

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ENERGÉTICAMENTE EFICIENTES

En este tema abordaremos la actividad de generación de energía eléctrica a partir de la luz solar mediante una instalación de paneles fotovoltaicos de corriente continua y una serie de equipos convertidores para su inyección a la red de distribución pública de baja tensión. Plantearemos un ejemplo concreto de instalación e iremos resolviendo progresivamente los problemas que plantea su diseño, siguiendo un esquema típico de cualquier proyecto de ingeniería. Después consideraremos su eficiencia.

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA PARA ENTREGAR ENERGÍA A LA RED EN BAJA TENSIÓN

Las instalaciones que vamos a considerar se ubicarán sobre unas estructuras fijas o móviles de acero galvanizado, situadas en una parcela de suelo rústico no afecto a uso especial ni restringido. Este tipo de instalaciones ofrecen una alternativa seria, viable y económicamente rentable para el uso del suelo rural, que puede potenciar el desarrollo y la promoción del campo castellano.

1.1 Normativa aplicable y bibliografía de referencia

1.1.1 Normativa urbanística

- * Ley 10/1998, de 5 de diciembre, *de ordenación del territorio de la comunidad de Castilla y León.*
- Ley 5/1999, de 8 de abril, *de urbanismo de Castilla y León.*
- Decreto 22/2004, de 29 de enero, *por el que se aprueba el reglamento de urbanismo de Castilla y León.*

1.1.2 Normativa industrial

- * Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, *sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*, BOE 312, de 30 de diciembre de 1998.
Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, *sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*, BOE 235, de 30 de septiembre de 2000.
- * Real Decreto 697/1995, de 28 de abril, *por el que se aprueba el Reglamento del Registro de Establecimientos Industriales de ámbito estatal*, BOE 30/5/1995; y normas concordantes.

1.1.3 Protección del medio ambiente

- * Ley 11/2003, de 8 de abril, *de Prevención Ambiental de Castilla y León*, BOE 103, de 30/4/2003.
- * Ley 16/2002, de 1 de julio, *de prevención y control integrados de la contaminación*, BOE 157, de 2/7/2002.
- * Decreto 3/1995, de 12 de enero, *por el que se establecen las condiciones que deberán cumplir*

las actividades clasificadas, por sus niveles sonoros o de vibraciones, BOCyL nº 11 de 17-1-95, página 409.

1.1.4 Conformidad de las instalaciones

- * Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, *por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT 01 a 51*, BOE 224, de 18 de septiembre de 2002.
- * *Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación, y las Instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT al Reglamento de Alta 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*, BOE nº 309, de 27 de diciembre de 2000. Y en lo no derogado por éste, también el *Reglamento sobre Acometidas Eléctricas*, aprobado por Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, y el *Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía*.
- * RD 2267/2004, de 3 de diciembre, *por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales*, BOE 303 de 17 de diciembre, y corrección de errores en BOE 55, de 5 de marzo de 2005.

1.1.5 Conformidad de la construcción

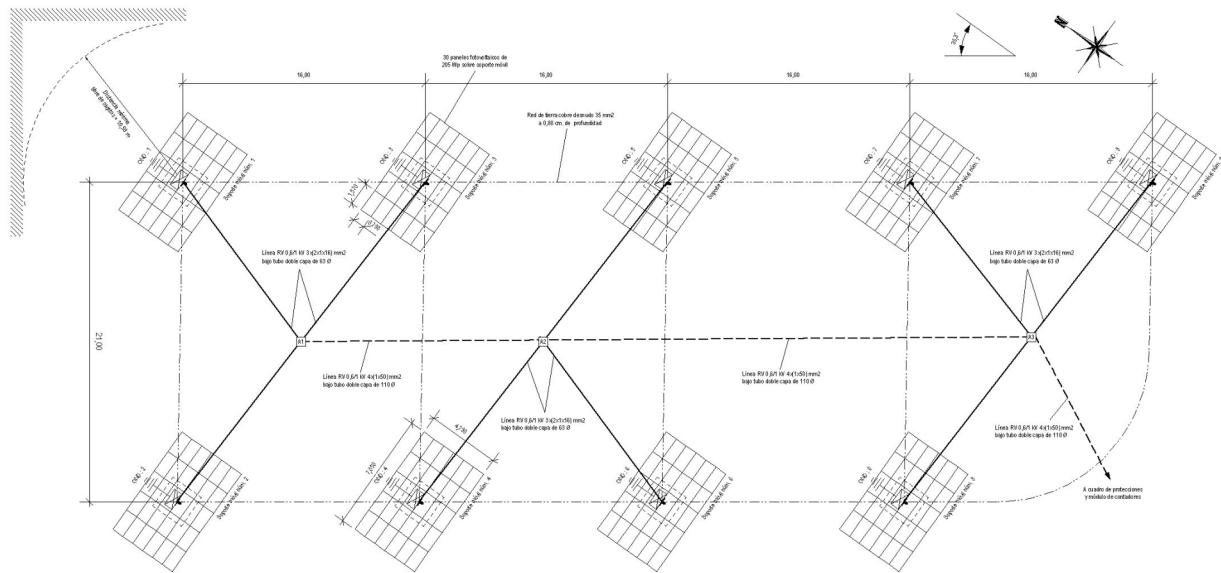
- * *CTE: DB-SE A Seguridad estructural: Acero*, Código Técnico de la Edificación, Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- * *CTE: DB-SE AE Acciones en la edificación*, Código Técnico de la Edificación, Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- * *EHE-08 Instrucción de Hormigón Estructural*, Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio.

1.1.6 Bibliografía

- * *Plan solar de Castilla y León (varias líneas de instalaciones solares fotovoltaicas)*.
- * *Junta CyL y EREN, Energía solar fotovoltaica: manual del proyectista*, León 2004.
- * Junta CyL y EREN, Energía solar térmica y fotovoltaica: Base de datos climatológica de Castilla y León, León 2003.
- * ALONSO ABELLA, Miguel, Sistemas fotovoltaicos, introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica, Madrid 2001.
- * Documentación técnica y comercial de los fabricantes de los equipos a emplear en esta instalación.

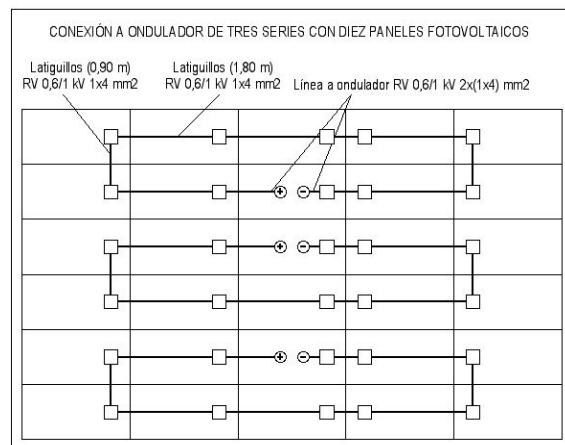
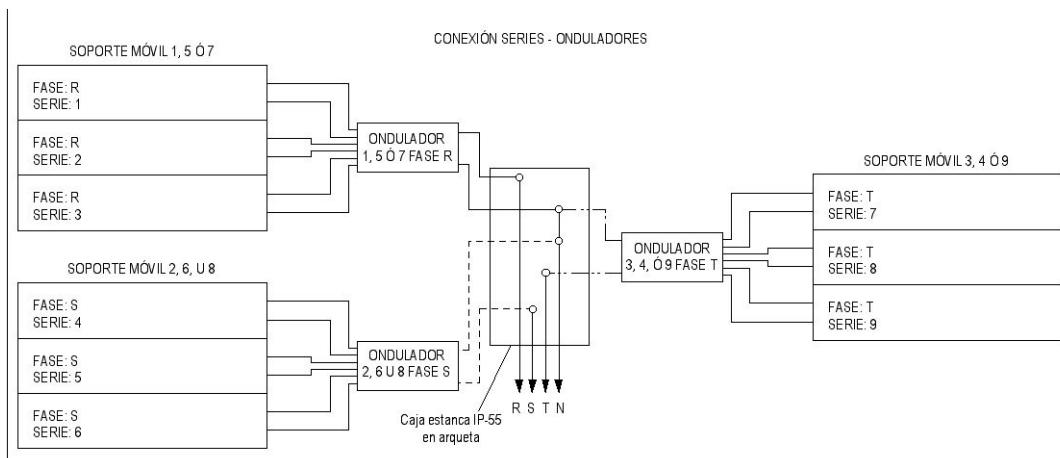
1.1.7 Características técnicas de la instalación proyectada

