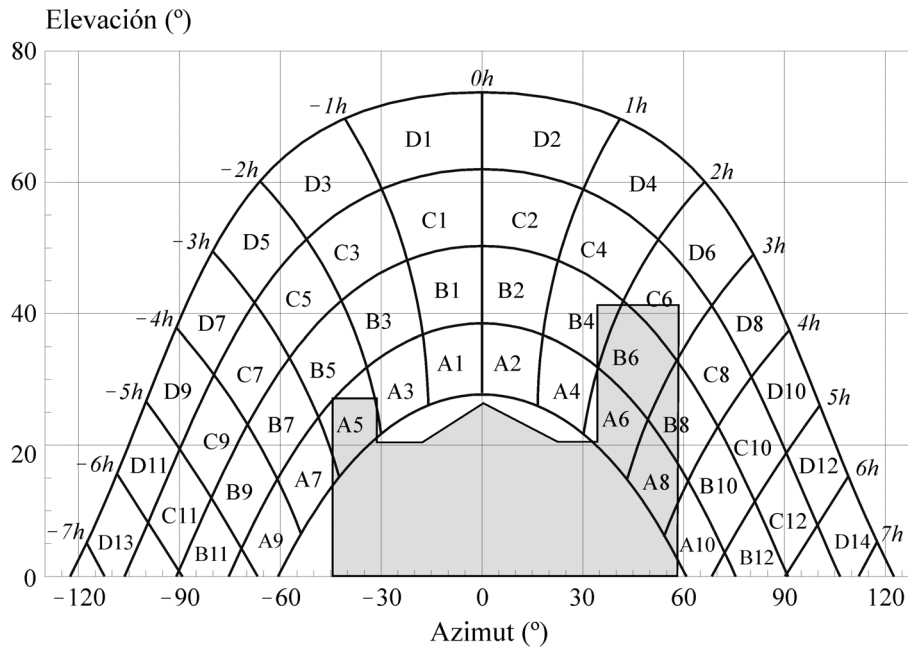


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculos:

$$\begin{aligned} & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\ & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\ & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\ & = 6,16\% \approx \mathbf{6\%} \end{aligned}$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

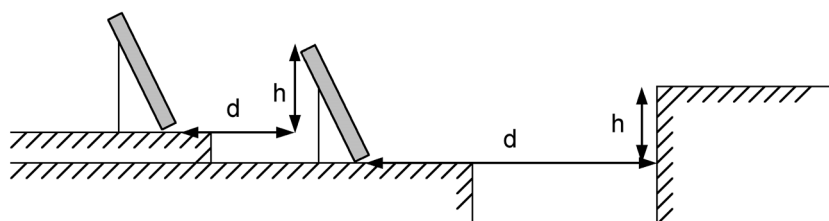


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.



Optimum *nueva gama*



Módulo solar fotovoltaico (72 células 6")
A-xxxP GSE (280/285/290/295/300/305/310 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



**A-xxxP GSE** (xxx = potencia nominal)**Características eléctricas**

Potencia Máxima (Pmax)	280 W	285 W	290 W	295 W	300 W	305 W	310 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	35.59 V	35.83 V	36.07 V	36.38 V	36.74 V	37.06 V	37.32 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.88 A	7.96 A	8.04 A	8.11 A	8.17 A	8.24 A	8.31 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44.12 V	44.35 V	44.53 V	44.76 V	45.09 V	45.40 V	45.72 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.41 A	8.48 A	8.57 A	8.65 A	8.72 A	8.80 A	8.87 A
Eficiencia del Módulo (%)	14.39	14.65	14.91	15.17	15.42	15.68	15.94
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5						
Máxima Serie de Fusibles (A)	15						
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)						
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2						

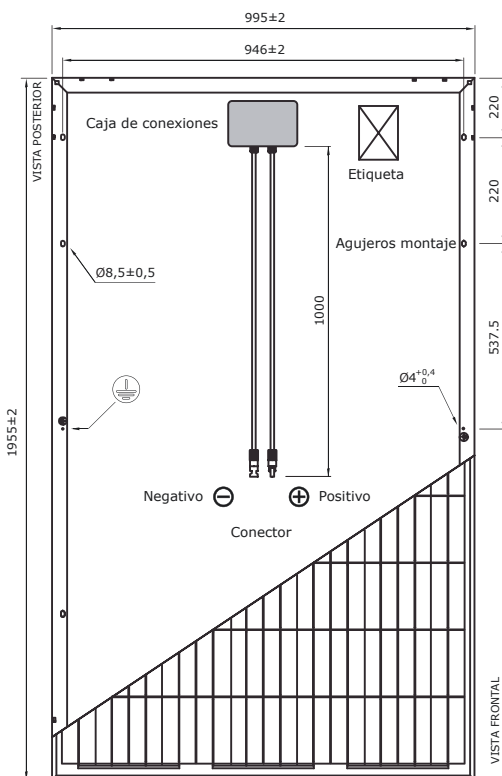
Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.
Peso	23.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

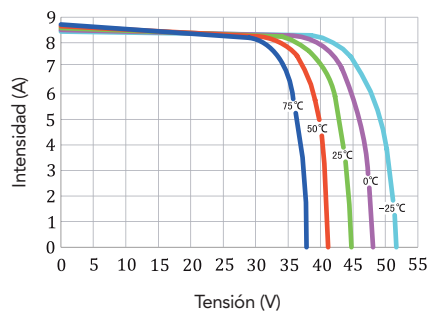
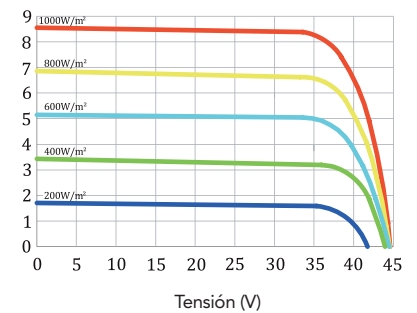
Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Policristalina/156 x 156 mm.
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección)/ Connector	1000 mm./ 4 mm ² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo**Características de temperatura**

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.07% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.30% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.38% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

Embalaje

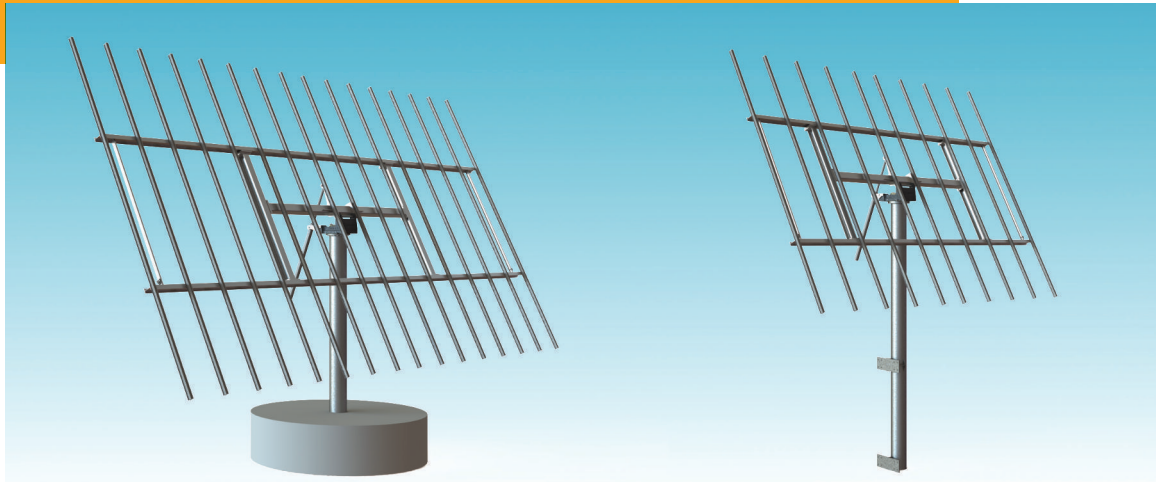
Módulos/palé	20 pzas
Palés/contenedor 40'	22 pzas
Módulos/contenedor 40'	440 pzas

Temperatura Varia (A-290P GSE)**Irradiación Varia (A-290P GSE)**

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

DEGERtracker D60H / D80 / D100

Proveedor de energía a largo plazo



Para superficies abiertas

Para integración en edificios

Las imágenes del producto no tienen carácter vinculante.

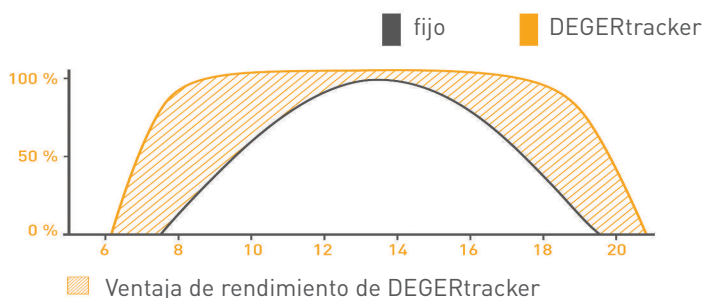
DEGERtracker - Sistema de seguimiento de dos ejes



Los sistemas de seguimiento activos de dos ejes de DEGER permiten el aprovechamiento óptimo de toda energía de radiación incidente y consiguen incrementos del rendimiento de aprox. un 45 por ciento para todas las aplicaciones FV. El cableado prefabricado

permite una sencilla instalación plug and play. El control descentralizado proporciona una máxima independencia. DEGERtracker está diseñado en Alemania y es sinónimo de calidad y durabilidad.

VENTAJAS QUE SALEN A CUENTA



TECNOLOGÍA

- Marco de soporte desmontable
- Tiempo de instalación reducido
- Cableado prefabricado
- Superficies de apoyo libre de mantenimiento
- Taladro en el mástil para salida de cables
- Mayor ángulo de elevación

DATOS TÉCNICOS



D60H¹⁾



D80¹⁾



D100¹⁾

Potencia nominal (según tipo de módulo)	4.000 ... 7.000 Wp	6.000 ... 10.000 Wp	8.000 ... 12.000 Wp
Superficie modular de hasta	40 m ²	53 m ²	70,6 m ²
Máx. superf. modular (An x Al)	8,3 m x 5,3 m	10,05 m x 5,6 m	11,95 m x 6 m
Ángulo de giro Este - Oeste	300°		
Ángulo de inclinación / elevación	10° ... 90°		
Sistema de control	MLD		
Tensión de servicio	100 ... 240 V CA / 50 ... 60 Hz		
Accionamiento Este - Oeste	Engranajes en el cabezal motriz		
Mecanismo de elevación	800 mm de recorrido		
Materiales	Acero inoxidable, aluminio, acero		
Consumo de potencia:			
Modo de control	1 vatio		
Con el mecanismo en funcionamiento aprox.	10 vatios	15 vatios	18 vatios
Consumo propio por año aprox.	12 kWh	14 kWh	16 kWh
Longitud del tubo del mástil	3,40 m ... 8,0 m	3,40 m ... 8,0 m	4,0 m ... 8,0 m
Máx. velocidad admisible del viento	170 ... 300 ²⁾ km/h	130 ... 300 ²⁾ km/h	102 ... 300 ²⁾ km/h
Peso (sin mástil/aluminio)	1.000 kg	1.100 kg	1.150 kg
Nº artículo	1510001	1600001	1910001

1) El sistema no está disponible en todos los países
2) Dimensionado con la herramienta de planificación

CONTENIDO DEL PAQUETE

Sistema de seguimiento completo de dos ejes con distintas longitudes de mástil opcionales; sistema portante de módulos solares en aluminio, adecuado para el tipo de módulo utilizado; control patentado MLD (Maximum Light Detection) con sensor MLD, anemómetro y sensor de nieve opcional; planos de cimentación e instrucciones de montaje.

ALCANCE DEL SUMINISTRO

Paquetes de seguros, sistemas de financiación y ampliaciones de la garantía; servicio técnico in situ.

DEGERenergie GmbH
Industriestraße 70
72160 Horb am Neckar
Alemania

Teléfono +49 (0)7451 53914-0
Telefax +49 (0)7451 53914-10
info@DEGERenergie.com

www.DEGER.biz

Distribuidor:

ZIGOR SOLAR CTR3

Inversor trifásico para plantas solares de medio-gran tamaño

Descripción

Los inversores ZIGOR SOLAR CTR3 han sido especialmente diseñados para mejorar el rendimiento y reducir el volumen en las plantas solares de medio-gran tamaño. Los inversores trifásicos ZIGOR SOLAR CTR3 de 100 a 300 kW destacan por su alta eficiencia, superior al 98,5%.

Así mismo la gama de inversores ZIGOR SOLAR CTR3 ofrece una alta fiabilidad y garantía de funcionamiento. Cabe destacar que con estos inversores se ha conseguido una densidad de potencia por unidad de volumen imbatible, haciendo posible una importante reducción del espacio necesario para los inversores de plantas solares de medio-gran tamaño.

Otra característica importante es su regulación automática de reactiva y sus herramientas de comunicación entre ellos y el sistema de supervisión y control centralizado. Todos sus parámetros son configurables en local y también de forma remota. Los inversores ZIGOR SOLAR CTR3 operan con una tensión de salida 3x400 V y están adaptados a las regulaciones Europeas para el cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión sin desconexión.



ZIGOR SOLAR CTR3

Características

- > Rango de tensión de entrada (590-1000 VDC)
- > Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- > Alto rendimiento energético MPPT > 99%
- > Muy baja distorsión armónica THD < 3%
- > Factor de potencia seleccionable
- > Conexión en paralelo sin limitación
- > Protección anti-isla con desconexión automática
- > Monitorización del equipo mediante LCD
- > Monitorización corriente strings (con opción ZIGOR SOLAR SB16)
- > Grado de protección IP21
- > Protección contra: Polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento con salida a Relé
- > Regulación de reactiva automática
- > Programa Web server para proporcionar acceso completo a toda la información de los inversores y para monitorizar y comunicarse con los inversores
- > Eficiencia pico: 98,5%
- > Alta densidad de energía
- > Protecciones DC y AC incluidas
- > Puertos de comunicación ETHERNET
- > Fácil acceso desde cualquier navegador
- > Sistema remoto de monitorización ZIGOR SOLAR SWS1000: programa de comunicación remota, visualización de parámetros, control de registros del inversor, etc (opcional)

Conectividad y accesorios

> Web server integrado

Programa Web server integrado para proporcionar acceso completo a toda la información de los inversores y para monitorizar y comunicarse con los inversores trifásicos ZIGOR SOLAR CTR3. Este servidor web permite al usuario acceder a los datos del inversor en diferentes idiomas y grabar los siguientes datos: estado, parámetros, eventos, registro de eventos, funcionamiento.

> ZIGOR SOLAR SWS1000

El sistema ZIGOR SOLAR SWS1000 es una plataforma para monitorizar y registrar variables, revisar y modificar ajustes así como configurar diferentes parámetros de los inversores ZIGOR SOLAR CTR3. (Opcional)

Más información sobre conectividad y accesorios en la página 44

plantas pv on-grid

plantas pv media tensión generación híbrida

ahorro energético

respaldo telecom

energía eólica



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Modelo	ZIGOR SOLAR CTR3 100	ZIGOR SOLAR CTR3 150	ZIGOR SOLAR CTR3 300
Referencia	200318	200302	200250
Potencia continua de salida	100 kW	150 kW	300 kW
Potencia PV recomendada		+ 5% a + 20%	
Tensión Nominal AC		3x400 V	
Frecuencia nominal		50/60 Hz	
Factor de potencia		1 ajustable $\pm 0,8$	
Corriente nominal de línea AC	145 A	217 A	435 A
Distorsión corriente AC ⁽¹⁾		< 3% THD a potencia nominal	
Máxima tensión circuito abierto ⁽²⁾		1000 V	
Rango de seguimiento de potencia (MPPT) DC		590 a 850 Vdc	
Máxima corriente de entrada DC	173 A	260 A	521 A
Eficiencia pico	98,3%	98,5%	98,5%
Eficiencia europea	97,5%	97,9%	98,2%

CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES Y MECÁNICAS

Rango de temperatura ambiente		-10°C + +50°C	
Tipo o grado de protección ambiental		IP21	
Peso aproximado kg	350	350	450
Dimensiones (AnxAIxF) mm	800x1600x600	800x1600x600	800x2150x600
Altitud de funcionamiento ⁽³⁾		1000 m	
Humedad relativa		0 a 95% sin condensación	

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Método de refrigeración	Ventilación forzada - Control ventilador externo (6A)		
Funciones de protección	Polarización inversa, Sobre/Sub tensión AC Sobre/Sub frecuencia, Sobretensión DC		
Pantalla de usuario	LCD		
Seccionadores (AC y DC)	Integrados en sistema		
Software de comunicaciones	Web server a través de Ethernet		
Supervisión del equipo autodiagnóstico	Sí		

NORMATIVAS

Marcado	CE, VDE, ENEL		
Directivas	2004/108/CE (UNE-EN 61000-6-2 / UNE-EN 61000-6-4) 2006/95/CE (IEC 62109-1 / IEC 62109-2)		
Normativas	IEEE 1547		

Normativas internacionales

España	P.O. 12.3		
Alemania	BDEWTG		
Italia	CEI 0-16		
Reino Unido	G83/1-1 +G59/2		

(1) Para THDV<1% y Potencia Nominal.