Consideraremos la instalación de un complejo fotovoltaico para conversión de energía solar en energía eléctrica, de 49,50 kW de potencia nominal, compuesto de 270 placas solares con sistema móvil de seguimiento solar, 9 convertidores monofásicos, un sistema de control y monitorización, y un equipo de protecciones asociado a un contador de medida de la energía obtenida, para su conexión en baja tensión a la red eléctrica.



Esquema de la ubicación en planta de los grupos de paneles y las canalizaciones eléctricas

Los módulos o paneles se agruparán en conjuntos de 30 paneles fotovoltaicos por convertidor, dispuestos en series paralelas, ocupando una superficie aproximada de 38 m^2 cada grupo. En total, contando con las separaciones entre los soportes móviles de las placas, se ocupará una superficie aproximada de algo más de 2 700 m^2 .



Los paneles se fijarán de 30 en 30 a nueve estructuras metálicas galvanizadas móviles de unos 40 m² de superficie cada una, ancladas al terreno mediante cimentaciones de hormigón armado.



Los inversores u convertidores de corriente se colocarán en cada una de las patas de los soportes, debidamente resguardados. El cableado desde los convertidores hasta el armario de control será canalizado bajo tierra. El armario de control, el módulo para equipos de medida y la caja general de protección se hallarán en la fachada o valla de la finca, en lugar apto para su lectura y manipulación por la empresa distribuidora.

La red de baja tensión se construirá desde la caja general de protección hasta el punto de conexión facilitado por la empresa distribuidora.

La instalación de venta hacia la red funcionará automáticamente y en paralelo con la red pública de distribución. El rendimiento económico se contabilizará mediante un contador bidireccional.

1.1.8 Viabilidad

Mediante una instalación como la que aquí se contempla el usuario se convierte en generador de energía eléctrica y por lo tanto, proveedor del sistema eléctrico nacional. Podría tener una instalación de consumo habitual más la nueva de generación, ambas totalmente independientes, aunque en este caso especial no se considera la necesidad de instalación para consumo de energía.

Los beneficios para la economía nacional y el medio ambiente son claros:

- Con una instalación de 49,50 kW, se eliminan 61 toneladas de emisiones de CO₂ y SO₂ a la atmósfera.
- Las microplantas de generación eléctrica, como alternativa a las plantas de alta potencia, reducen las pérdidas de energía en el transporte de la energía, lo que redunda en una mejora de la eficacia global del sistema eléctrico interconectado español.
- La fuente energética es renovable, inagotable, no utiliza agua ni otro tipo de recursos aparte del silicio (que puede extraerse del cuarzo de la arena) que constituye el elemento semiconductor fundamental para el efecto fotoeléctrico en que se basa la generación fotovoltaica.
- No produce contaminación ambiental: ni sonora, ni vibratoria, ni genera residuos de ningún tipo (carece de combustión).
- Es una aplicación de la tecnología existente duradera y fiable, con bajísimas exigencias de mantenimiento. La vida media de los paneles supera los 25 años, pasados los cuales siguen funcionando aunque con rendimiento menor.

Existe la posibilidad de financiar la instalación mediante préstamos que se amortizan con la facturación mensual a la empresa distribuidora. De esta forma, la instalación se autofinancia sin que el cliente deba aportar capital y al completar la devolución del préstamo, se obtendrá un beneficio anual de la cantidad correspondiente a la energía generada.

Las tablas que siguen resumen los cálculos económicos de la rentabilidad esperada, calculada de acuerdo con las especificaciones del Plan solar de Castilla y León:

0,15% Disminución de rendimiento anual
3,00% Inflación prevista anual
2,50% Crecimiento anual de las tarifas eléctricas
0,4215Pc Precio de compra (€/kWh)

Ib Ingreso bruto (€)

387.965 Importe del préstamo (€)
4,75% Tipo de interés del préstamo (TAE%)
20Nº de años
2.507 €Cp Cuota mensual préstamo (€)

1.000,00Cs Cuota anual del seguro (€)

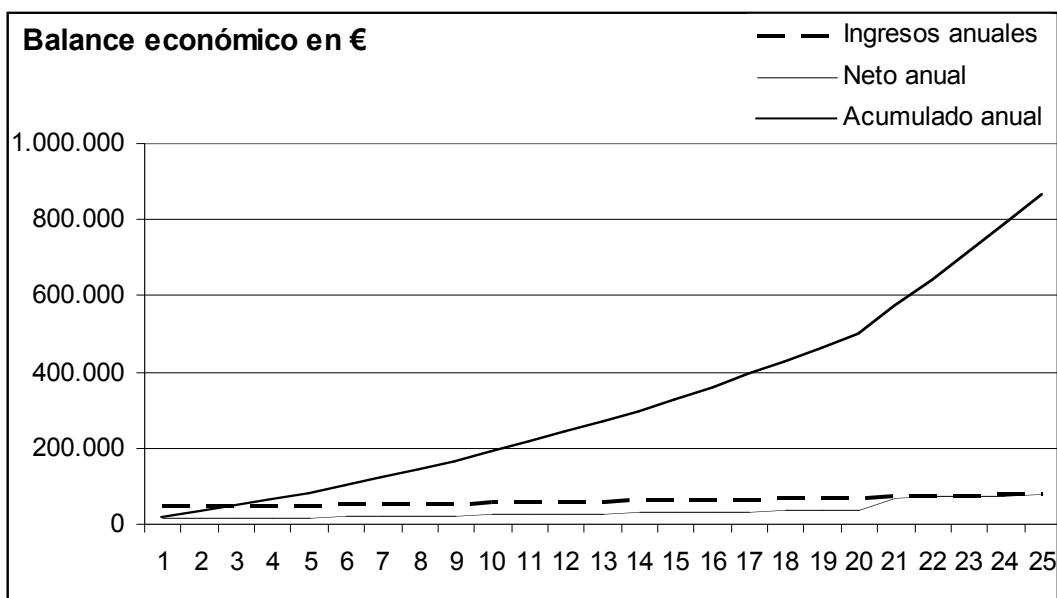
400,00Cm Cuota anual de mantenimiento (€)

Emplazamiento

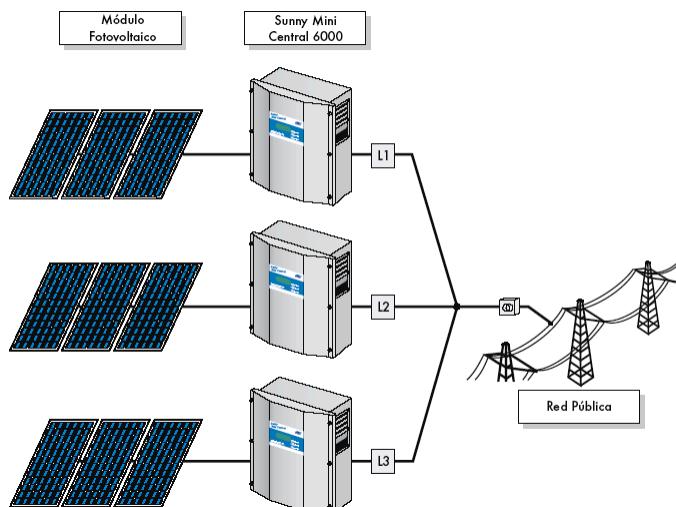
Latitud (L)	40°
Azimut instalación (A)	0°
Inclinación instalación (B)	30°

Potencia Módulo	205 Wp
Número Módulos	270 ud
Superficie/módulo	1,26 m2
Superficie solar total	339,10 m2
Potencia pico instalada	55,40 kW

AÑO	kWh/año	€/kwh	Ingr.bruto	Cp €	Cs €	Cm €	Neto €	Acum €
1	107.096	0,422	45.141	30.085	1.000		14.056	14.056
2	106.935	0,432	46.200	30.085	1.030		15.085	29.140
3	106.775	0,443	47.284	30.085	1.061		16.138	45.278
4	106.615	0,454	48.393	30.085	1.093		17.215	62.493
5	106.455	0,465	49.529	30.085	1.126		18.318	80.811
6	106.295	0,477	50.691	30.085	1.159	400	19.046	99.857
7	106.136	0,489	51.880	30.085	1.194	412	20.189	120.046
8	105.977	0,501	53.098	30.085	1.230	424	21.358	141.404
9	105.818	0,514	54.343	30.085	1.267	437	22.554	163.958
10	105.659	0,526	55.618	30.085	1.305	450	23.778	187.736
11	105.500	0,540	56.923	30.085	1.344	464	25.030	212.766
12	105.342	0,553	58.259	30.085	1.384	478	26.312	239.078
13	105.184	0,567	59.626	30.085	1.426	492	27.623	266.700
14	105.026	0,581	61.025	30.085	1.469	507	28.964	295.664
15	104.869	0,596	62.457	30.085	1.513	522	30.337	326.001
16	104.712	0,610	63.922	30.085	1.558	538	31.741	357.742
17	104.554	0,626	65.422	30.085	1.605	554	33.178	390.920
18	104.398	0,641	66.957	30.085	1.653	570	34.648	425.568
19	104.241	0,657	68.528	30.085	1.702	587	36.152	461.720
20	104.085	0,674	70.135	30.085	1.754	605	37.691	499.412
21	103.929	0,691	71.781	0	1.806	623	69.352	568.763
22	103.773	0,708	73.465	0	1.860	642	70.963	639.726
23	103.617	0,726	75.189	0	1.916	661	72.612	712.338
24	103.462	0,744	76.953	0	1.974	681	74.298	786.636
25	103.306	0,762	78.758	0	2.033	701	76.024	862.661



1.1.9 Condiciones urbanísticas, arquitectónicas, de accesibilidad y justificación del emplazamiento



Idealización de la instalación proyectada

1.1.9.1 *Condiciones urbanísticas*

El solar donde se ubicará la instalación que aquí se contempla está situado en el paraje xxxxxxxxxxxx (Salamanca). Se trata de una parcela rústica de perfiles sensiblemente inclinados, 2,1% de pendiente máxima, carente de arbolado.

Titularidad de la parcela:	Propiedad de xxxxxxxxxxxxx S.L. B-37xxxxxx Cedida en usufructo a xxxxxxxxxxxx S.L.		
Coordenadas UTM:	X= 30xxxxx8	Y= 45xxxx6	Huso= 30
Superficie de la parcela=	0,958 ha		Altitud= 818 m
Ocupación prevista de la parcela:	28,18 %		
Construcciones existentes:	Ninguna		

Accesos:	Camino prolongación calle Nogales
Linderos:	El camino al oeste, parcelas particulares de similares características alrededor
Uso previsto:	Ver dibujos incluidos en estas páginas.

Según la normativa urbanística aplicable, en especial el vigente reglamento de urbanismo de Castilla y León, la parcela está clasificada como SUELO RÚSTICO COMÚN (art. 67, aplicable a municipios sin planeamiento urbanístico específico). Los usos permitidos en ella son los siguientes:

Art. 57 c): Obras públicas e infraestructuras en general, así como las construcciones e instalaciones necesarias para su ejecución, conservación y servicio, entendiendo como tales (...) 2º. La producción, transporte, transformación, distribución y suministro de energía.

Art. 59: En suelo rústico común (...)

a) Son usos permitidos (...) 2º. Los citados en la letra c) del artículo 57, cuando estén previstos en la planificación sectorial o en instrumentos de ordenación del territorio o planeamiento urbanístico.

b) Son usos sujetos a autorización todos los demás citados en el artículo 57.

En consecuencia, se trata de

ACTIVIDAD EN SUELO RÚSTICO COMÚN USO EXCEPCIONAL SUJETO A AUTORIZACIÓN ⁽¹⁾

La situación y disposición de las instalaciones se indican en los croquis que se insertan en las distintas secciones de este tema.

1.1.9.2 Condiciones arquitectónicas

A continuación se resumen las condiciones arquitectónicas más importantes de las instalaciones:

- Soportes y bastidores de placas solares en acero laminado soldado y galvanizado.
- Cada soporte móvil servirá para colocar 30 placas solares, medirá 8.000 x 5.000 mm y tendrá un ángulo de giro de elevación de 10...90º, y ángulo de este-oeste.
- La estructura se construirá con perfiles conformados.
- En la posición más desfavorable, la parte superior de la fila de paneles más alta no estará a más de 5 m del suelo.

1.1.9.3 Condiciones de accesibilidad

La instalación se ubica en un solar con acceso directo desde el camino.

1.1.9.4 Justificación del emplazamiento

Suele ser frecuente que por circunstancias no coyunturales sino permanentes, el propietario de la finca se vea ante la imposibilidad material de continuar con la explotación del terreno mediante los procedimientos agrícolas usuales. El terreno corre, pues, el riesgo de permanecer sin producir beneficio alguno en adelante, a no ser que se le dote de una instalación como la prevista.