(2) Este valor de tensión no debe ser superado bajo ningún concepto.

(3) Sin reducción de potencia para temperaturas inferiores a 44° C.

Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso.



CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS.

Los cables **Exzhellent Solar ZZ-F (AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)** han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

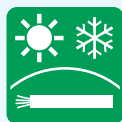
Con los cables **Exzhellent Solar** conseguirá la máxima eficiencia de sus instalaciones, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de su instalación.

CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE



TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR:
120° C⁽¹⁾
IEC 60216



RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS
Mínima: -40°C
IEC 60811-1-4



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV)
UL 1581



RESISTENCIA AL OZONO
IEC 60811-2-1



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA
IEC 60811-1-3

VIDA ÚTIL



VIDA ÚTIL 30 AÑOS
IEC 60216

RESISTENCIA MECÁNICA



RESISTENCIA AL IMPACTO
IEC 60811-1-4



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN
EN 50305



RESISTENCIA AL DESGARRO
IEC 61034-2

ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)



ECOLÓGICO



LIBRE DE HALÓGENOS
IEC 60754-1



BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
IEC EN 61034-2



NO PROPAGADOR DEL INCENDIO
IEC 60332-3

(1) Hasta 20.000 horas de funcionamiento (IEC 60216-1)

PANELES FOTOVOLTAICOS

SERVICIO MÓVIL

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

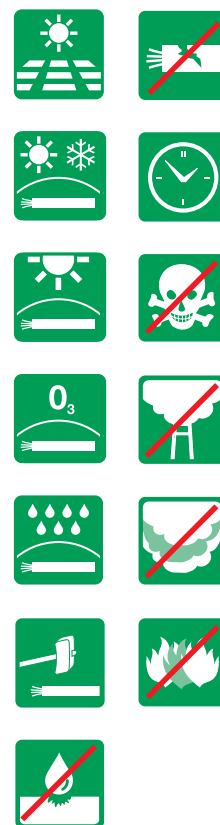


EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico



Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20°C	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Caída de tensión en DC
	mm ²		mm ²	kg/km	mm ²	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm²

[*] Posibilidad de suministrar con cubierta ■

[1] Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

SERVICIO FIJO



GC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Conductor:	Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
Aislamiento:	Polietileno Reticulado XLPE (X)
Asiento de Armadura:	Poliiolefina libre de halógenos (Z1)
Armadura:	Fleje corrugado de AL (FA3)
Cubierta:	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
Norma:	AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire ^[1]	Intensidad Enterrado ^[2]	Caída tensión en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

[1] Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

[2] Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES

gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NH

1000V
DC

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de $1,35 \cdot I_n$. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/nh/

NH1

I_n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
25	373210	30	1/30
32	373215	30	1/30
40	373225	30	1/30
50	373230	30	1/30
63	373235	30	1/30
80	373240	30	1/30
100	373245	30	1/30
125	373250	30	1/30
160	373255	30	1/30

NH3

200	373425	30	1/15
250	373435	30	1/15
315	373445	30	1/15



373245

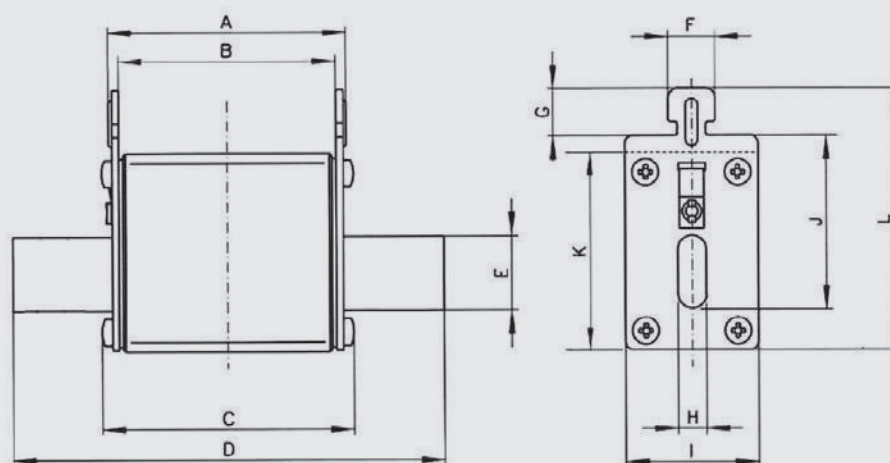


373445

TECNICO gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1

NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	52	64
NH3	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-6

HOMOLOGACIONES
Cd-Pb
RoHS
compliant
REACH
SVHC



TECNICO
CARACTERISTICAS I-I

PAGINA 13

TECNICO
COEFICIENTE REDUCCION
POR TEMPERATURA
AMBIENTE

PAGINA 14

COMPATIBLE
NH ST BASES PARA
APLICACIONES
FOTOVOLTAICAS

PAGINA 10

FOTOVOLTAICOS BASES

NUEVO

ST 1000V DC BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Bases portafusibles para fusibles de cuchilla (NH). Disponibles en tamaños NH1 (250 A) y NH3 (630 A). Fabricadas con materiales de alta calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS (restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico). Montaje mediante fijación a raíl DIN o tornillos. Modelos unipolares. Conexión mediante tornillos. Contactos tipo pinza con doble resorte para un óptimo funcionamiento. Amplia gama de accesorios que permiten una ejecución IP20. Cubrebornes, tapafusibles, separadores. Posibilidad de crear conjuntos multipolares mediante accesorios. Fabricadas según normas IEC, EN, VDE y DIN.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-nh/



354172



354180



357010

	DESCRIPCION	REFERENCIA	U (VDC)	EMBALAJE
UNIPOLAR				
NH1 250A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354170	1000	1
NH3 630A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354180	1000	1

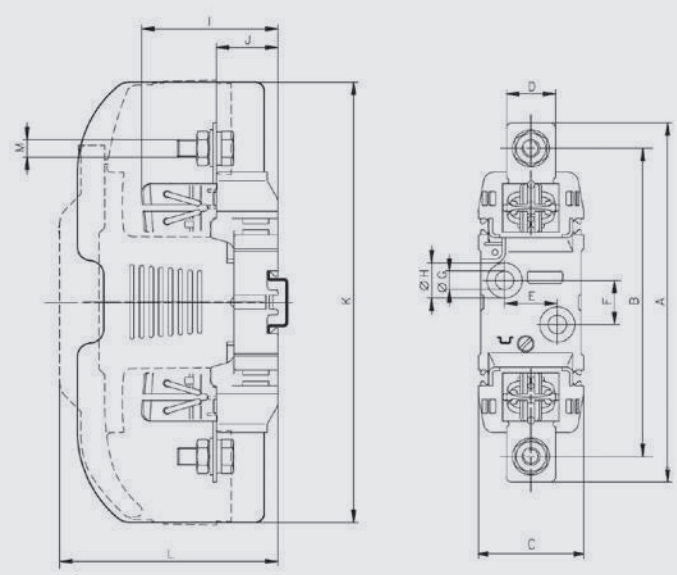
ACCESORIOS PARA BASES NH MICRORRUPTORES PARA FUSIBLES NH

	REFERENCIA	DESCRIPCION	EMBALAJE
NH1 NH3	357010	MICRORRUPTOR PARA FUSIBLES NH1 & NH3	Unid./CAJA 1/12

ST 1000V DC BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1 250A

NH3 630A



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
NH1	200	175	60	28	30	25	10,5	20,5	77,5	35	250	123	M10
NH3	240	210	60	38	30	25	10,5	20,5	97	35	270	143	M12

NORMAS
IEC 60269-1
IEC 60269-2
EN 60269-1
EN 60269-2

NORMAS
VDE 0636
DIN 43620

HOMOLOGACIONES
RoHS compliant

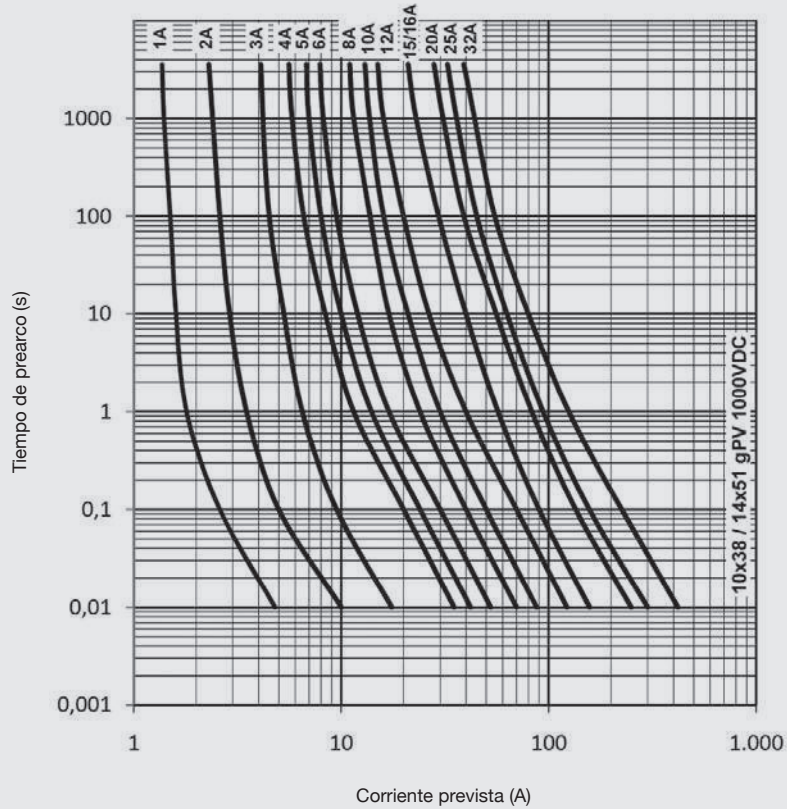
COMPATIBLE
6pV NH1 FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
PAGINA 06

COMPATIBLE
CUBREBORNES, TAPAFUSIBLES Y KITS DE PROTECCION IP20
VER NH

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
 CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

10x38

14x51



CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0.7In)		POTENCIA DISIPADA (W @ In)		I ² t PREARCO (A ² s)		I ² t TOTAL (A ² s)	
------------------------	------------	-------------------------------	--	----------------------------	--	---	--	---	--

	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC
--	----------	---------	----------	---------	----------	---------	----------	---------	----------	---------

10x38

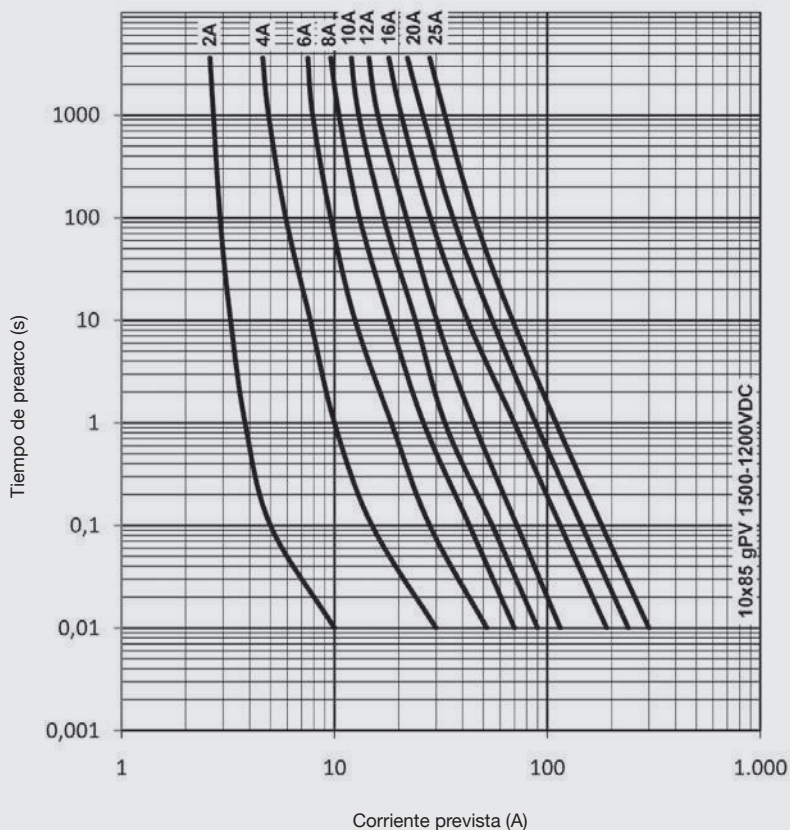
1	491601	491901	0,31	0,31	0,76	0,76	0,35	0,35	1,3	0,8
2	491602	491902	0,78	0,62	1,45	1,54	0,62	1,78	1,0	3,9
3	491604	491904	0,66	0,54	1,66	1,35	1,9	9,0	3,1	19,6
4	491605	491905	0,64	0,73	1,57	1,84	6,9	3,0	11	6,6
5	491606	491906	0,60	0,93	1,65	2,22	14	4,4	22	9,6
6	491610	491910	0,76	0,96	1,84	2,40	24	8,5	38	18,8
8	491615	491915	0,80	1,02	1,92	2,55	62	25	99	55,0
10	491620	491920	0,94	1,03	2,2	2,58	10	11	48	27,9
12	491625	491925	0,98	1,04	2,4	2,60	18	25	94	62,8
15	491629	491929	1,0	1,07	2,6	2,44	46	25	110	82,8
16	491630	491930	1,1	1,08	2,7	2,70	46	33	110	82,8
20	491635	491935	1,2	1,16	2,9	2,90	118	85	282	212
25	-	491940	-	1,10	-	2,74	-	280	-	460
30	-	491944	-	1,70	-	4,00	-	400	-	650
32	-	491945	-	1,76	-	4,40	-	400	-	650

14x51

25	491650	-	1,6	-	3,8	-	275	-	650	-
32	491655	-	2,0	-	4,7	-	550	-	1300	-

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

10x85

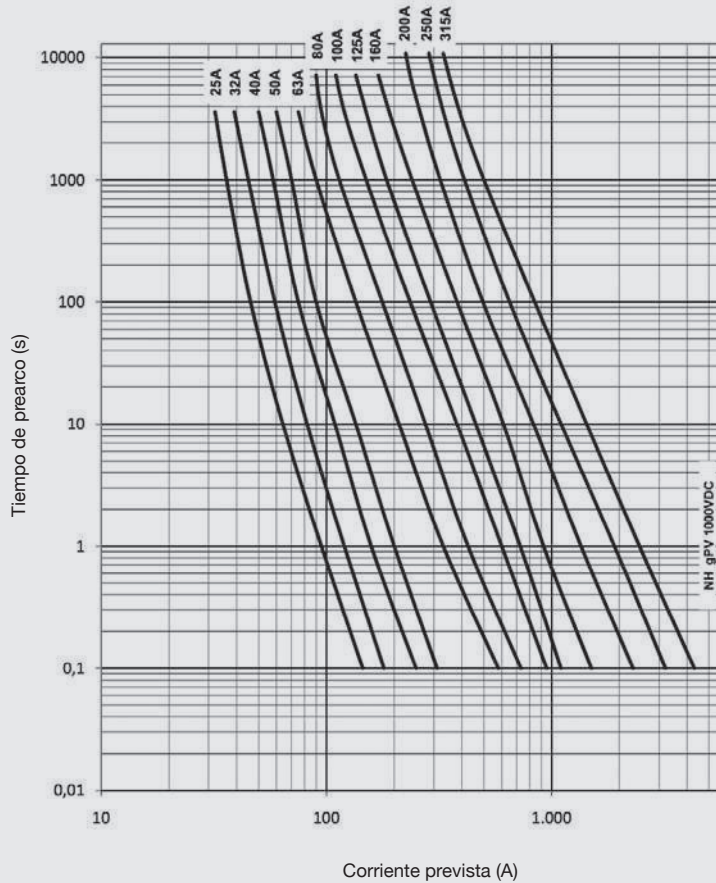


	CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 ln)	POTENCIA DISIPADA (W @ ln)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
1500V DC	2	492202	1,28	3,42	0,8	1,1
	4	492205	1,16	2,91	13	17
	6	492210	1,10	2,65	65	84
	8	492215	1,16	2,79	175	225
	10	492220	1,81	4,38	209	269
	12	492225	1,83	4,43	400	515
1200V DC	16	492230	1,75	4,13	136	269
	20	492235	2,13	5,14	242	478
	25	492240	2,28	5,48	545	1075

TECNICO
gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
CARACTERISTICAS t-I Y POTENCIAS DISIPADAS

NH1

NH3



CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7In)	POTENCIA DISIPADA (W @ In)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
---------------------------	------------	----------------------------------	-------------------------------	--	--

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

1000V
DC

NH1

25	373210	5,2	12,5	62	94
32	373215	6,3	15,5	122	184
40	373225	6,7	16,6	302	454
50	373230	7,5	18	562	844
63	373235	8,2	20	1210	1815
80	373240	10	27	2250	3375
100	373245	11	28	4000	6000
125	373250	12,5	32	6500	9700
160	373255	13,5	34,0	9200	16600

NH3

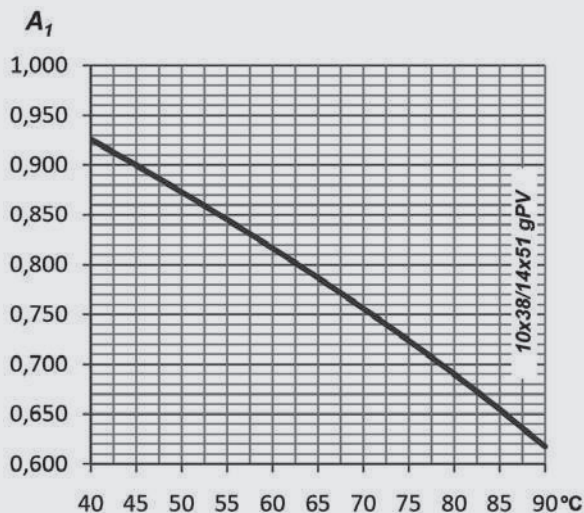
200	373425	19,5	48,0	21700	31700
250	373435	20,5	51,5	41000	60000
315	373445	26,2	66,0	76000	111500

TECNICO **gPV** FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

10x38
14x51

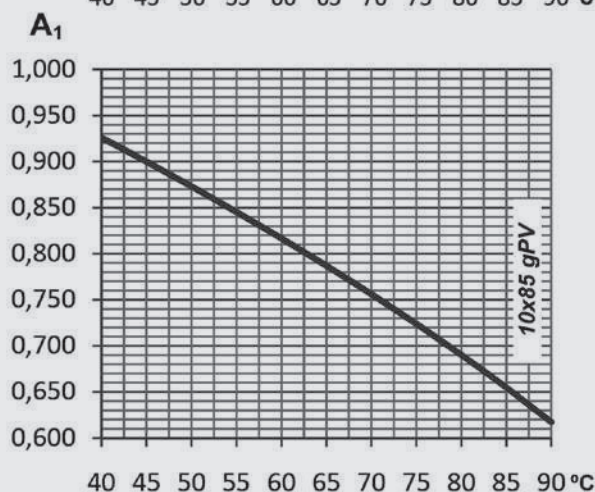
10x38
14x51

10x85



ta (°C)	A1
40	0,92
45	0,90
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

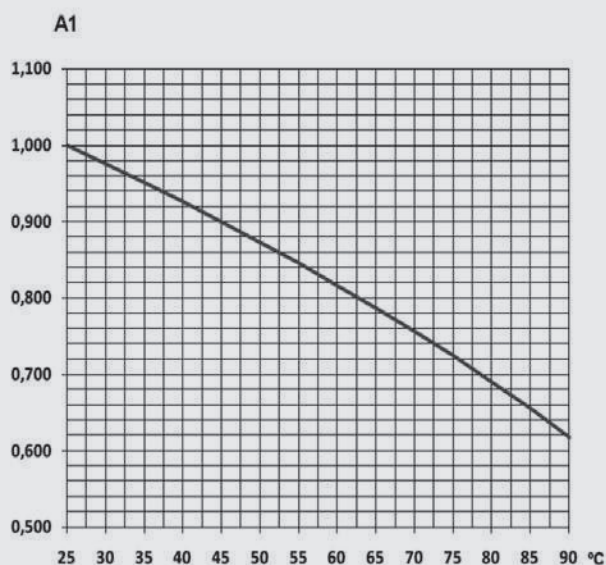
10x85



ta (°C)	A1
40	0,92
45	0,90
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

TECNICO **gPV** FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE

NH1



ta (°C)	A1
40	0,92
45	0,90
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

Introducción

Características generales de la gama Compact NSX

Funciones y características

U _e (V)	I _{cs} (kA)	I _{cu} (kA)
220/240	100	100
380/415	70	100
440	65	65
500	50	50
525	35	35
660/690	10	10

Características normalizadas indicadas en la placa de especificaciones:

- 1 Tipo de aparato: calibre y clase de poder de corte.
- 2 U_i: tensión asignada de aislamiento.
- 3 U_{imp}: tensión asignada soportada al impulso.
- 4 I_{cs}: poder de corte de servicio asignado en cortocircuito.
- 5 I_{cu}: poder de corte último en cortocircuito según la tensión de empleo U_e.
- 6 U_e: tensión de funcionamiento.
- 7 Etiqueta de color que indica el tipo de poder de corte.
- 8 Símbolo de interruptor seccionador.
- 9 Norma de referencia.
- 10 Principales normas que cumple el aparato.

Nota: si el interruptor automático dispone de mando rotativo prolongado, la puerta debe abrirse para acceder a la placa de características.

Conformidad con las normas

Los interruptores automáticos Compact NSX y los auxiliares cumplen las siguientes normas:

- recomendaciones internacionales:
 - IEC 60947-1: normas generales
 - IEC 60947-2: interruptores automáticos
 - IEC 60947-3: interruptores seccionadores
 - IEC 60947-4: contactores y arrancadores
 - IEC 60947-5.1 y siguientes: aparatos de circuitos de control y elementos de conmutación; componentes de control automático
 - Normas europeas (EN 60947-1 y EN 60947-2) y las normas nacionales correspondientes:
 - Francia NF
 - Alemania VDE
 - Reino Unido BS
 - Australia AS
 - Italia CEI
 - las especificaciones de las empresas de clasificación marina (Veritas, Lloyd's Register of Shipping, Det Norske Veritas, etc.), norma NF C 79-130 y las recomendaciones realizadas por la organización CNOMO para la protección de las máquinas-herramientas.
- Para conocer las normas UL de Estados Unidos, CSA de Canadá, NOM de México y JIS de Japón, consultarnos.

Grado de polución

Los interruptores automáticos Compact NSX cuentan con la certificación para su funcionamiento en entornos de grado de contaminación III, tal y como definen las normas IEC 60947-1 y 60664-1 (entornos industriales).

Tropicalización

Los interruptores automáticos Compact NSX han superado con éxito las pruebas definidas por las siguientes normas sobre condiciones atmosféricas extremas:

- IEC 60068-2-1: frío seco (-55°C)
- IEC 60068-2-2: calor seco (+85°C)
- IEC 60068-2-30: calor húmedo (humedad relativa del 95% a 55°C)
- IEC 60068-2-52 nivel de gravedad 2: bruma salina.

Medio ambiente

Compact NSX respeta la directiva medioambiental europea EC/2002/95 relativa a la restricción de sustancias peligrosas (RoHS).

Se han preparado perfiles medioambientales de los productos (PEP), que describen el impacto medioambiental de cada producto a lo largo de su ciclo de vida, desde la fase de producción hasta el fin de la vida útil.

Todos los centros de producción de Compact NSX han establecido un sistema de gestión medioambiental que cuenta con la certificación ISO 14001.

Cada fábrica supervisa el impacto de sus procesos de producción. Se realizan todos los esfuerzos posibles para evitar la contaminación y reducir el consumo de recursos naturales.

Temperatura ambiente

- Los interruptores automáticos Compact NSX se pueden utilizar entre -25°C y +70°C. A temperaturas superiores a 40°C (65°C para los interruptores destinados a la protección de salidas de motor), es necesario tener en cuenta las desclasificaciones por temperatura contempladas en las tablas (pág. 2/9).
- Los interruptores eléctricos deberán ponerse en servicio en condiciones normales de temperatura ambiente de funcionamiento. De forma excepcional, el interruptor automático puede ponerse en servicio cuando la temperatura ambiente se encuentre entre -35°C y -25°C.
- El rango de temperatura de almacenamiento permisible para los interruptores automáticos Compact NSX en su embalaje original es de -50°C (1) y +85°C.

(1) -40°C en el caso de las unidades de control Micrologic con pantalla LCD.

Introducción

Características generales de la gama Compact NSX (continuación)

Funciones y características



Grado de protección

Según normas IEC 60529 (grado de protección IP) e IEC 62262 (protección IK contra impactos mecánicos externos).

Aparato desnudo con cubrebornes

- Mando maneta: IP40, IK07.
- Mando rotativo directo estándar/VDE: IP40 IK07

Interruptor automático instalado en un tablero eléctrico

- Mando maneta: IP40, IK07.
- Mando rotativo directo:
 - estándar/VDE: IP40, IK07
- CCM: IP43 IK07
- CNOMO: IP54 IK08
- Mando rotativo prolongado: IP56 IK08
- Con mando eléctrico: IP40 IK07.

Compatibilidad electromagnética

Los aparatos Compact NSX están protegidos contra lo siguiente:

- sobretensiones producidas por conmutación de circuitos (por ejemplo, circuitos de iluminación)
- sobretensiones producidas por perturbaciones atmosféricas
- los aparatos emisores de ondas de radio, como teléfonos móviles, radios, walkie-talkies, radares, etc.
- las descargas electrostáticas producidas por los usuarios.

Los niveles de inmunidad de Compact NSX cumplen las normas indicadas a continuación.

- IEC/EN 60947-2: Aparatos de baja tensión, parte 2: Interruptores automáticos:
 - Anexo F: Pruebas de inmunidad para interruptores automáticos con protección electrónica
 - Anexo B: Pruebas de inmunidad de protección de corriente residual
- IEC/EN 61000-4-2: Pruebas de inmunidad de descargas electrostáticas
- IEC/EN 61000-4-3: Pruebas de inmunidad de campos radiados, de radiofrecuencia, electromagnéticos
- IEC/EN 61000-4-4: Pruebas de inmunidad de ráfagas/transitorios eléctricos rápidos
- IEC/EN 61000-4-5: Pruebas de inmunidad de sobretensiones
- IEC/EN 61000-4-6: Pruebas de inmunidad a las perturbaciones conducidas e inducidas por campos de radiofrecuencia
- CISPR 11: Límites y métodos de medida de características de perturbaciones electromagnéticas de equipos industriales, científicos y de radiofrecuencia médicos (ISM).

Selectividad

Compact NSX refuerza el concepto de selectividad de la gama Compact NS gracias a la rapidez de cálculo de las unidades de control Micrologic.

Ahora es posible la selectividad total entre NSX100 y los interruptores automáticos Multi 9 de ≤ 63 A (ver pág. 1/9).

Seccionamiento con corte plenamente aparente

Todos los interruptores automáticos Compact NSX están indicados para el seccionamiento, tal y como se define en la norma IEC 60947-2:

- La posición de seccionamiento corresponde a la posición O (OFF).
- La maneta no puede indicar la posición OFF a menos que los contactos se encuentren efectivamente abiertos.
- No se pueden instalar cerraduras, a menos que los contactos estén abiertos.

La instalación de un mando rotativo o un mando motorizado no altera la fiabilidad del sistema de posición y señalización.

La función de seccionamiento cuenta con la certificación de pruebas que garantizan lo siguiente:

- la fiabilidad mecánica del sistema de señalización de posición
- la ausencia de corrientes de fuga
- capacidad de resistencia a las sobretensiones entre las conexiones aguas arriba y aguas abajo.

La posición disparada no asegura la aislación con la señalización de contacto positiva. Únicamente se garantiza la aislación con la posición OFF.

Instalación en tableros de distribución clase II

Todos los interruptores automáticos Compact NSX son aparatos clase II en su cara delantera. Se pueden instalar a través de la puerta de tableros de distribución de clase II (según las normas IEC 61140 y 60664-1) sin que se degrade la aislación del tablero de distribución. La instalación no requiere ninguna operación especial, incluso cuando el interruptor automático está equipado con un mando rotativo o un mando motorizado.

Introducción

Características y prestaciones de los interruptores automáticos

Compact NSX de 100 a 630 A

Funciones y características



Compact NSX100/160/250.



Compact NSX400/630.

Características comunes

Tensiones nominales

Tensión asignada de aislación (V)	Ui	800
Tensión asignada soportada al impulso (kV)	Uimp	8
Tensión asignada de empleo (V)	Ue	50/60 Hz ca 690

Aptitud para el seccionamiento

IEC/EN 60947-2

si

Categoría de empleo

A

Grado de polución

IEC 60664-1

3

Interruptores automáticos

Tipo de poder de corte

Características eléctricas según IEC 60947-2

Corriente nominal (A) **In** 40°C

Número de polos

Poder de corte último (kA ef)

Icu	50/60 Hz ca	220/240 V 380/415 V 440 V 500 V 525 V 660/690 V
------------	-------------	--

Poder de corte en servicio (kA ef)

Ics	50/60 Hz ca	220/240 V 380/415 V 440 V 500 V 525 V 660/690 V
------------	-------------	--

Durabilidad (ciclos C-A)

Mecánica

Eléctrica

440 V	In/2
690 V	In/2
	In

Características eléctricas según Nema AB1

Poder de corte (kA ef)	50/60 Hz ca	240 V 480 V 600 V
------------------------	-------------	-------------------------

Características eléctricas según UL 508

Poder de corte (kA ef)	50/60 Hz ca	240 V 480 V 600 V
------------------------	-------------	-------------------------

Protección y medición

Protección contra cortocircuitos Magnética únicamente

Protección contra sobrecargas/cortocircuitos Termomagnéticas

Eléctrica

con protección de neutro (Off-0.5-1-OSN) ⁽¹⁾
con protección de defecto a tierra con selectividad (ZSI) ⁽²⁾

Pantalla de visualización/medidas I, U, f, P, E, THD/medición de corriente interrumpida

Opciones

Pantalla FDM sobre puerta

Ayuda a la utilización

Contadores

Históricos y alarmas

Com. de medición

Com. de control/estado del aparato

Protección diferencial

Mediante bloque Vigi

Mediante relé Vigirex

Instalación/conexiones

Dimensiones y pesos

Dimensiones (mm) L * H * P	Fija, conexiones frontales	2/3P 4P
----------------------------	----------------------------	------------

Peso (kg)	Fija, conexiones frontales	2/3P 4P
-----------	----------------------------	------------

Conexiones

Terminales de conexión	Paso polar	Con/sin espaciadores
Cables de Cu o Al	Sección	mm ²

(1) OSN: Protección de neutro sobredimensionado para neutros que transporten altas corrientes (por ejemplo, armónicos de tercer orden).

(2) ZSI: Enclavamiento selectivo de zona con cables de control.

(3) Interruptor automático 2P en caja 3P para tipo F, únicamente con unidad de control termomagnética.