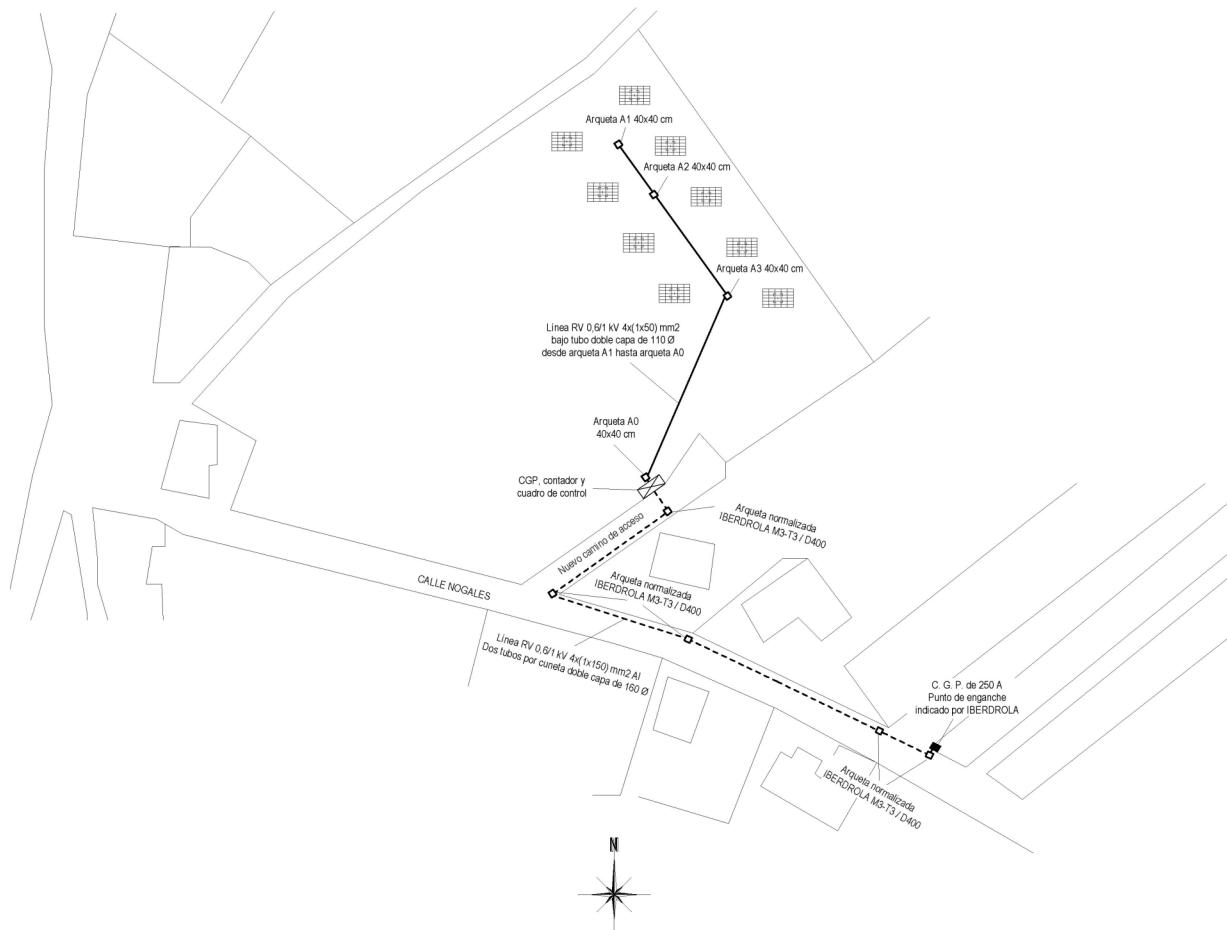
Aprovechando la posibilidad de inyectar energía a la red pública mediante conexión a la línea de baja tensión cercana a la parcela, los terrenos vuelven a ser productivos, procurando un beneficio económico

¹ La tramitación de la autorización será conforme a los arts. 306 a 308 del reglamento urbanístico de Castilla y León.

neto al propietario de manera pasiva y automática, y sin atentar contra las infraestructuras, servicios y demás prestaciones del entorno.

Aquí no se pretende la construcción de ninguna vivienda unifamiliar aislada, y son indudables las implicaciones de beneficio para el interés público, como han demostrado, entre otros:

- El Plan solar para Castilla y León.
- El Plan nacional de fomento de energías renovables.
- La normativa reguladora de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red pública, señalada al inicio de este documento (vid. las exposiciones de motivos respectivas).



1.2 Fuentes de emisiones, residuos y emanaciones

1.2.1 Análisis general

A continuación se analizan pormenorizadamente diversos tipos de residuos contemplados en la legislación vigente, para identificar los que previsiblemente producirá esta instalación y, en su caso, diseñar las medidas preventivas y correctoras que resulten más eficaces:

- a) *Residuos sólidos que constituyan basuras domiciliarias o se generen por las actividades comerciales o de servicios, así como los procedentes de la limpieza viaria o de los parques y jardines:*

Esta instalación no genera residuos.

- b) *Vehículos y enseres domésticos, maquinaria y equipo industrial abandonados:*
Ninguno.
- c) *Escombros y restos de obras:*
Ninguno. Los de la ejecución de la obra deberán ser llevados a vertedero autorizado.
- d) *Residuos biológicos y sanitarios, incluyendo los animales muertos y los residuos o enseres procedentes de actividades sanitarias, de investigación o fabricación, que tengan una composición biológica y deban someterse a tratamiento específico:*
Ninguno.
- e) *Residuos industriales, incluyendo lodos y fangos:*
Ninguno.
- f) *Residuos de actividades agrícolas, entre los que se incluyen expresamente, los sustratos utilizados para cultivos forzados y los plásticos y demás materiales utilizados para la protección de tales cultivos contra la intemperie:*
Ninguno.
- g) *Todos cuantos desechos y residuos deban ser gestionados por las Corporaciones Locales, con arreglo a la vigente legislación de Régimen Local:*
Ninguno.
- h) *Residuos tóxicos y peligrosos, que estén caracterizados como tales por la normativa vigente:*
Ninguno.
- i) *Vertidos, tanto líquidos como sólidos, que, de forma directa o indirecta, se realicen desde tierra a cualquier bien de dominio público marítimo terrestre, así como los de aguas residuales en la zona de servidumbre de protección y zona de influencia:*
Ninguno.

1.2.2 Ruidos y vibraciones

Al no constar la existencia de una Ordenanza municipal específica, se toma como referencia el Decreto 3/1995, de 12 de enero, *por el que se establecen las condiciones que deberán cumplir las actividades clasificadas, por sus niveles sonoros o de vibraciones*, BOCyL nº 11 de 17-1-95, página 409.

De acuerdo con lo establecido en dicha norma, esta instalación no produce ni ruidos ni vibraciones.

1.3 Incidencia de la actividad o instalación en el medio potencialmente afectado

Por la ubicación de las instalaciones, su tamaño relativo, la actividad a la que se destinan, y las emisiones y residuos previstos, no es previsible que puedan afectar significativamente a su entorno o medio circundante.

Las alteraciones más significativas atañen al impacto visual. Pero éstas serán insignificantes por tratarse de una zona llana y no superar la construcción la altura de 5,00 m, que es inferior a la de coronación de cualquier edificación de dos plantas. El recinto contará, además, con un vallado perimetral.

1.4 Cumplimiento de la normativa sectorial vigente

1.4.1 Condiciones de las instalaciones

La instalación se ejecutará de acuerdo a la normativa señalada al principio de este tema y, en especial, será conforme con la instrucción técnica ITC-BT-40 del *Reglamento de baja tensión* sobre instalaciones generadoras de energía eléctrica en baja tensión. La extensión de la red de distribución, en su caso,

será conforme también con el *Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación*, y las Instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT al Reglamento de Alta Tensión.