Introducción

Características y prestaciones de los interruptores automáticos

Compact NSX de 100 a 630 A (continuación)

Funciones y características

Características comunes

Control

Manual	Con maneta	•
	Con mando rotativo directo o prolongado	•
Eléctrico	Con telemando	•

Versiones

Fijo		•
Extraíble	Con zócalo	•
	Con chasis	•

NSX100						NS 160						NSX250						NSX400					NSX630				
B	F	N	H	S	L	B	F	N	H	S	L	B	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L
100						160						250						400					630				
2 ⁽³⁾ , 3, 4						2 ⁽³⁾ , 3, 4						2 ⁽³⁾ , 3, 4						3, 4					3, 4				
40	85	90	100	120	150	40	85	90	100	120	150	40	85	90	100	120	150	40	85	100	120	150	40	85	100	120	150
25	36	50	70	100	150	25	36	50	70	100	150	25	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150
20	35	50	65	90	130	20	35	50	65	90	130	20	35	50	65	90	130	30	42	65	90	130	30	42	65	90	130
15	25	36	50	65	70	15	30	36	50	65	70	15	30	36	50	65	70	25	30	50	65	70	25	30	50	65	70
-	22	35	35	40	50	-	22	35	35	40	50	-	22	35	35	40	50	20	22	35	40	50	20	22	35	40	50
-	8	10	10	15	20	-	8	10	10	15	20	-	8	10	10	15	20	10	10	20	25	35	10	10	20	25	35
40	85	90	100	120	150	40	85	90	100	120	150	40	85	90	100	120	150	40	85	100	120	150	40	85	100	120	150
25	36	50	70	100	150	25	36	50	70	100	150	25	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150
20	35	50	65	90	130	20	35	50	65	90	130	20	35	50	65	90	130	30	42	65	90	130	30	42	65	90	130
7,5	12,5	36	50	65	70	15	30	36	50	65	70	15	30	36	50	65	70	25	30	50	65	70	25	30	50	65	70
-	11	35	35	40	50	-	22	35	35	40	50	-	22	35	35	40	50	10	11	11	12	12	10	11	11	12	12
-	4	10	10	15	20	-	8	10	10	15	20	-	8	10	10	15	20	10	10	10	12	12	10	10	10	12	12
50.000						40.000						20.000						15.000					15.000				
50.000						20.000						20.000						12.000					8.000				
30.000						10.000						10.000						6.000					4.000				
20.000						15.000						10.000						6.000					6.000				
10.000						7.500						5.000						3.000					2.000				
40	85	90	100	120	150	40	85	90	100	120	150	40	85	90	100	120	150	40	85	100	120	150	40	85	100	120	150
20	35	50	65	90	130	20	35	50	65	90	130	20	35	50	65	90	130	30	42	65	90	130	30	42	65	90	130
-	8	20	35	40	50	-	20	20	35	40	50	-	20	20	35	40	50	-	20	35	40	50	-	20	35	40	50
-	85	85	85	-	-	-	85	85	85	-	-	-	85	85	85	-	-	85	85	85	-	-	85	85	85	-	-
-	25	50	65	-	-	-	35	50	65	-	-	-	35	50	65	-	-	35	50	65	-	-	35	50	65	-	-
-	10	10	10	-	-	-	10	10	10	-	-	-	15	15	15	-	-	20	20	20	-	-	20	20	20	-	-
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				
•						•						•						•					•				

UDP/UDPT

ARMARIO UNIPLAST, VERSIÓN MODULAR



La gama Uniplast de armarios modulares de poliéster de puerta simple ciega cumple con IP 65 e IP 54 los de puerta doble y transparente. Uniplast Modular es un diseño de poliéster reforzado con fibra de vidrio, y tiene doble aislamiento para garantizar al máximo la seguridad de los usuarios. Pueden combinarse diferentes armarios modulares para conseguir uno de mayores dimensiones.

Material: Poliéster reforzado con fibra de vidrio. Área de visión de UDPT en policarbonato.

Estructura: Moldeado modular, con taladros posteriores para fijación mural. Montaje directo en pared o utilizando los soportes de fijación mural, a un poste utilizando los UPM o al suelo por medio del zócalo UPP o base DIN, UAF y UMPS. En armarios de puerta simple ciega el sellado es asegurado por junta EDPM CR pegada.

Puerta: Puerta empotrada montada con o sin ventana y apertura de 100°. Para tamaños grandes se suministra un soporte de puerta para facilitar el cierre. La estanqueidad está asegurada por una junta de poliuretano inyectado.

Cierre: La manecilla es adecuada para todos los tipos de cerraduras de medio cilindro (profundidad estándar de 40 mm). Cinco puntos de cierre (tres puntos en armarios de ancho 500 mm).

Resistencia a la temperatura: -50°C a 70°C en uso permanente (Temperaturas máximas de pico hasta 150°C).

Características: Autoextinguible y libre de halógenos. Doble aislamiento de acuerdo a EN61439-1. Tensión de aislamiento $U_i=1000V$.

Protección: Se corresponde con IP 65 en armarios de puerta simple ciega e IP 54 para armarios de doble puerta o transparente. Resistencia al impacto IK 10 (IK 07 para armarios con puerta transparente).

Acabado: Material precoloreado RAL 7035.

Suministro: Armario con puerta, tornillos de fijación para placa de montaje y soportes de fijación en pared. (Bombín de cierre no está incluido en el suministro).

Certificaciones CE, aprobaciones para CSA y UL, por favor contacten con nuestro departamento comercial.



IP 65 / IP 54 / IK 10 / IK 07

UDP/UDPT

ARMARIO UNIPLAST, VERSIÓN MODULAR

Puerta ciega

Dimensión del armario				
A	An	P	Nº de puertas	Ref.
500	500	320	1	UDP5050
	750	320	1	UDP5075
750	500	320	1	UDP7550
	750	320	1	UDP7575
1000	1000	320	1	UDP75100
	500	320	1	UDP10050
	750	320	1	UDP10075
1250	1000	320	1	UDP100100
	750	320	1	UDP12575

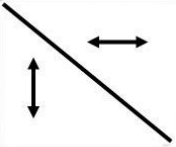














Dimensión del armario				
A	An	P	Nº de puertas	Ref.
750	500+750	320	2	UDP75125N
1000	500+500	320	2	UDP100102N
	500+750	320	2	UDP100125N
500+750	1000	320	2	UDP125100N
		320	2	UDP125102N

Puerta transparente

Dimensión del armario				
A	An	P	Nº de puertas	Ref.
500	500	320	1	UDPT5050
	750	320	1	UDPT5075
750	500	320	1	UDPT7550
	750	320	1	UDPT7575
	1000	320	1	UDPT75100
1000	500	320	1	UDPT10050
	750	320	1	UDPT10075
1250	750	320	1	UDPT12575

UDP/UDPT

ARMARIO UNIPLAST, VERSIÓN MODULAR

	500	750	1000	1250
500				
750				
1000			 	
1250			 	



CERTIFICATE

We: ELDON,
Eldon HQ
Pº de la Finca 1, Ed 3
Madrid 28223

declare that the product/equipment

UDP, Uniplast Enclosure Modular Version

UDPT, Uniplast Enclosure Modular Version

provided that it is installed, maintained and used in the application for which it has been created, with respect of the “professional practices”, relevant installation standards and manufacturer’s instructions,

- Single plain door enclosures, have a degree of protection of IP65, according to IEC60529.
- Double door enclosures have a degree of protection of IP54, according to IEC60529.
- Enclosures with transparent window have a degree of protection of IP54, according to IEC60529.

Madrid, 1st February 2013

Product Management

This certificate is provided at the request of the consumer. The certificate is valid for the product or equipment which is sold on the date mentioned above. Eldon reserves the right to modify or improve at any time the design or characteristics of the type of product or equipment referred to herein. This certificate will not apply to products or equipment which were modified or improved in any way after the date mentioned herein.

Contadores de energía

Contadores de energía



EN40p



ME1zr



ME3zr



ME4zrt

Funciones

Contadores de energía (rms) destinados a medir la energía activa consumida por un circuito eléctrico ya sea monofásico, trifásico, con neutro o sin neutro distribuido.

EN40

Contador de energía monofásico 40 A.

EN40p

Contador de energía monofásico 40 A con transmisión a distancia de la medida.

ME1

Contador de energía monofásico.

ME1z

Contador de energía monofásico con contador parcial.

ME1zr

Contador de energía monofásico con contador parcial y transmisión a distancia de la medida.

ME3

Contador de energía trifásico sin neutro.

ME3zr

Contador de energía trifásico sin neutro con contador parcial y transmisión a distancia de la medida.

ME4

Contador de energía trifásico + neutro.

ME4zr

Contador de energía trifásico + neutro, contador parcial y transmisión a distancia de la medida.

ME4zrt

Contador de energía trifásico con o sin neutro, contador parcial y transmisión a distancia de la medida, asociado a TI externos (no suministrados).

Referencias

Tipo	Calibre (A)	Tensión (V CA)	Tolerancia (V CA)	Ancho en módulos de 18 mm	Referencia
Circuito monofásico (1L+N)					
EN40	40	230	± 20	1	15238
EN40p	40	230	± 20	1	15239
ME1	63	230	± 20	2	17065
ME1z	63	230	± 20	2	17066
ME1zr	63	230	± 20	2	17067
Circuito trifásico (3L)					
ME3	63	3 × 400 - 3 × 230	± 20	4	17075
ME3zr	63	3 × 400 - 3 × 230	± 20	4	17076
ME4zrt	40-6.000	3 × 400 - 3 × 230	± 20	4	17072
Circuito trifásico con neutro (3L+N)					
ME4	63	3 × 230/400	± 20	4	17070
ME4zr	63	3 × 230/400	± 20	4	17071
ME4zrt	40-6.000	3 × 230/400	± 20	4	17072

Características principales

	ME	EN40/EN40p
Clase de precisión	1	1
Frecuencia	48/62 Hz	48/62 Hz
Consumo	2,5 VA	< 10 VA
Temperatura de funcionamiento	-25 °C...+55 °C	-25 °C...+55 °C -25 °C...+65 °C (32 A)
Bornes	Potencia: 16 mm ² Transferencia remota: 6 mm ²	Potencia: 10 mm ² Transferencia remota: 4 mm ²
Conforme a normativas	IEC 61557-12: - PMD/DD/K55/1 - PMD/SD/K55/1 (ME4zrt) IEC 62053-21 (precisión)	IEC 62053-21 IEC 61557-12: - PMD/DD/K5/1
Precintable	Excepto ME4zrt	Sí

Contadores de energía

Contadores de energía (continuación)



Características técnicas específicas

Características técnicas específicas de EN40, EN40p, ME1, ME1z y ME1zr

	EN40	EN40p	ME1	ME1z	ME1zr
Medida directa	Hasta 40 A		Hasta 63 A		
Luz de medida e indicador de actividad (amarillo)	3.200 destellos/kWh		1.000 destellos/kWh		
Indicador de error de conexión	Sí				
Capacidad máxima de una fase	999.999,9 kWh		999,99 MWh		
Display	kWh con 6 cifras significativas		kWh o MWh con 5 cifras significativas		
Capacidad máxima de la medida parcial con RESET en una fase	–		–	99,99 MWh	
Display parcial	–		–	kWh o MWh con 4 cifras significativas	
Transmisión remota de datos	–	Por salida estática: – Tensión de aislamiento MBT: 4 kV, 50 Hz – 20 mA/35 V CC máx. – 100 impulsos de 120 ms/kWh	–		Por contacto impulsional NA: – Tensión de aislamiento MBT: 4 kV, 50 Hz – 18 mA (24 V CC), 100 mA (230 V CA) – 1 impulso de 200 ms (cierre del contacto) por kWh

Características técnicas específicas de ME3 y ME3zr

	ME3	ME3zr
Medida directa	Hasta 63 A	Hasta 63 A
Luz de medida e indicador de actividad (amarillo)	100 destellos/kWh	100 destellos/kWh
Capacidad máxima en una fase	999,99 MWh	999,99 mWh
Display	kWh o MWh con 5 cifras significativas	kWh o MWh con 5 cifras significativas
Capacidad máxima de la medida parcial con RESET en una fase	–	99,99 MWh
Display parcial	–	kWh o MWh con 4 cifras significativas
Transmisión remota de datos	–	Por contacto impulsional NA: – Tensión de aislamiento MBT: 4 kV, 50 Hz – 10 mA (24 V CC), 100 mA (230 V CA) – 1 impulso de 200 ms (cierre del contacto) cada 10 kWh

Características técnicas específicas de ME4, ME4z y ME4zr

	ME4	ME4zr	ME4zrt
Medida directa	Hasta 63 A	Hasta 63 A	–
Medida a través de TI	–	–	Relación de transformación 40/5 a 6.000/5 (configurable)
Elección de la relación de transformación	–	–	Ver página 16
Consumo de cada entrada de medida	–	–	0,05 VA a 5 A
Indicador de medida	100 destellos/kWh	100 destellos/kWh	10.000/x destellos por kWh (x = relación TI)
Capacidad máxima en las tres fases	999,99 MWh	999,99 mWh	Si TI ≤ 150 A: 999,99 MWh Si TI > 150 A: 9.999,99 MWh
Display	kWh o MWh con 5 cifras significativas	kWh o MWh con 5 cifras significativas	kWh o MWh con 5 cifras significativas
Capacidad máxima de la medida parcial con RESET en las 3 fases	–	99,99 MWh	Si TI ≤ 150 A: 999,99 MWh Si TI > 150 A: 9.999,99 MWh
Display parcial	–	kWh o MWh con 4 cifras significativas	kWh o MWh con 4 cifras significativas
Transmisión remota de datos	–	Por contacto impulsional NA: – Tensión de aislamiento MBT: 4 kV, 50 Hz – 10 mA (24 V CC), 100 mA (230 V CA) – 1 impulso de 200 ms (cierre del contacto) cada 10 kWh	Por contacto impulsional NA: – Tensión de aislamiento MBT: 4 kV, 50 Hz – 10 mA (24 V CC), 100 mA (230 V CA) – 10/x impulsos de 200 ms (cierre del contacto) por kWh = x/10 kWh por impulso (x = relación TI)



17072



15239



Precintable

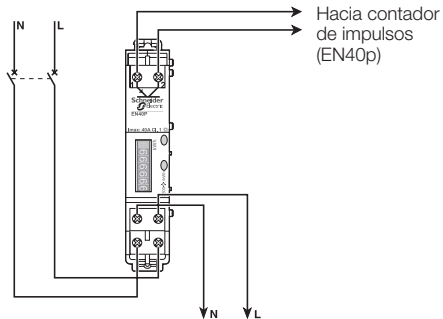
Contadores de energía

Contadores de energía (continuación)

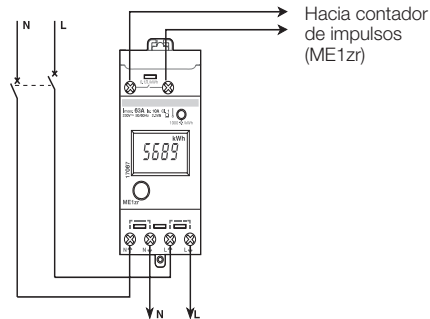


Conexión

Circuito monofásico

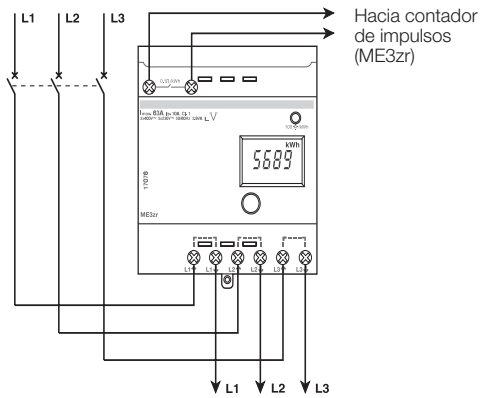


EN40 / EN40p

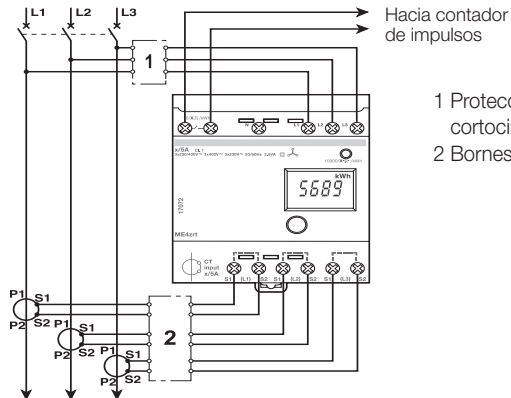


ME1 / ME1zr

Circuito trifásico



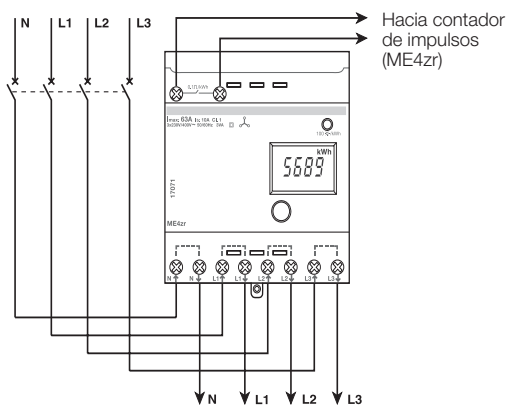
ME3 / ME3zr



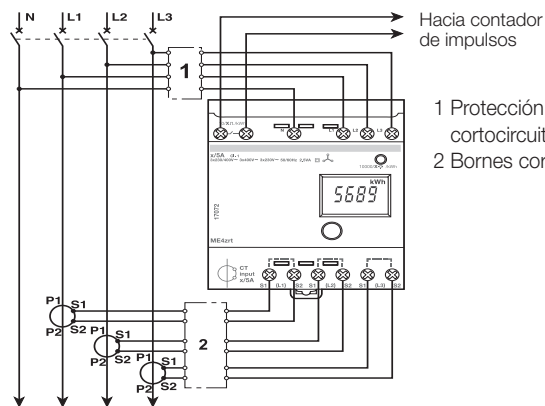
ME4zrt

- 1 Protección (adaptarla a la corriente de cortocircuito del punto de conexión).
- 2 Bornes cortocircuitables.