1.4.2 Condiciones de protección contra el fuego

La normativa específica sobre incendios en las instalaciones industriales en general, es decir, el RD 2267/2004, de 3 de diciembre, *por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales*, BOE 303 de 17 de diciembre, y corrección de errores en BOE 55, de 5 de marzo de 2005, no resulta aplicable directamente a este tipo de instalación. Por aplicación analógica, además, esta instalación no presenta riesgo de incendio ni requiere medidas de alarma o extinción.

1.4.3 Condiciones de seguridad y salud

Este tipo de instalaciones no implica a trabajadores que presten sus servicios en ella ni sus alrededores, ni siquiera de forma esporádica fuera de la reducida labor de mantenimiento anual a partir del 5º año. Por ello no resulta aplicable la normativa específica de seguridad y salud en los puestos de trabajo.

2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN Y SUS COMPONENTES

2.1 Características de los materiales



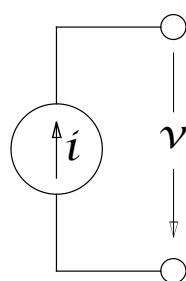
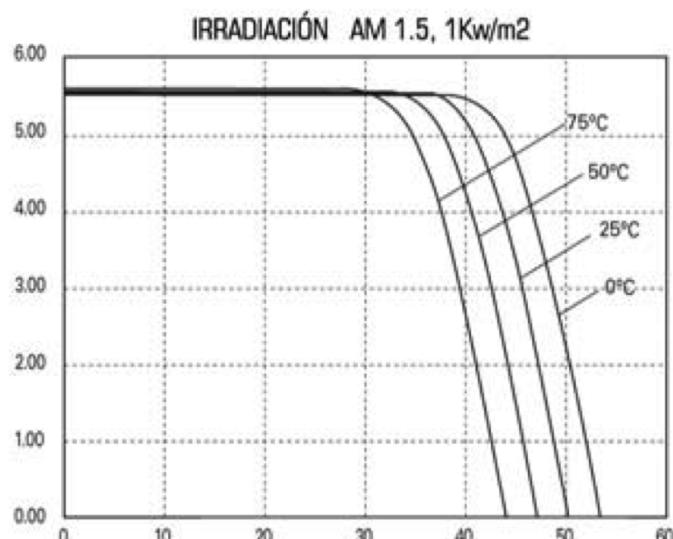
Aislamiento clase II
Fabricado según IEC 61215

CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Fabricante	Sanyo	
Modelo	205 NHE1	
Potencia nominal	205	W pico
Tensión de circuito abierto	50,3	V
Corriente de cortocircuito	5,54	A
Tensión en punto de máxima potencia	40,7	V
Corriente en punto de máxima potencia	5,05	A
Temperatura nominal de operación	46 ±2	°C
Temperatura de trabajo	-40 a +85	°C
Coeficiente temperatura - potencia	-0,30	%/°C
Coeficiente temperatura - tensión de circuito abierto	-0,126	V/°C
Coeficiente temperatura de corriente de cortocircuito	+1,66	mA/°C
Dimensiones (tolerancia ±2 mm)	1570 x 798 x 35	mm
Peso	15	kg

Las características anteriores han sido extraídas de las gráficas que representan la relación entre la tensión entre los bornes de la placa y la intensidad a que ésta da lugar [a la derecha, en abscisas la tensión continua en V, y en ordenadas, la intensidad en A].

Puede apreciarse cómo la placa resulta ser una fuente de intensidad²) en todo el tramo horizontal, es decir, desde 0V hasta que la curva empieza a descender. Para una temperatura de la placa de 25°C y contando con una irradiación normalizada de 1000W/m², esta tensión vienen a ser unos 38V aproximadamente. Para temperaturas menores dicha tensión a partir de la cual la placa deja de ser una fuente de intensidad ideal es mayor. Recíprocamente, a mayor temperatura, esa tensión desciende.



La potencia que entrega la placa como fuente de intensidad es, si la intensidad y la tensión tienen el sentido representado en el dibujo:

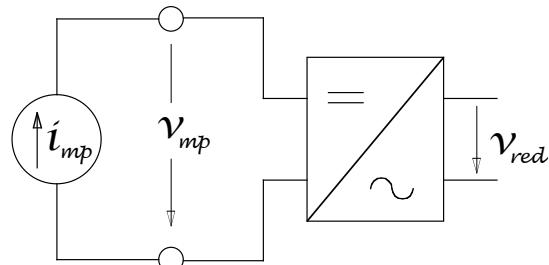
$$p = v i$$

Luego para que la placa entregue la máxima potencia hay que conseguir que el producto de la tensión que se le aplica por la intensidad que da en ese caso sea máximo.

$$p_{max} = v_{mp} i_{mp}$$

Evidentemente ese punto, que llamaremos de máxima potencia (*mp*, o en inglés *mpp* de *maximum power point*), estará próximo al lugar donde la intensidad deja de ser constante, donde empieza a decrecer, pues ahí las tensiones son muy altas y la intensidad todavía lo es. Ese punto define la tensión que se deberá aplicar a la placa en todo momento para extraer de ella siempre el mejor rendimiento.

El dispositivo encargado de fijar la tensión a la placa es el convertidor (*inverter* en inglés, por lo que muchos lo llaman "inversor"), que no es sino un rectificador de doble onda que transforma la tensión alterna de la red pública de distribución en una tensión continua suficientemente alisada y perfecta, del valor adecuado para colocar a las placas en su punto de máxima potencia.

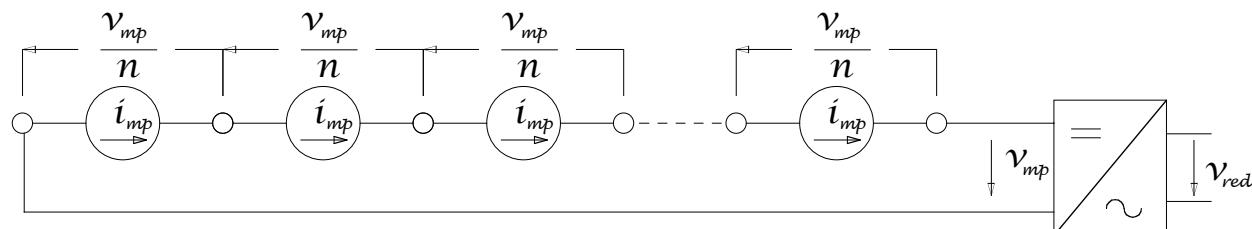


Usualmente los convertidores ofrecen un rango de tensiones continuas que ofrecer a las placas que a ellos se conectan. Los fabricantes lo denominan "rango de tensiones de entrada del inversor", pero es el intervalo dentro del cual el convertidor puede detectar cuál es la tensión que produce el aprovechamiento óptimo de las fuentes de intensidad que a él se conectan. Fuera de ese rango, tanto por encima como por debajo, el convertidor será incapaz de obtener el mejor rendimiento posible de las placas fotovoltaicas.

Ese rango de tensiones es usualmente superior a 200V e inferior a 1000V en corriente continua. Como las placas ofrecen una v_{mp} del orden de las decenas de voltios, es preciso conectar varias placas en serie para que puedan entrar dentro del rango de regulación del convertidor. Al conectar, por ejemplo, 10

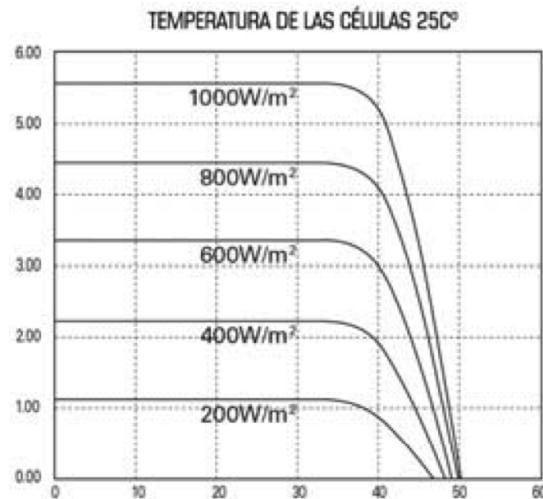
² Se recuerda que una característica esencial de una fuente de intensidad es que mantiene constante la intensidad que circula por ella con independencia de la tensión a la que se la someta, es decir, cualquiera que sea la tensión que se aplique a sus bornes. Esta placa solar tiene exactamente ese comportamiento en todo el tramo horizontal de su curva característica.

placas de las anteriores en serie, cada una se verá sometida a 1/10 de la tensión ofrecida al conjunto. Como su tensión V_{mp} es de 40,7 V a 25°C, el convertidor deberá ofrecer a la serie de placas 407 V, lo que entrará dentro del rango de sus posibilidades, logrando así obtener el máximo rendimiento de todas ellas.



Conexión de n placas iguales en serie.

El punto óptimo de trabajo de cada serie de placas depende sobre todo, como ya se ha visto, de su temperatura, luego el convertidor tendrá que proceder a ajustar frecuentemente la tensión ofrecida al conjunto, para hacer máximo siempre el producto tensión por intensidad.



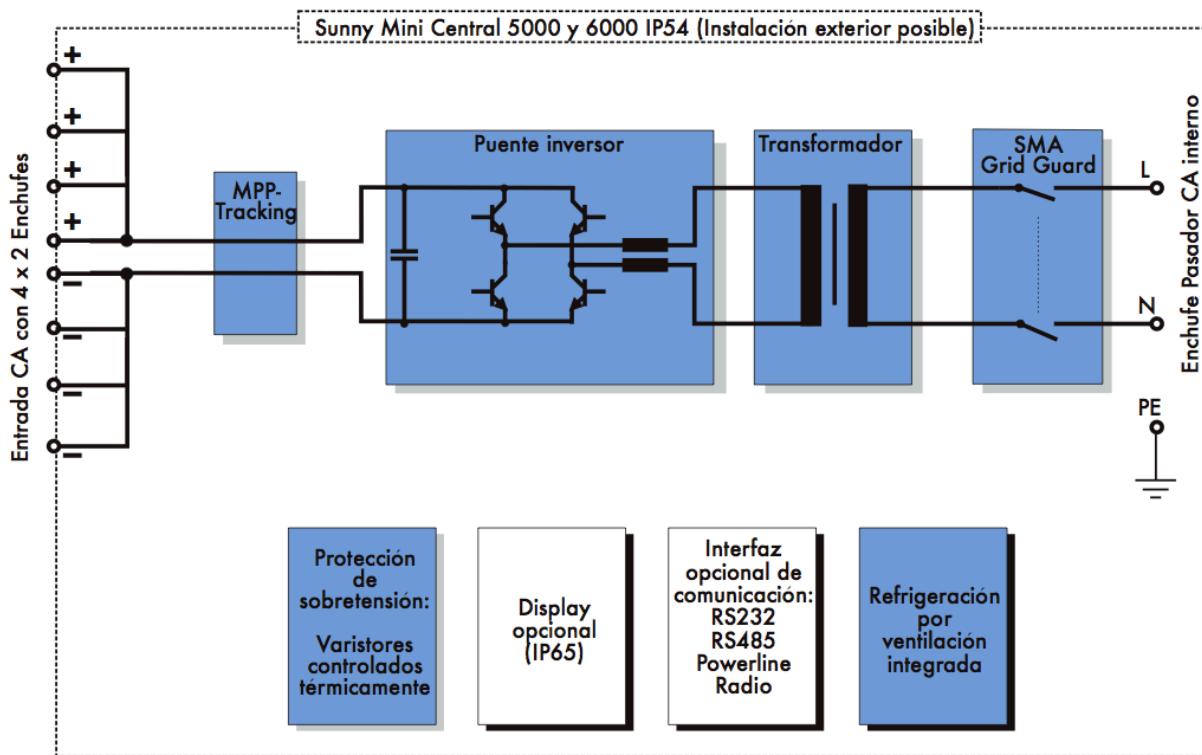
Pero también hay que tener en cuenta la influencia de la radiación solar incidente sobre la potencia de la instalación. La gráfica representa la intensidad proporcionada por la placa vista más arriba para distinta radiación solar. La potencia radiación recibida sobre la placa se ve influenciada por numerosos factores, destacando por supuesto los atmosféricos, pero cambia también a lo largo del día por la distinta elevación del sol y su acimut (punto ocupado sobre el horizonte, medido en grados de circunferencia), con lo que los ajustes del convertidor deben ser prácticamente continuos.

En la práctica, los equipos comercialmente disponibles regulan constantemente, de forma casi instantánea, gracias al control ejercido sobre su electrónica de potencia por un pequeño procesador.



CARACTERÍSTICAS DE LOS CONVERTIDORES

Fabricante	SMA	
Modelo	Sunny Mini Central 6000	
Potencia nominal	6,00	kW
Tensión de entrada	250 ... 600	V
Tensión de salida	230	V
Intensidad nominal de salida	26	A
Conexión	I+N	
Protección contra subtensión	Sí	
Protección contra sobretensión	Sí	
Protección de subfrecuencia	Sí	49,8Hz
Protección de sobrefrecuencia	Sí	50,2Hz
Protección contra falta de red	Sí	

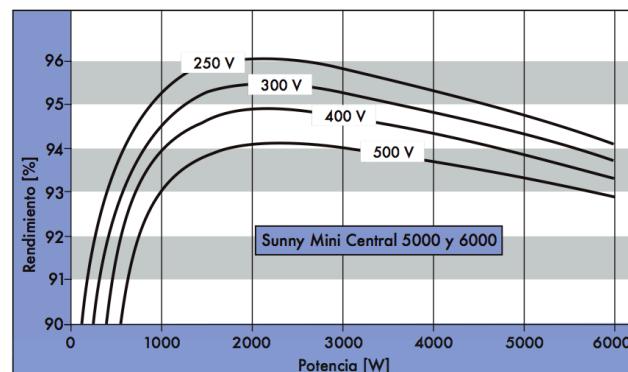


Esquema simplificado de los módulos que componen un convertidor tipo.

Los convertidores irán colocados generalmente debajo de cada soporte, sujetos al mástil central, provistos de un dispositivo de ventilación adecuado que limite la temperatura interna del equipo a no más de 10°C por encima de la del ambiente. Opcionalmente pueden colocarse en un soporte específico individual o que agrupe varios (normalmente grupos de tres, para ir configurando un sistema de fuentes trifásico equilibrado).

Aunque el rendimiento de los rectificadores depende de cada equipo (es decir, conviene consultar al fabricante), con frecuencia resulta que a menor tensión necesaria en el lado de corriente continua, mejor suele ser el rendimiento de la conversión a corriente alterna.

El gráfico adjunto responde, justamente, a esta situación. Se insiste, no obstante, que es una cuestión a confirmar con el fabricante del modelo elegido en cada caso.