Circuito trifásico + neutro



ME4 / ME4z

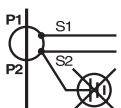


ME4zrt

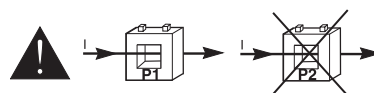
- 1 Protección (adaptarla a la corriente de cortocircuito del punto de conexión).
- 2 Bornes cortocircuitables.

Atención

- No conectar el secundario del TI a tierra (S2).



- Respetar imperativamente el sentido de circulación de los cables de potencia dentro del primario de los transformadores de corriente. Los cables deben entrar por "P1" y salir por "P2" hacia los receptores.



Transformador encapsulado al vacío ABB – un líder en su categoría

En la mayoría de los lugares donde las personas viven y trabajan puede encontrarse al menos un transformador. Pero mientras funciona proporcionando energía a las escaleras mecánicas de los grandes almacenes, al ascensor del hotel, en el interior de una torre eólica, al ordenador de la oficina, al horno de la panadería de la esquina, a la maquinaria agrícola o a la planta petroquímica, nadie se fijará en él.

Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB se fabrican conforme a la normas internacionales EN/IEC/IEEE.

Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío están diseñados a prueba de humedad y son adecuados para funcionar en ambientes húmedos o muy contaminados. Son los transformadores idóneos para funcionar en ambientes que presenten una humedad superior al 95 % y en temperaturas por debajo de los -25 °C.

Existen más de 100.000 transformadores secos funcionando en todo el mundo, fabricados en plantas especialmente dedicadas a ello, lo que supone una capacidad productiva mayor que la competencia. Teniendo esto en cuenta, se puede afirmar que en ABB somos líderes en tecnología, contando con amplia experiencia en la aplicación de los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB.

El devanado encapsulado al vacío ABB es el único transformador de resina de colada certificada por UL con un índice térmico de al menos 180 °C (Clase H) conforme a la norma ANSI C57.12.60 - IEEE, procedimientos estándar de prueba para la evaluación térmica de los sistemas de aislamiento de transformadores de energía y distribución de colada sólida y encapsulados con resina.

Mucho más accesibles para el usuario final, los transformadores secos pueden instalarse cerca del lugar de utilización, lo que permite optimizar el diseño de instalación reduciendo al máximo los circuitos de baja tensión, con el consiguiente ahorro en pérdidas y conexiones de

baja tensión. En muchos países es obligatorio instalar transformadores secos cuando las subestaciones están situadas en edificios públicos.

Los más económicos

- Los que menos espacio necesitan
- Los que menos trabajo de ingeniería civil precisan
- No requieren características de seguridad especiales (detección de incendios)
- Exentos de mantenimiento
- Una vida útil de los transformadores más larga gracias a un bajo envejecimiento térmico
- Puede instalarse cerca del lugar de consumo reduciendo las pérdidas de carga
- Un diseño óptimo sujeto a mejoras constantes tan pronto como se dispone de nuevos materiales
- Se fabrican con un alto rendimiento productivo en plantas industriales de ABB especializadas

Son seguros y respetan el medio ambiente

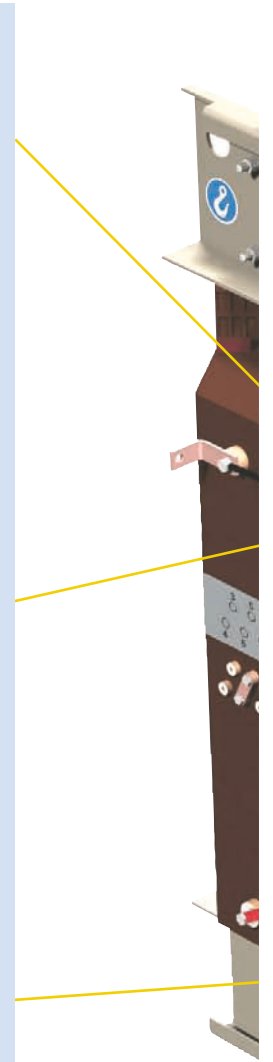
- Contaminación medioambiental reducida
- Sin riesgo de fugas de sustancias inflamables o contaminantes
- Fabricación segura para el medio ambiente (sistema cerrado)
- Apropriados para zonas húmedas o contaminadas
- Sin peligro de incendio
- Los transformadores son autoextinguibles
- Alta resistencia a los cortocircuitos
- Gran capacidad para soportar sobrecargas
- Buen comportamiento ante fenómenos sísmicos
- Capaces de soportar las condiciones más duras de balanceo y vibraciones
- Impactos medioambientales mínimos
- Alto reciclado (90 %)

El valor de descarga parcial más bajo gracias a la más avanzada tecnología de colado.

La resina epoxi colada al vacío evita la entrada de humedad y protege contra ambientes agresivos.

Un acabado único del devanado proporciona una **superficie suave** eliminando la acumulación de polvo.

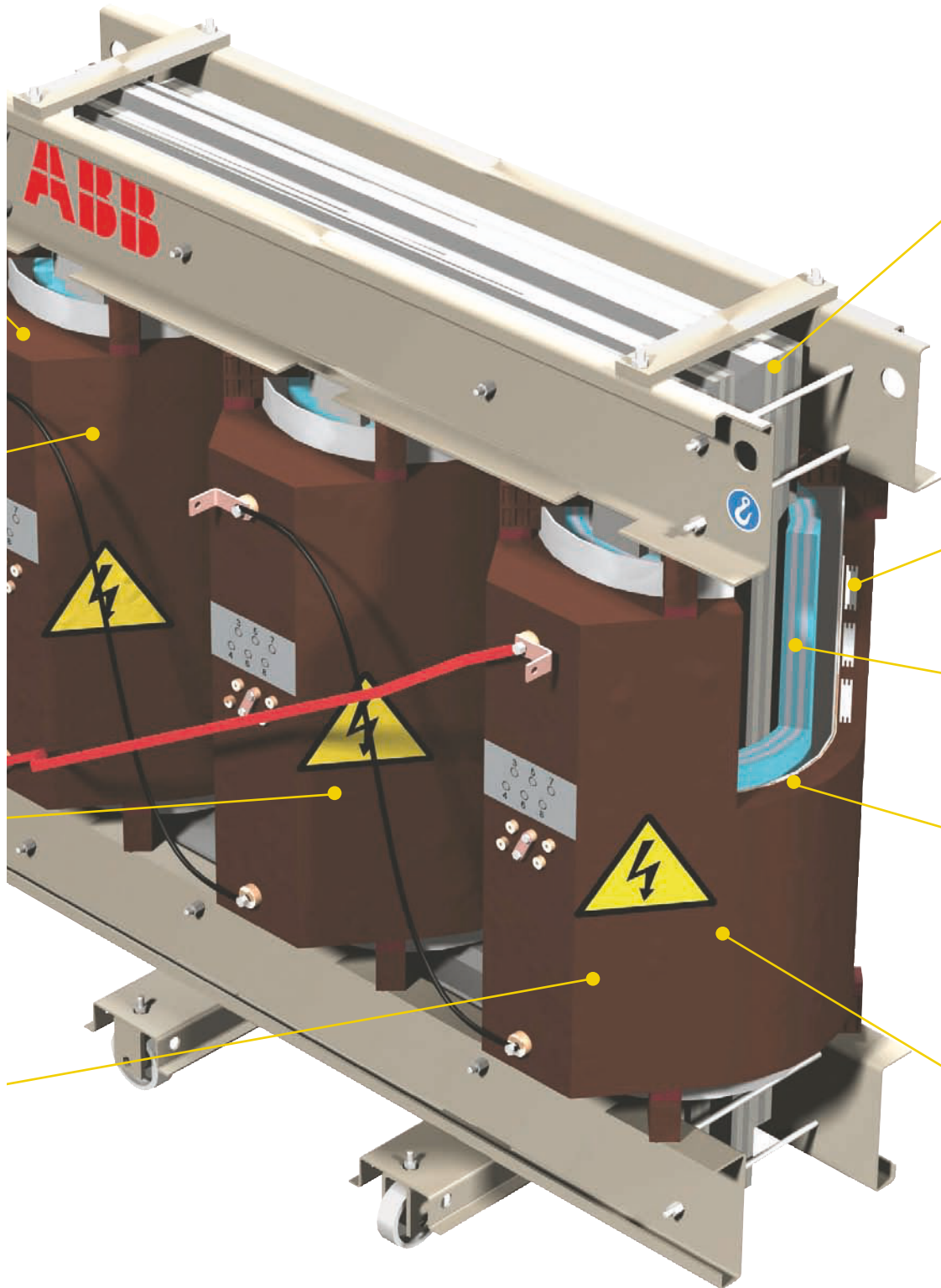
Autoextinguible en caso de incendio, además no produce gases nocivos.



Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB varían desde 250 kVA hasta 30 MVA con tensiones de trabajo de hasta 52 kV.

Clasificación conforme a la norma IEC 60076-11:

- Climática C1/C2
- Medioambiental E2
- Incendios F1



Configuración del núcleo en capas escalonadas garantizando valores más bajos de pérdidas sin carga, corriente de vacío y nivel de ruido.

Lámina-disco de **aluminio** para el devanado de alta tensión (cobre opcional).

Lámina de aluminio en devanado de baja tensión (cobre opcional).

Gran resistencia a los sobrevoltajes mediante el devanado lámina-disco, lo que proporciona una distribución de la tensión lineal.

Gran capacidad para resistir sobrecargas debidas a la inercia térmica.

Calidad constante gracias a un proceso de producción más eficaz

En el núcleo magnético se realizan las uniones con capas escalonadas para garantizar un rendimiento óptimo y unos niveles de ruido mínimos. El acero magnético se corta a lo largo, de forma secuencial y se escalona automáticamente, garantizando la precisión dimensional y el entrelazado de láminas perfecto de todo el escalonamiento.



El núcleo magnético

un lado, los devanados se colocan en un horno de precalentamiento y se mantienen dentro hasta que la temperatura del molde alcanza la temperatura de encapsulado. Por otro lado, la mezcla de resina se prepara en una planta de mezcla continua. Los componentes se mezclan juntos justo antes del proceso de encapsulado. En el paso siguiente, las bobinas precalentadas pasan a la cámara de colada al vacío. Una vez que se ha alcanzado el vacío en la cámara, la resina se vierte en los moldes. Los componentes se mezclan juntos justo antes del proceso de encapsulado. De esta forma, la viscosidad de la mezcla de resina cuando se vierte en los moldes, es muy baja, llenando los espacios y permitiendo alcanzar el nivel más bajo de descargas parciales. Tras finalizar el proceso de colado las

bobinas se colocan en el horno de endurecimiento a fin de que el gel resinoso se seque y endurezca obteniendo de esta forma sus propiedades finales.

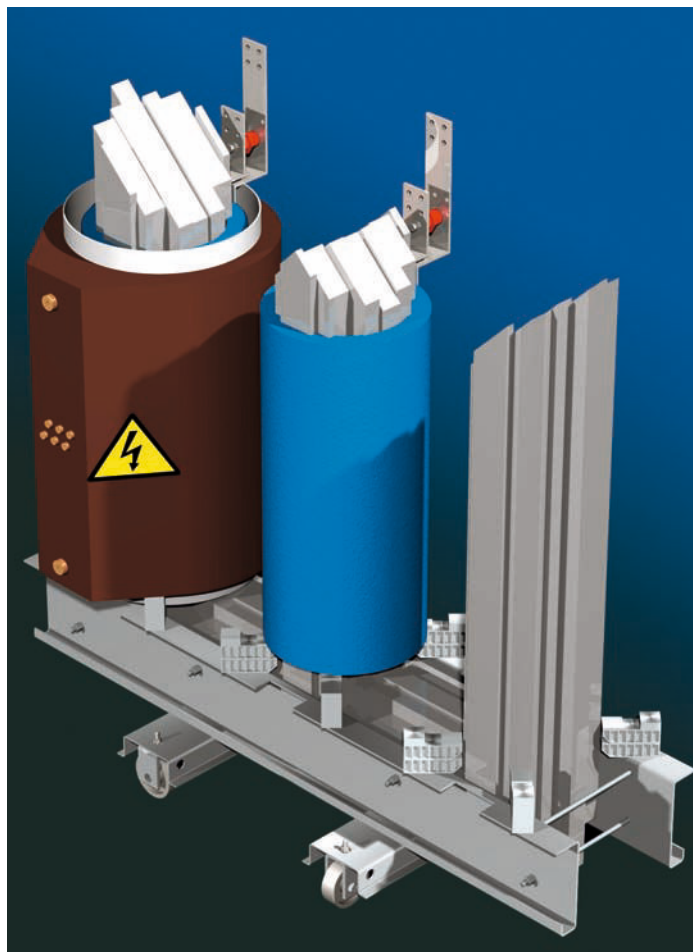
La última norma europea aplicable al diseño del transformador de devanado colado al vacío, la IEC 60076-11, especifica un nivel máximo de descargas parciales de 10 pC. Las descargas parciales se miden en todos y cada uno de los transformadores ABB. El valor de aceptación es siempre inferior a 10 pC y en el 90 % de los casos nuestras estadísticas muestran que las descargas parciales son inferiores a 5 pC. Este nivel bajo de descargas parciales puede producirse gracias al diseño eficaz de los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío, a la calidad superior del material utilizado y a la más avanzada tecnología de encapsulado.

Fases de ensamblaje

El devanado de alta tensión consta de un disco descendente continuo con conductor de cinta de aluminio y aislamiento de doble capa. Los devanados están colados al vacío con resina epoxi. Se han llevado a cabo pruebas de análisis en régimen transitorio para verificar la distribución del esfuerzo eléctrico a través de los devanados confirmando la mayor resistencia de nuestro diseño.

Los devanados de baja tensión están hechos de banda de aluminio y de una banda aislante previamente impregnada con resina. Después del proceso de devanado la bobina se endurece en un horno y como consecuencia se obtiene un devanado extremadamente compacto, capaz de resistir los esfuerzos dinámicos que produce un cortocircuito.

El proceso de encapsulado es una operación fundamental en el procedimiento de fabricación y deberá realizarse y controlarse en las condiciones más estrictas a fin de garantizar un aislamiento y características mecánicas óptimas. Por



Sin embargo, el liderazgo de ABB no sólo depende de los pasos de producción anteriores. En las fábricas de transformadores ABB todo el proceso de oferta, diseño y producción se controla y planifica a través de un sofisticado software Industrial^{IT} que garantiza la más alta productividad reduciendo al mismo tiempo, los tiempos de parada en la producción al mínimo y manteniendo los más altos estándares de calidad. Una vez confirmado el pedido se registra automáticamente en nuestro sistema lo que nos permite coordinar de forma automática los departamentos comerciales, de ingeniería, compras, producción, laboratorio y logística. Utilizamos la tecnología de producción más avanzada y el sistema de control más exigente para garantizar la más alta calidad y fiabilidad del producto.

Transformador de tipo seco encapsulado al vacío ABB de 8 MVA diseñado para soportar seísmos.



**Seguro en los
lugares públicos**

Disponemos de una solución probada para sus necesidades

Con más de 100.000 unidades funcionando en todo el mundo, ABB es con mucha diferencia el proveedor de transformadores de tipo seco con más experiencia en el sector y así seguirá siendo gracias a su estrategia de inversión activa.

Existe una gran variedad de lugares que exigen y requieren transformadores de tipo seco al vacío ABB: Edificios públicos y de gran altura como hospitales, centros comerciales, centros culturales, se sienten seguros confiando en la tecnología del transformador seco encapsulado al vacío de ABB. Su contribución a la reducción de peligro de incendio, no disponer de foso para aceite o líquidos contaminantes, los hace perfectos.

Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB son líderes en aplicaciones en molinos de viento con más de 5.000 unidades funcionando. ABB ha acumulado una amplia experiencia en esta aplicación en particular: presencia de contenido armónico, fenómenos transitorios, gran número de desconexiones.

Los transformadores de tipo seco de encapsulado al vacío de ABB se utilizan para proporcionar propulsión a buques y para sistemas de distribución. Requisitos de instalación exigentes que incluyen niveles reducidos de ruido y vibración, espacios limitados, sistemas de refrigeración especiales y un alto grado de seguridad para evitar daños personales, son razones suficientes para elegir transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB.

Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB pueden conectarse a una amplia gama de accionamientos, convertidores de frecuencia y rectificadores para proporcionar soluciones integrales en bombas, ventiladores, compresores, transportadores, equipos de prospección, molinos, propulsores, turbinas de gas, generadores, mezcladores. La fuerza mecánica y la capacidad de sobrecarga de la tecnología del transformador encapsulado al vacío hacen de estos transformadores el producto más apropiado para satisfacer todas las demandas de servicio.

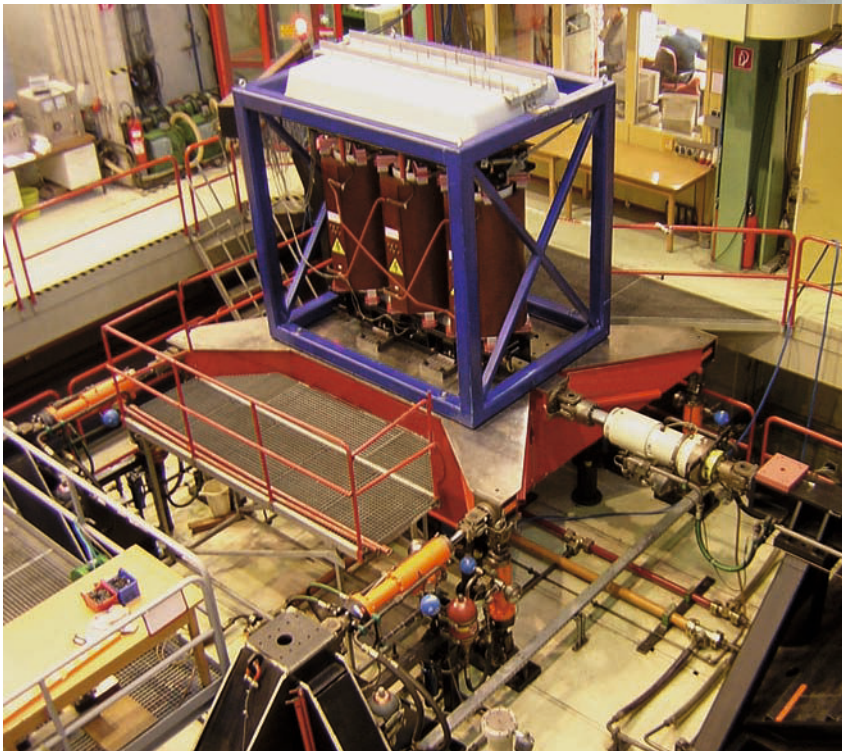


Transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB para aplicaciones marítimas. AFWF (aire forzado/agua forzada) refrigeración mediante hidrogenfriamiento. Diseño y fabricación aprobados por LLOYD'S Shipping Register, Bureau Veritas, DNV, RINA, ABS

Commutador de tomas de carga con accionamiento por motor para un ajuste continuo y automático del ratio de transformación en condiciones de carga.

Instalaciones de tracción fija en vías ferroviarias, estaciones de metro, grúas en puertos, plataformas en alta mar entre otras aplicaciones son el escenario perfecto para apreciar la fiabilidad de los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB.

Gracias a la tecnología de devanado colado al vacío se abarca un gran abanico de aplicaciones y ABB se convierte en uno de los mayores proveedores de transformadores de tipo seco mejorando los procesos de fabricación de forma eficaz para facilitar el manejo de éstos y ayudarle a ahorrar energía.



*El transformador de tipo seco encapsulado al vacío ABB para **aplicación en molinos de viento** en la plataforma de prueba de resistencia a la vibración: con dos acciones biaxiales independientes, una horizontal y otra vertical.*



**Diseño eficiente
y ecológico**

Todos los accesorios necesarios para personalizar nuestros productos según sus necesidades

La **envolventes** ABB están hechas de planchas metálicas atornilladas con paneles extraíbles para acceder fácilmente a las conexiones y las tomas. El acabado puede ser galvanizado, pintado o galvanizado y pintado dependiendo de la aplicación y sus requisitos. El diseño ha sido optimizado a fin de garantizar la refrigeración del transformador en todos los niveles de protección. Las envolventes pueden enviarse incorporadas al transformador o separadas para ser ensambladas en el lugar de utilización. La entrada del cable se encuentra en la parte posterior y opcionalmente en la parte superior o en un lateral a través de las cajas de conexiones.

Opciones de fabricación

- Transformadores de pérdidas reducidas
- Devanado de cobre
- Transformadores de alta/baja tensión
- Devanados en capas para aplicaciones especiales
- Transformadores Clase H
- Temperatura por debajo de 100 K/por encima de 100 K
- Tensión primaria doble
- Devanado secundario doble
- Baja tensión encapsulada
- Conexiones de baja por la parte posterior
- Frecuencia 50 Hz, 60 Hz y 16 2/3 Hz
- Grupos para conexiones especiales
- Devanado de baja tensión sellado
- Soporte amortiguador antivibración
- Resistencias de caldeo
- Pantalla electrostática
- Transformadores de intensidad (TI)
- Conexión delta encapsulada
- Aislador enchufable
- Interruptor de alta tensión
- Disipadores de sobrevoltaje
- Ventiladores de refrigeración con un aumento de potencia de hasta el 50 %

Otros accesorios



Caja IP 23



Caja IP 21 para aplicaciones en molinos de viento especialmente diseñada para encajar en el espacio limitado disponible dentro de la torre.



Caja de conexiones para Alta Tensión



Caja de conexiones para Baja Tensión



Ventiladores de refrigeración AN/AF (aire natural/aire forzado) transformadores refrigerados por ventilador diseñados para canalizar el flujo de aire en los canales de refrigeración. Aumento de capacidad de hasta el 50 %.



Adecuado para todos los ambientes

Los más exigentes procesos de control le garantizan el más alto grado de fiabilidad

Ensayo para determinar la resistencia a la sobretensión de los arrollamientos

El devanado de alta tensión es la parte más crítica de la bobina del transformador y donde se hace patente la calidad en el proceso de fabricación.

Los transformadores están diseñados y fabricados para cumplir con todas las normas vigentes y especificaciones del cliente.

Todos y cada uno de los transformadores son sometidos a una serie de ensayos de rutina. Cada resultado se compara automáticamente con los valores de diseño y garantía y se llevan a cabo análisis estadísticos. Este proceso nos permite garantizar la mejor calidad y mejorar permanentemente nuestros recursos de ingeniería y herramientas de diseño.

Ensayos de rutina

- Medición de resistencias de los arrollamientos
- Medición de la relación de transformación y comprobación del acoplamiento
- Medida de las pérdidas en carga y tensión de cortocircuito
- Medida de las pérdidas y corriente en vacío
- Ensayo de tensión aplicada
- Ensayo de tensión inducida
- Medida de las descargas parciales

También se pueden llevar a cabo otros ensayos como ensayos de tipo. Estos ensayos se hacen en caso de modificaciones importantes en cuanto a diseño a fin de confirmar que la calidad del producto se mantenga o mejore. También pueden llevarse a cabo cuando así lo exija el cliente.

Ensayo de tipo

- Ensayo de calentamiento
- Ensayo de impulso tipo rayo

Pruebas especiales

Siempre se llevan a cabo a petición del cliente:

- Ensayo de nivel sonoro
- Medida de impedancia de secuencia cero
- Medida de resistencia de aislamiento
- Medida de las armónicas de corriente en vacío
- Medida de la capacidad paralela de los arrollamientos y tangente δ
- Medida de la protección anticorrosiva
- Ensayo de cortocircuito (estos ensayos solo se pueden realizar en laboratorios especiales como LABEIN, CESI, etc.)

Estas pruebas se llevan a cabo conforme a las normas CEI, EN, y/o IEEE/ANSI. (*)

Nuestros laboratorios de pruebas están certificados conforme a la norma **UNE-EN-ISO/CEI 17025:2000**. Esta acreditación confiere a la compañía certificada la autoridad para actuar como laboratorio independiente para realizar las pruebas que considere oportunas así como publicar los correspondientes informes de prueba como tercero. Se trata de un servicio único que sólo proporciona ABB, puesto que a ningún otro fabricante de transformadores se le ha concedido una certificación conforme a esta norma, que garantiza que nuestros productos son sometidos a los procesos de control más estrictos.

Adicionalmente nuestros transformadores constan de los siguientes certificados:

- El certificado clase F1 "Comportamiento ante incendios"
- Los certificados de las clases C1 y C2 "Climáticos"
- El certificado clase E2 "Condensación y humedad"
- Certificados de resistencia a los cortocircuitos

(*) CEI: Comisión electrotécnica internacional

EN: normas europeas NF, BS, VDE, DIN, CEI, UNE, ...



**Fiable en las condiciones
mas difíciles**

Equipamiento de medición computerizado e instalaciones para llevar a cabo pruebas

Capacidad de sobrecarga

La experiencia ha demostrado que un transformador de tipo seco dura por lo general varias décadas. No obstante, es imposible calcular la duración exacta, ya que depende de las condiciones a las que haya sido expuesto el transformador.

La vida útil de un transformador de tipo seco depende específicamente de las sobrecargas que haya sufrido durante su funcionamiento. Dichas sobrecargas pueden crear una fluctuación de temperatura durante el devanado que de-grade las propiedades del aislamiento debido al envejecimiento térmico.

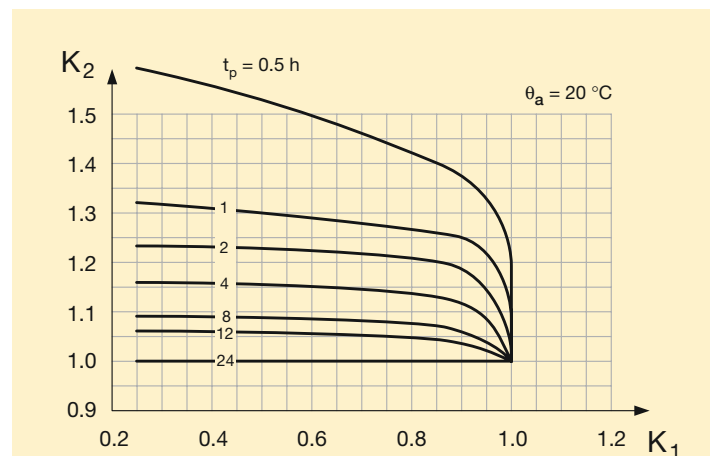
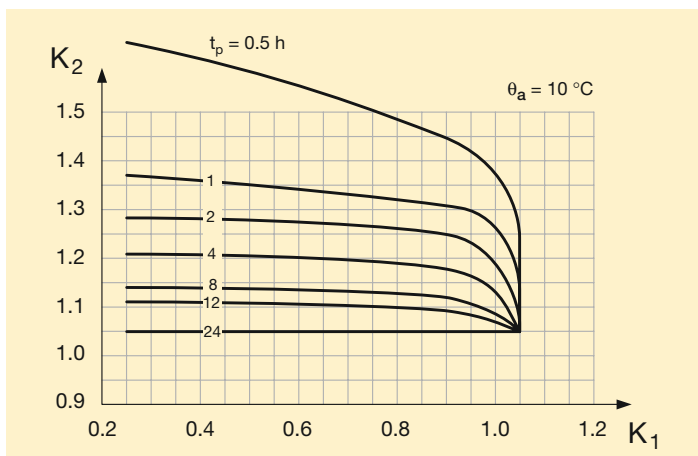
Los transformadores se fabrican para un funcionamiento en potencia nominal, a una temperatura ambiente normal y de acuerdo a la norma IEC 60076-11:

- Temperatura máxima: 40 °C
- Temperatura media diaria: 30 °C
- Temperatura media anual: 20 °C

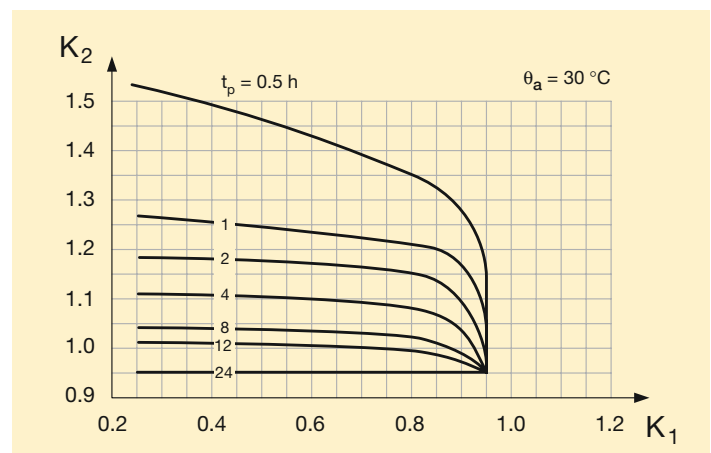
La temperatura de referencia, en caso de que no se especifique otra, será la temperatura media anual 20 °C.

Un transformador diseñado para funcionar bajo una temperatura ambiente media anual de 20 °C puede utilizarse en ambientes con temperaturas mayores o menores.

Media anual de temperatura ambiente:	Potencia considerada (% según P_{nom})
-10 °C	116 %
0 °C	110 %
10 °C	104 %
20 °C	100 %
25 °C	97 %
30 °C	94 %
35 °C	90 %



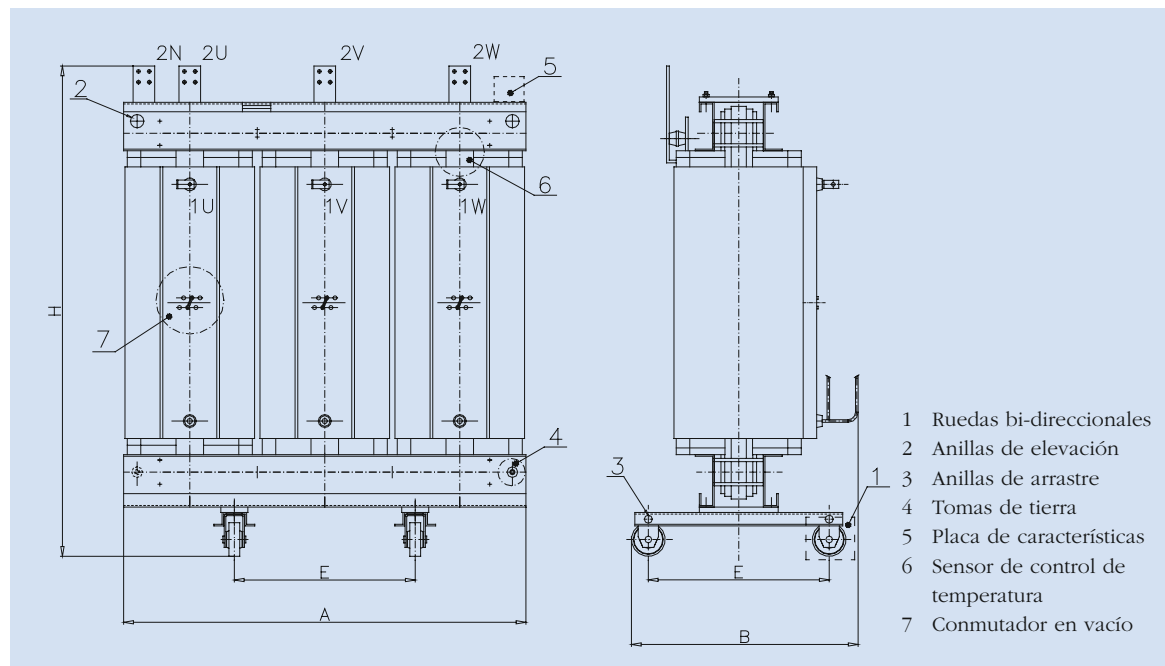
Sin embargo, un transformador puede funcionar con algunas sobrecargas sin que ello afecte a su vida útil. Esto es posible si la carga normal es menor que la potencia nominal. Estas sobrecargas admisibles (K_2) están limitadas en cuanto al tiempo (t_p) de acuerdo con el índice de funcionamiento anterior (factor de carga, K_1) y dependen de la temperatura ambiente media ponderada θ_a .