El replanteo de los soportes, dotados en este caso de un dispositivo móvil para el seguimiento del sol, exige conocer la curva de sombra que estos proyectan a lo largo de todo el año para determinada altitud mínima del sol y para el solsticio de invierno, que son los puntos más desfavorables. Así podrán situarse en el espacio disponible asegurando que no se harán sombra unos a otros.

En los gráficos adjuntos pueden observarse las situaciones que es preciso considerar y la distancia mínima norte-sur que debe respetarse para aprovechar toda la radiación a partir de un ángulo de radiación solar (ángulo de elevación o altura del sol sobre el horizonte) de $\beta \geq 10^\circ$. Este valor puede aumentarse hasta 15° si hubiera problemas de espacio, ya que el rendimiento de los paneles con el sol

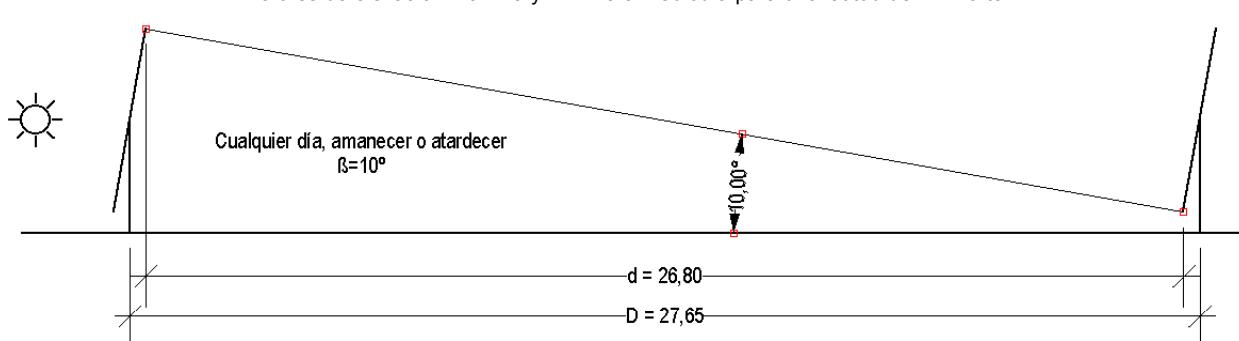
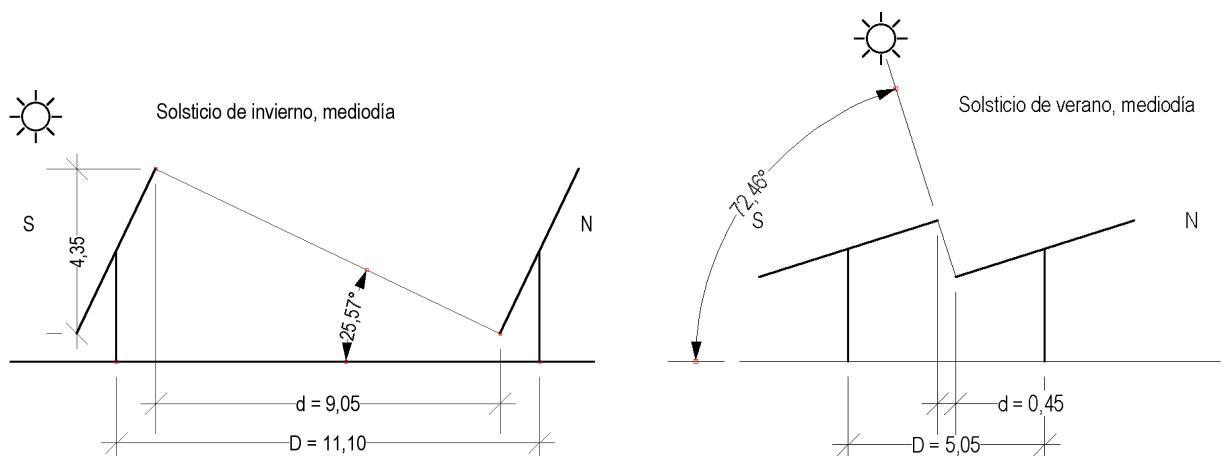
bajo o próximo al horizonte (amaneceres y atardeceres) es pequeño, del orden del 20-25% del nominal.



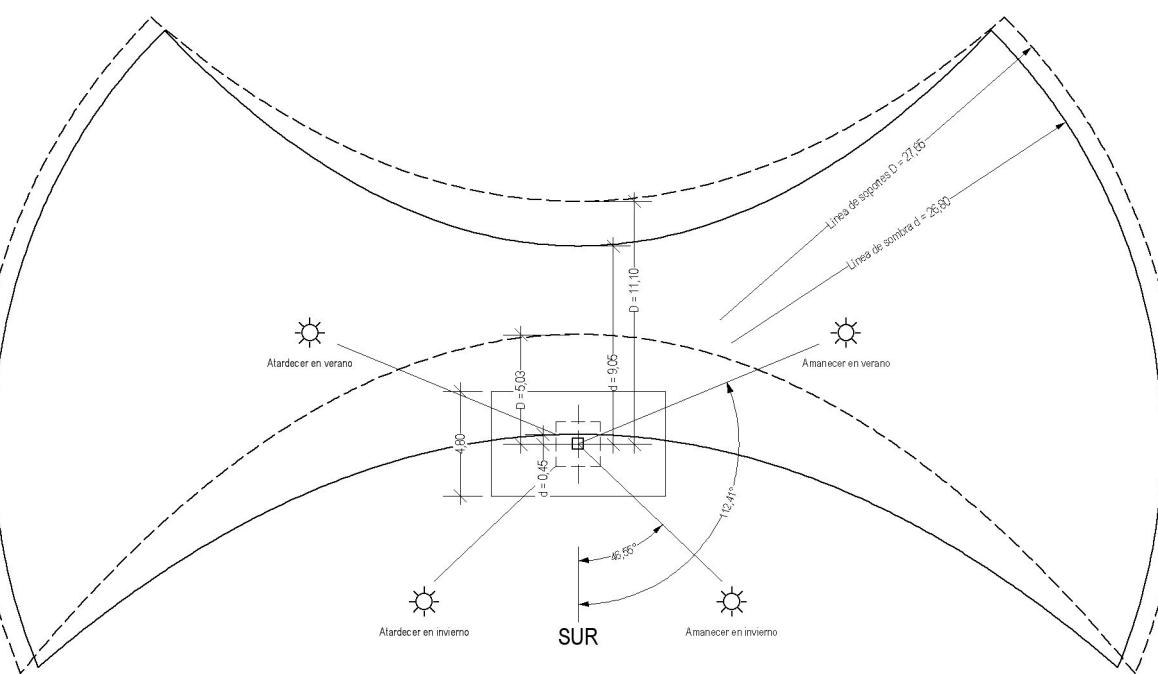
SOPORTE MÓVIL

Fabricante	DEGERTRAKER	
Modelo	5000 NT	
Para potencia solar	4000...6000	Wp
Superficie modular hasta	40	m ²
Carga de soporte	1000	kg
Angulo de giro en elevación	10...90°	
Angulo de giro este-oeste	360° con interruptores finales de carrera ajustables	
Tensión de servicio	24	VDC
Consumo propio al año	3...4	kWh
Protección frente al viento	Velocidad máxima de 80 km/h	Autom.
Altura máxima	5'00 m	

En planta es preciso conocer los acimuts del solsticio de invierno y de verano, tanto en el orto como en el ocaso. Con estos datos, las distancias anteriores, y mediante sencillas relaciones trigonométricas, puede construirse la curva de sombras extremas que proyecta cada soporte en el espacio situado al oeste, norte y este de él (nunca hacia el sur, en este hemisferio, evidentemente). Se representa también a continuación la curva de sombras que proyecta el soporte citado más arriba.