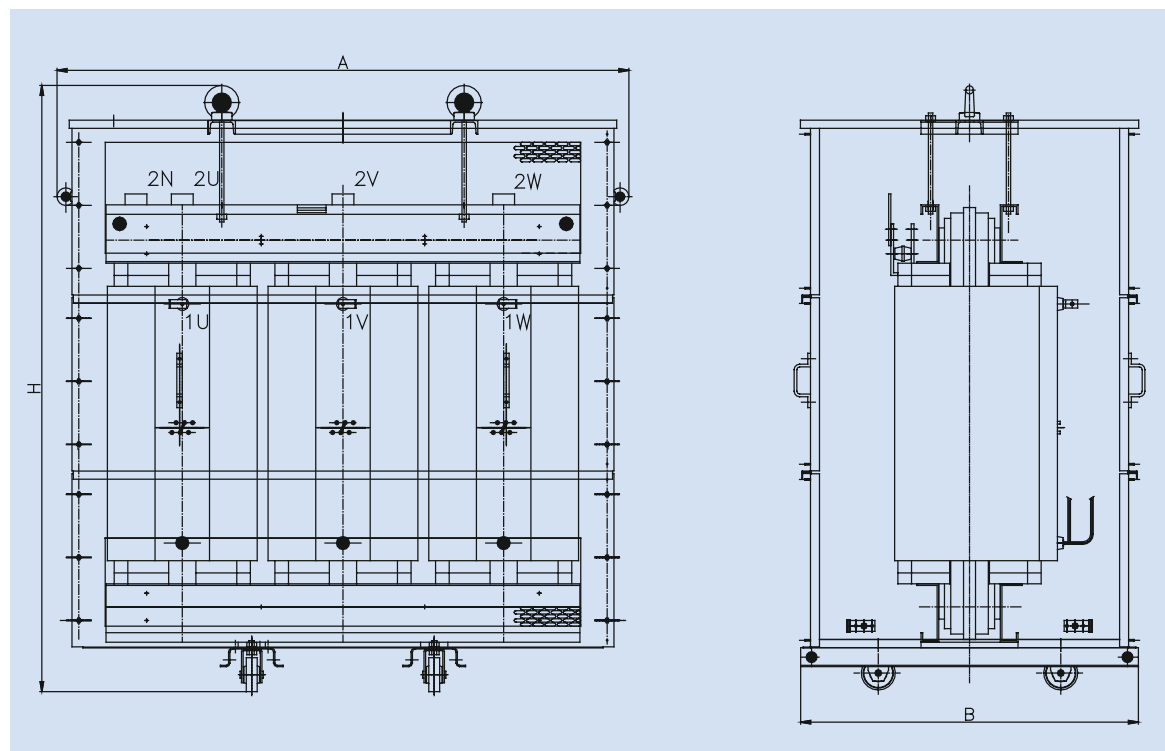
Datos técnicos IP 00, IP 21 hasta 33

(mayores grados de protección por encargo)

Dibujo acotado - Transformadores de tipo seco encapsulado ABB IP 00



Dibujo acotado - Transformadores de tipo seco encapsulado ABB IP 21 hasta 33



Datos técnicos IP 00

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 12 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr)	kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Pérdidas en vacío (Po)	W	820	1100	1150	1350	1370	1800	2000	2500	2800	3600	4300	6000
Pérdidas de carga (Pk) 75°C	W	3080	3780	4310	5630	6690	8010	8900	11130	12460	16200	18900	22500
Pérdidas de carga (Pk) 120°C	W	3500	4300	4900	6400	7600	9000	10000	12500	14000	18000	21000	25000
Impedancia en cortocircuito	%	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA)	dB	65	66	68	69	70	71	73	74	76	78	81	83
Longitud (A)	mm	1290	1290	1380	1380	1530	1470	1590	1650	1800	1830	2040	2250
Anchura (B)	mm	850	850	850	850	900	900	900	1000	1000	1000	1250	1250
Altura (H)	mm	1180	1320	1350	1480	1520	1750	1750	2000	2100	2430	2500	2680
Peso	kg	1230	1310	1660	1570	2060	2170	2620	3100	4020	4630	5500	6900
Distancia entre ruedas (E)	mm	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas	mm	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G)	mm	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 24 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr)	kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Pérdidas en vacío (Po)	W	880	1150	1200	1500	1650	2100	2300	2900	3100	4200	5000	7000
Pérdidas de carga (Pk) 75°C	W	3340	4050	4840	6160	6860	8370	9790	12020	14240	17550	20700	24300
Pérdidas de carga (Pk) 120°C	W	3800	4600	5500	7000	7800	9400	11000	13500	16000	19500	23000	27000
Impedancia en cortocircuito	%	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA)	dB	65	66	68	69	70	71	73	74	76	78	81	83
Longitud (A)	mm	1450	1450	1500	1470	1590	1530	1620	1680	1830	1890	2040	2220
Anchura (B)	mm	850	850	900	900	900	900	900	1000	1000	1000	1250	1250
Altura (H)	mm	1220	1320	1350	1500	1520	1750	1750	2080	2150	2480	2550	2720
Peso	kg	1150	1250	1470	1575	1910	2100	2445	2930	3860	4460	5565	6645
Distancia entre ruedas (E)	mm	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas	mm	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G)	mm	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 36 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr)	kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Pérdidas en vacío (Po)	W	1280	1500	1650	1950	2200	2800	3100	3700	4200	5000	5800	7500
Pérdidas de carga (Pk) 75°C	W	3520	4220	5020	6250	7040	8630	10240	12280	15130	18900	22500	26100
Pérdidas de carga (Pk) 120°C	W	4000	4800	5700	7100	8000	9700	11500	13800	17000	21000	25000	29000
Impedancia en cortocircuito	%	6	6	6	6	6	6	7	7	8	8	8	8
Nivel de potencia sonora (LWA)	dB	67	68	69	70	71	72	73	74	76	78	81	83
Longitud (A)	mm	1580	1640	1740	1700	1760	1760	1880	1880	2060	2120	2270	2510
Anchura (B)	mm	930	940	1000	1000	1000	1000	1050	1100	1150	1150	1300	1300
Altura (H)	mm	1450	1450	1500	1650	1750	1880	1950	2220	2280	2560	2650	2880
Peso	kg	1400	1610	2100	2120	2550	3020	3250	3680	4480	5200	6200	7900
Distancia entre ruedas (E)	mm	670	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de las ruedas	mm	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de las ruedas (G)	mm	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70	70

Datos técnicos IP 21 hasta 33

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 12 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr)	kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Longitud (A)	mm	1580	1580	1670	1670	1820	1760	1880	1940	2110	2140	2350	2560
Anchura (B)	mm	1110	1110	1140	1140	1190	1170	1210	1230	1280	1290	1360	1430
Altura (H)	mm	1510	1650	1680	1810	1850	2080	2100	2350	2470	2800	2890	3070
Peso	Kg	1380	1480	1830	1740	2270	2420	2870	3390	4310	5010	5880	7370

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 24 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr)	kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Longitud (A)	mm	1810	1810	1860	1830	1950	1890	1980	2040	2210	2270	2420	2600
Anchura (B)	mm	1290	1290	1300	1290	1330	1310	1340	1360	1410	1430	1480	1540
Altura (H)	mm	1550	1650	1680	1830	1850	2080	2100	2430	2520	2850	2940	3110
Peso	kg	1360	1460	1680	1820	2160	2390	2740	3220	4220	4840	5940	7110

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 36 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr)	kVA	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Longitud (A)	mm	2080	2140	2240	2200	2260	2260	2380	2380	2580	2640	2790	3030
Anchura (B)	mm	1590	1610	1640	1630	1650	1650	1690	1690	1750	1770	1820	1900
Altura (H)	mm	1780	1780	1830	1980	2100	2230	2300	2590	2650	2950	3040	3270
Peso	kg	1650	1860	2350	2410	2840	3350	3580	4010	4920	5640	6640	8440

Pérdidas conforme a la norma CENELEC HD 538 y devanados de aluminio. Otras pérdidas y materiales conductores disponibles bajo pedido.

Edificios prefabricados de hormigón serie EHC



La creciente necesidad por parte del usuario final de una mayor calidad en el centro de transformación ha llevado a Schneider Electric a desarrollar dos series de edificios prefabricados de hormigón con un proceso de producción innovador.

EHC - Edificio prefabricado de hormigón monobloque

Los edificios prefabricados de hormigón de la serie EHC han sido concebidos para ser montados enteramente en fábrica, permitiendo la instalación de toda la aparatada y accesorios que completan el centro; lo que permite garantizar la calidad de todo el conjunto (a excepción de la conexión de los cables de entrada y salida) en la misma unidad de producción.

La gama de la serie EHC está formada por ocho modelos diferentes en longitud (de 1.610 mm a 7.520 mm de longitud total), que permiten incluir todos los esquemas (con dos transformadores como máximo) habituales de distribución pública y un elevado número de esquemas de distribución privada (abonado).

Los prefabricados de hormigón que se ofrecen están diseñados para alojar en su interior las diferentes gamas de productos Schneider Electric:

- Celdas modulares y monobloque de 24 kV.
- Transformadores de 24 kV.
- Cuadros modulares de distribución en Baja Tensión, según RU 6302B.
- Cuadros de Baja Tensión de abonado.
- Cuadros de contadores.

Pudiendo ofrecer, para cada necesidad, una solución global, optimizada y garantizada con la calidad Schneider Electric de un centro de transformación en MT.

El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea; así como para garantizar una alta resistencia frente a los agentes atmosféricos.

Normativa

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Norma UNE-EN 61330.



Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

Las características más importantes de la serie EHC son:

● **Compacidad (serie EHC)**

Realizar el montaje de un prefabricado EHC en la propia fábrica nos permite ofrecer:

- Calidad en origen.
- Reducción del tiempo de instalación.
- Soluciones llave en mano.
- Posibilidad de posteriores traslados.

● **Facilidad de instalación**

La innecesaria cimentación y el montaje en fábrica permiten asegurar una cómoda y fácil instalación.

● **Equipotencialidad**

La propia armadura de mallazo electrosoldado, gracias a un sistema de unión apropiado de los diferentes elementos (unidades modulares), garantiza una perfecta equipotencialidad de todo el prefabricado.

Como se indica en la UNE-EN 61330, las puertas y rejillas de ventilación no están conectadas al sistema equipotencial. Entre la armadura equipotencial, embebida en el hormigón, y las puertas y rejillas existe una resistencia eléctrica superior a 10.000 ohmios (UNE-EN 61330).

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial es accesible desde el exterior.

● **Impermeabilidad**

Los techos están estudiados de forma que impiden las filtraciones y la acumulación de agua sobre ellos, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.

● **Ventilación**

Las rejillas de ventilación están diseñadas y dispuestas adecuadamente para permitir la refrigeración natural de los transformadores (hasta 1.000 kVA), conforme al ensayo de ventilación de la UNE-EN 61330.

● **Grados de protección según IEC 60529**

El grado de protección de la parte exterior del edificio prefabricado es IP23D, excepto en las rejillas de ventilación donde el grado de protección es IP339.

● **Fabricación**

El material empleado en la fabricación de los prefabricados EHC es hormigón armado. Con una cuidada dosificación y el adecuado vibrado se consiguen unas características óptimas de resistencia característica (superior a 250 kg/cm²) y una perfecta impermeabilización.



Ventilación forzada

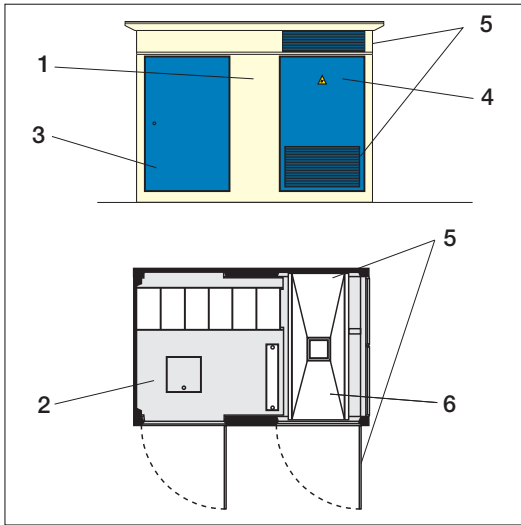
Se ha previsto un sistema de ventilación forzada mediante la incorporación de extractores para aquellos en que no sea suficiente la ventilación natural.

Extractor de Casals modelo “HA 24 M2 1/12”

Tipo	Velocidad	Potencia máxima absorbida	Intensidad máxima Monof. 4 polos	Nivel presión sonora	Caudal máximo
	rpm	W	A	db (A)	m ³ /h
	2.870	60	0,60	65	2.100

Tabla de dimensiones y pesos de los prefabricados EHC

Serie EHC	EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Longitud total (mm)	1.610	3.220	3.760	4.830	5.370	6.440	6.980	7.520
Anchura total (mm)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Altura total (mm)	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Superficie ocupada (m ²)	4,03	8,05	9,40	12,08	13,43	16,10	17,45	18,80
Volumen exterior (m ³)	13,28	26,57	31,02	39,85	44,30	53,13	57,59	62,04
Longitud interior (mm)	1.490	3.100	3.640	4.710	5.250	6.320	6.860	7.400
Anchura interior (mm)	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240
Altura interior (mm)	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535
Superficie interior (m ²)	3,34	6,94	8,15	10,55	11,76	14,16	15,37	16,58
Peso vacío (tm)	6,5	11	13	17	18	21	22	24



- 1. Envoltente.
- 2. Suelos.
- 3. Puerta de peatón.
- 4. Puerta de transformador.
- 5. Rejillas de ventilación.
- 6. Cuba de recogida de aceite.

● **Envoltente**

La envoltente (base, paredes y techos) de hormigón armado se fabrica de tal manera que se carga sobre un camión como un solo bloque en la fábrica. La envoltente está diseñada de tal forma que se garantiza una total impermeabilidad y equipotencialidad del conjunto, así como una elevada resistencia mecánica. El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura beige rugosa (RAL 1014) que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea.

En la base de la envoltente van dispuestos, tanto en los laterales como en la solera, los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión. Estos orificios son partes debilitadas del hormigón que se deberán romper (desde el interior del prefabricado) para realizar la acometida de cables.

● **Suelos**

Están constituidos por elementos planos prefabricados de hormigón armado apoyados en un extremo, sobre la pared frontal, y en el otro extremo, sobre unos soportes metálicos en forma de U que constituyen los huecos que permiten la conexión de cables en las celdas. Los huecos que no quedan cubiertos por las celdas o cuadros eléctricos pueden taparse con unas placas fabricadas para tal efecto.

En la parte central se disponen unas placas de peso reducido, que permiten el acceso de personas a la parte inferior del prefabricado, a fin de facilitar las operaciones de conexión de los cables en las celdas, cuadros y transformadores.

● **Cuba de recogida de aceite**

La cuba de recogida de aceite se integra en el propio diseño del edificio prefabricado. Con una capacidad de 760 litros, está diseñada para recoger en su interior el aceite del transformador sin que éste se derrame por la base.

Sobre la cuba se dispone una bandeja cortafuegos de acero galvanizado perforada y cubierta por grava.

● **Rejillas de ventilación**

Las rejillas de ventilación de los edificios prefabricados EHC están fabricadas de chapa de acero galvanizado (acero inoxidable para la zona Canarias) sobre la que se aplica una película de pintura epoxy poliéster azul RAL 5003. El grado de protección para el que han sido diseñadas las rejillas es IP339.

Estas rejillas están diseñadas y dispuestas de manera que la circulación del aire, provocada por tiro natural, ventile eficazmente la sala de transformadores. Como base de diseño se han tomado los transformadores UNE 21428 de 1.000 kVA y el ensayo de calentamiento de la UNE-EN 61330.

Todas las rejillas de ventilación van provistas de una tela metálica mosquitera.

● **Puertas de acceso**

Están constituidas en chapa de acero galvanizado (acero inoxidable para la zona Canarias) recubierta con pintura epoxy poliéster azul RAL 5003. Esta doble protección, galvanizado más pintura, las hace muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

Las puertas están abisagradas para que se puedan abatir 180° hacia el exterior, pudiendo mantenerlas en la posición de 90° con un retenedor metálico.

Las puertas frontales de peatón de la sala de celdas permiten una luz de acceso de 1.250 mm × 2.100 mm (anchura × altura), mientras que las puertas laterales (en opción) permiten una luz de acceso de 910 mm × 2.100 mm (anchura por altura).

Las puertas de acceso al transformador sólo se pueden abrir desde el interior mediante un dispositivo mecánico, existiendo, en opción, la posibilidad de colocar una cerradura para abrir desde el exterior. Las luces de acceso a la sala de transformadores son 1.250 mm × 2.100 mm (anchura × altura).

● **Mallas de protección de transformador**

Unas rejas metálicas impiden el acceso directo a la zona del transformador desde el interior del prefabricado.

Opcionalmente esta malla de protección puede ser sustituida por un tabique separador metálico.

● **Malla de separación interior**

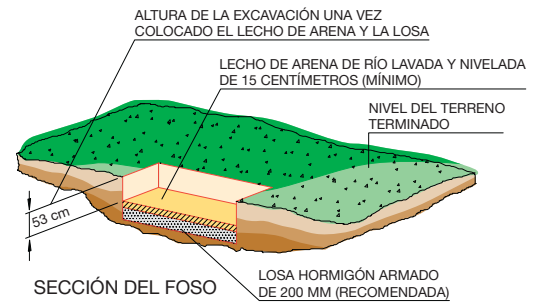
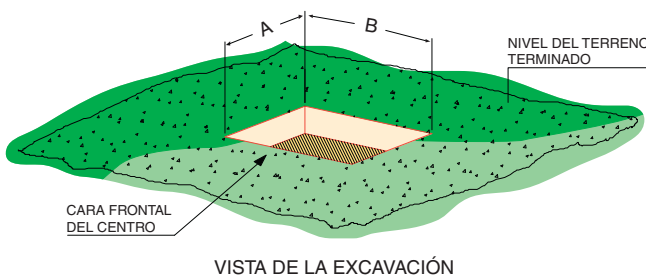
Cuando haya áreas del centro de transformación con acceso restringido, se puede instalar una malla de separación metálica con puerta y cierre por llave.

Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

Para la instalación de los prefabricados de hormigón se requiere haber realizado previamente una excavación en el terreno de las dimensiones que se adjuntan. Se recomienda hacer una losa de hormigón armado cuando la resistencia del terreno sea inferior a 1 kg/cm² o en terrenos donde haya probabilidad de aparición de acuíferos. En el fondo de la excavación (exista o no solera cimentada) se debe disponer siempre de un lecho de arena lavada y nivelada de 150 mm de espesor mínimo. El montaje del prefabricado EHC se realiza en fábrica. Se deberá prever el fácil acceso de un camión de 31 tm de carga (caso más desfavorable) y una grúa para poder realizar la descarga sin presencia de obstáculos. En la figura 1 se muestra el espacio óptimo libre de obstáculos que hay que prever para poder instalar el edificio prefabricado totalmente montado. En aquellos casos en los que no haya un fácil acceso, se ruega consultar. Una vez montado el edificio, deberá quedar de inmediato rodeado completamente de tierra hasta su cota de enterramiento para evitar que las aguas provenientes de lluvias muevan las arenas bajo el edificio y puedan provocar movimientos o fracturas en las piezas que sustentan dicho edificio.

Tabla de fosos para los edificios prefabricados EHC

Serie EHC	EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Foso (m)	A 3,50 B 2,10	3,50 4,00	3,50 4,50	3,50 5,50	3,50 6,00	3,50 7,00	3,50 7,50	3,50 8,00



5

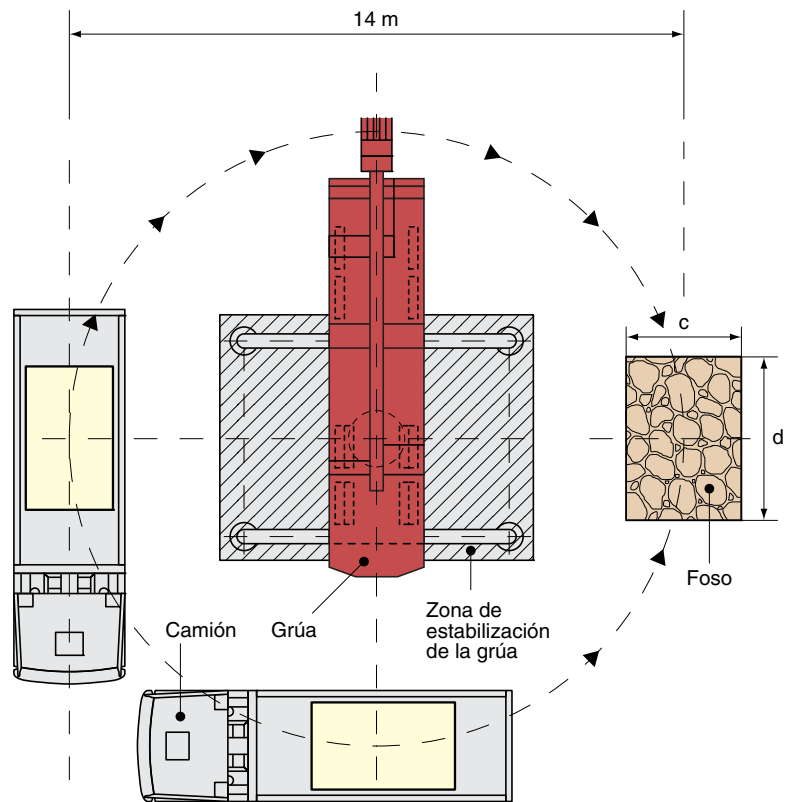


Figura 1

Edificios prefabricados de hormigón serie EHC



La gama de la **serie EHC** se compone de 8 modelos clasificados, según su tamaño, de EHC-1 a EHC-8 (ver tabla de dimensiones).

Según el número de transformadores que puedan instalarse en el prefabricado, éstos se clasifican en S, T1 y T2:

- **S:** "centro de seccionamiento". No puede albergar ningún transformador en su interior. En la pared frontal incorpora una puerta peatonal y una rejilla superior de ventilación.

- **T1:** "centro con 1 transformador". Está preparado para albergar un transformador de 1.000 kVA-24 kV. Según la posición relativa del transformador, el centro T1 se clasifica en:

- T1D: transformador a la derecha visto frontalmente.

- T1I: transformador a la izquierda visto frontalmente.

- **T2:** "centro con 2 transformadores". Está preparado para albergar dos transformadores de 1.000 kVA-24 kV. Según la posición relativa de los 2 transformadores, el centro T2 se clasifica en:

- T2D: los dos transformadores a la derecha vistos frontalmente.

- T2I: los dos transformadores a la izquierda vistos frontalmente.

- T2L: un transformador en cada extremo del centro.

Los prefabricados tipo T1 y T2, además de la puerta peatonal, incorporan (para cada transformador) una puerta de transformador en la pared frontal, rejillas de ventilación para el transformador, una cuba de recogida de aceite y una malla de protección de transformador.

Los prefabricados pueden llevar puertas de peatón y de transformador. En general existen:

- Tantas puertas de transformador como número de transformadores.

- Una puerta de peatón.

En opción, siempre que sea posible, se puede añadir una puerta adicional de peatón en la pared frontal o en la pared lateral (sin transformador). En este caso se añadirán a la nomenclatura las siglas PF (frontal) o PL (lateral). Esta puerta adicional es necesaria en aquellos centros de abonado con malla de separación entre la apartamentada de la compañía eléctrica y la del propio abonado.



Dimensiones útiles EHC (espacio libre para celdas, cuadros BT y armarios de contadores)

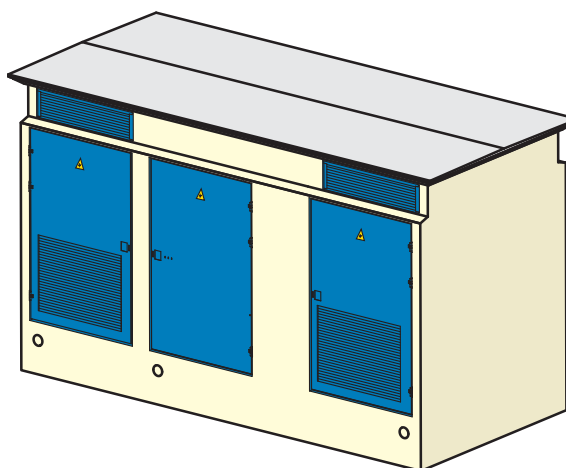
Serie EHC		EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Longitud interior (mm)		1.490	3.100	3.640	4.710	5.250	6.320	6.860	7.400
Longitud útil	S	1.350	2.960	3.500	4.570	5.110	6.180	6.720	7.260
Aparamenta (mm) (celdas-CBT-C/C)	T1D/T1I	-	1.577	2.117	3.187	3.727	4.797	5.337	5.877
	T2L	-	-	-	-	2.344	3.414	3.954	4.494
	T2D/T2I	-	-	-	-	2.117	3.187	3.727	3.727
Longitud útil para celdas (mm)	T1DPF	-	-	-	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410
	T1IPF	-	-	-	1.410	1.410	1.410	1.410	1.410
hasta la malla de separación	T2DPF	-	-	-	-	-	1.410	1.410	1.410
	T2IPF	-	-	-	-	-	1.410	1.410	1.410
Cía. abonado (sala Compañía)	T2LPF	-	-	-	-	-	1.637	1.637	2.217
	T3	-	-	-	-	-	-	-	-

Para el cálculo de la "longitud útil aparamenta", considerar:

- Celdas: anchura SM6-RM6, consultar catálogo Distribución MT.
- CBT: 340 mm.
- C/C: 470 mm.

Para todos los modelos: anchura útil = 2.240 mm y altura útil = 2.535 mm.

- Variantes no posibles.



Perspectiva.

Elección del prefabricado EHCT/EHCS

A continuación se indica el prefabricado (EHCT o EHCS) más adecuado para cada esquema estándar.

Para los centros de abonado se considera que el cuadro BT no está situado en el interior del prefabricado.

Celdas SM6

Esquema eléctrico		Prefabricado	Página
Centro de transformación Distribución pública	1L/R + 1PF + 1CBT + 1T	EHC-2 T1 (I o D)	5/14
	2L + 1PF + 1CBT + 1T	EHC-2 T1 (I o D)	5/14
	3L + 1PF + 1CBT + 1T	EHC-3 T1 (I o D)	5/15
	4L + 1PF + 1CBT + 1T	EHC-4 T1 (I o D)	5/16
	2L + 2PF + 2CBT + 2T	EHC-5 T2 L	5/17
	3L + 2PF + 2CBT + 2T	EHC-6 T2 L	5/18
Centro de seccionamiento	3L	EHC-1 S	5/14
	4L	EHC-2 S	5/14
	5L	EHC-2 S	5/14
C. abonado en punta	1L/R + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-3 T1 (I o D)	5/15
	1L/R + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-4 T1 (I o D)	5/16
	1L/R + 1PD + 1M + 2PF + 1 C/C + 2T	EHC-6 T2 (I, D o L)	5/18
	1L/R + 1PD + 1M + 2PD + 1 C/C + 2T	EHC-7 T2 L	5/19
C. abonado en bucle sin seccionamiento	2L + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-4 T1 (I o D)	5/16
	2L + 1G + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-4 T1 (I o D) (PF o PL)	5/16
	2L + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-4 T1 (I o D)	5/16
	2L + 1G + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-5 T1 (I o D) (PF o PL)	5/17
	2L + 1PD + 1M + 2PF + 1 C/C + 2T	EHC-7 T2 (I, D o L)	5/19
	2L + 1PD + 1M + 2PD + 1 C/C + 2T	EHC-8 T2 L	5/20
C. de abonado en bucle con seccionamiento	2L + 1S + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-4 T1 (I o D)	5/16
	2L + 1S + 1G + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-4 T1 (I o D) (PF o PL)	5/16
	2L + 1S + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-5 T1 (I o D)	5/17
	2L + 1S + 1G + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-5 T1 (I o D) (PF o PL)	5/17

NOMENCLATURA

L = Celda de línea (interruptor).	T = Transformador P ≤ 1.000 kVA.
G = Celda GIM (soporte de mallas de separación entre celdas).	CBT = Cuadro BT UNESA de 4 salidas.
L/R = Celda de entrada (interruptor o remonte de cables).	C/C = Cuadro de contadores.
S = Celda de seccionamiento y remonte.	RM6 (1f) = Celda RM6 de 1 función.
PF = Celda de protección por fusibles.	RM6 (3f) = Celda RM6 de 3 funciones.
PD = Celda de protección por disyuntor.	RM6 (4f) = Celda RM6 de 4 funciones.
M = Celda de medida.	

Celdas RM6

Esquema eléctrico		Prefabricado	Página
Centro de transformación Distribución pública	RM6 (1f) (1 PD) + 1 CBT + 1T	EHC-2 T1 (I o D)	5/14
	RM6 (3f) (2L + 1PF o 1PD) + 1CBT + 1T	EHC-2 T1 (I o D)	5/14
	RM6 (4f) (3L + 1PF o 1PD) + 1CBT + 1T	EHC-3 T1 (I o D)	5/15
	RM6 (4f) (2L + 2PF o 2PD) + 2CBT + 2T	EHC-5 T2L	5/17
	RM6 (5f) (4L + 1PF) + CBT + 1T	EHC-4 T1 (I o D)	5/16
	RM6 (5f) (3L + 2PF) + 2CBT + 2T	EHC-6 T2 (L o I o D)	5/18
	RM6 (6f) (4L + 2PF) + 2CBT + 2T	EHC-6 T2 (L o D) o EHC-7 T2I	5/18
Centro de seccionamiento	RM6 (3f) (3L)	ECS-24	5/5
	RM6 (4f) (4L)	ECS-24	5/5

Esquemas especiales y mixtos

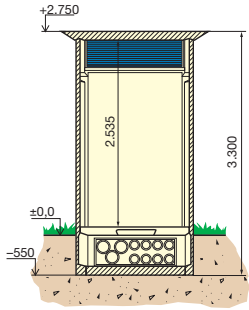
Esquema eléctrico		Prefabricado	Página
Telemando ⁽¹⁾	RM6 (4f) + armario Telemando + 1CBT + 1T	EHC-3 T1 (I o D)	5/15
	RM6 (4f) + armario Telemando + 2CBT + 2T	EHC-6 T2 L	5/18
RM6 + SM6	RM6 (3f) + 1R + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-6 T1 (I o D)	5/18
	RM6 (3f) + 1G + 1R + 1PD + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-6 T1 (I o D) (PF o PL)	5/18
	RM6 (3f) + 1R + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-5 T1 (I o D)	5/17
	RM6 (3f) + 1G + 1R + 1PF + 1M + 1 C/C + 1T	EHC-5 T1 (I o D) (PF o PL)	5/17

(1) El armario de telemando considerado tiene unas dimensiones de 750 × 300 × 1.000 mm (longitud × anchura × altura).

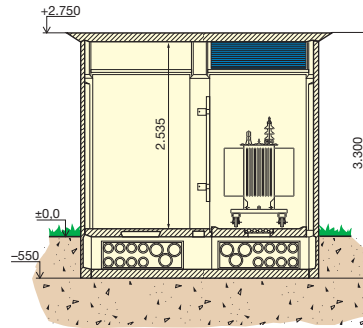
NOMENCLATURA

L = Celda de línea (interruptor).	T = Transformador P ≤ 1.000 KVA.
G = Celda GIM (soporte de mallas de separación entre celdas).	CBT = Cuadro BT UNESA de 4 salidas.
L/R = Celda de entrada (interruptor o remonte de cables).	C/C = Cuadro de contadores.
S = Celda de seccionamiento y remonte.	RM6 (1f) = Celda RM6 de 1 función.
PF = Celda de protección por fusibles.	RM6 (3f) = Celda RM6 de 3 funciones.
PD = Celda de protección por disyuntor.	RM6 (4f) = Celda RM6 de 4 funciones.
M = Celda de medida.	

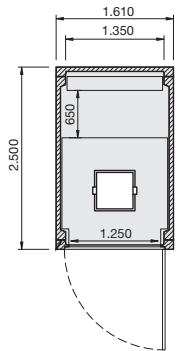
Sección EHC-1 S



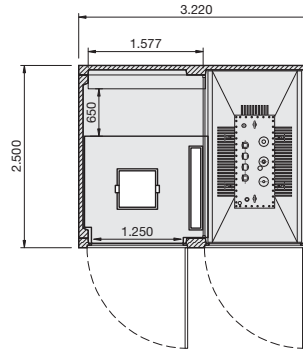
Sección EHC-2 T1D



Planta EHC-1 S



Planta EHC-2 T1D



Planta EHC-2 S