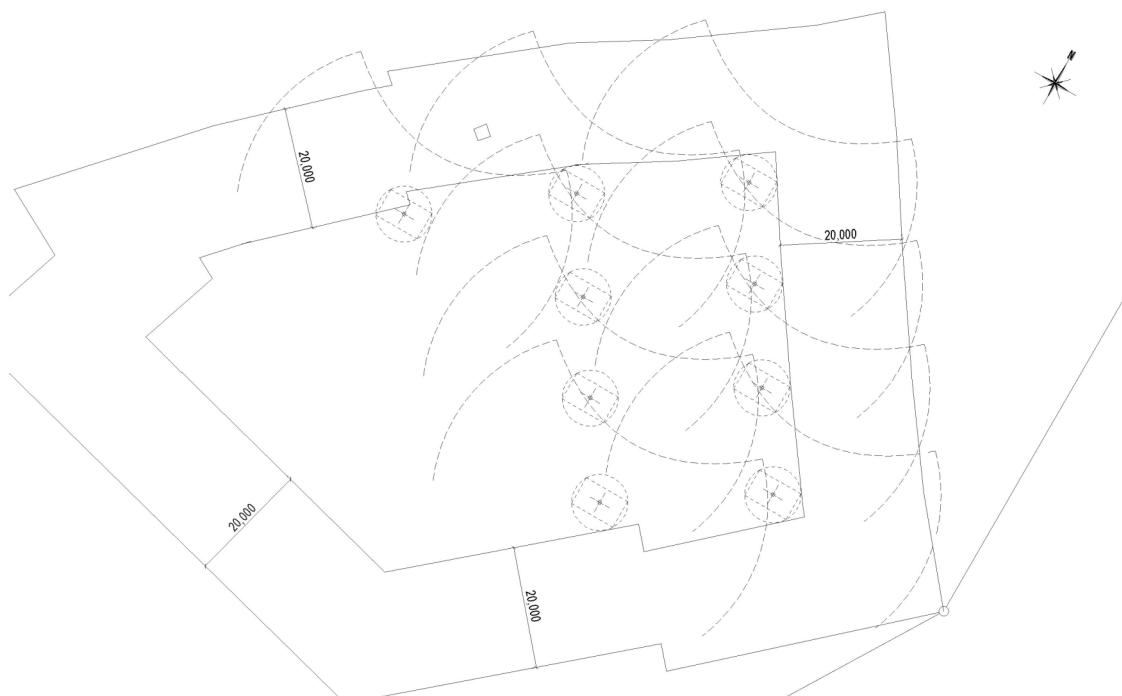
El valor de $\beta = 10^\circ$ es un umbral de aprovechamiento muy exigente.
Puede rebajarse a $\beta = 15^\circ$ para reducir distancias entre soportes sin demasiada merma en el rendimiento anual.



PARA EL REPLANTEO SE RESPETARÁN LAS DISTANCIAS EXIGIDAS
POR LAS SITUACIONES MÁS DESFAVORABLES (AMANECER,
ATARDECER Y MEDIODÍA DEL INVIERNO), INDICADAS POR LAS LÍNEAS
DE TRAZOS EXTERNAS

Curva de sombra del soporte elegido, para nuestra latitud (41°N, provincia de Salamanca, España)
y un aprovechamiento solar a partir de $\beta=10^\circ$ de elevación sobre el horizonte.

Utilizando la curva de sombra del soporte, el replanteo de la instalación completa puede ser como se ilustra:



Replanteo de la instalación utilizando la curva de sombra del soporte elegido.
Se han dejado los retranqueos a caminos y linderos exigidos por la normativa para uso excepcional de suelo rústico.

2.2 Configuración de la instalación

Según el Plan solar de Castilla y León, el número de los paneles solares fotovoltaicos se elegirá de acuerdo con su potencia pico y tensión nominal de trabajo, y en función también de las características del convertidor al que se conecten, redondeándose el resultado al número inmediatamente superior.

Ineludiblemente se debe asegurar unas prestaciones mínimas, en horas de funcionamiento anuales, equivalentes a 1.000 kWh/kW "pico" ⁽³⁾.

De las consideraciones anteriores se deduce que la mejor manera de conectar e instalar los paneles solares es la de la tabla adjunta, con los siguientes significados:

INTERPRETACIÓN DE LA TABLA

- Nº total de paneles: el número de paneles o placas solares fotovoltaicas descritas en la sección anterior que se instalarán, en total.
- Potencia unitaria placa: la potencia nominal, medida en condiciones normalizadas CEM (condiciones estándar de medida):
 - o Radiación normal a la superficie del panel, 1.000 W/m²
 - o Distribución espectral normalizada tipo AM 1,5
 - o Temperatura del panel 25°C
- Total potencia placas: producto del número de paneles totales por su potencia unitaria nominal, en kilovatios.
- Sobredimensionamiento: relación entre el total de la potencia de las placas o potencia instalada y la suma de las potencias nominales del lado de corriente alterna de los convertidores. En general es aconsejable sobredimensionar ligeramente la potencia nominal de las placas, pues la práctica sugiere que el rendimiento a la larga de la instalación es superior y el sobrecoste inicial se amortiza rápidamente. Las razones son múltiples, y la principal parece ser la de poder ofrecer la suficiente potencia al convertidor cuando, por el paso de los años, la suciedad acumulada en los paneles haga disminuir el rendimiento de estos.
- Conexión: en serie un determinado número de paneles para obtener un conjunto que requiera una adecuada tensión de salida, es decir, dentro del rango que el convertidor puede ofrecer (se explica luego); en paralelo estos conjuntos o series a cada convertidor.
- Paneles por serie: número de paneles que se conectarán en serie, sumando sus tensiones requeridas sin superar la máxima tensión "de entrada" del convertidor (el rango de tensiones que puede ofrecer a las placas) en corriente continua.
- Número de series: cociente del número total de paneles entre el número de paneles por serie.
- Nº convertidores: el número total de convertidores monofásicos instalados, descritos en la sección anterior.
- Potencia unitaria nominal: potencia nominal de cada convertidor, proporcionada en el lado de corriente alterna, según certificación del fabricante.
- Total potencia red CA: suma de las potencias nominales unitarias de todos los convertidores monofásicos instalados.
- Infrautilización: cociente entre la potencia de red CA y el total de potencia de placas o potencia instalada.

³ En multitud de sitios se alude a la potencia nominal de las placas, es decir, la que otorgan bajo radiación AM 1'5 1kW/m² a 25°C sometidas a su tensión característica V_{mp} , como potencia "pico". Nosotros la llamaremos potencia nominal de las placas o, simplemente, potencia de las placas.

- Conexión: cada tres convertidores monofásicos constituirán un grupo generador trifásico equilibrado conectado en estrella a un punto neutro, unido al neutro de la red pública de distribución. El seguimiento de la onda de tensión de red de cada convertidor garantiza el sincronismo y el desfase adecuado entre ellos.
- Paneles por convertidor: número total de placas solares conectadas en una o más series a cada convertidor monofásico.
- Series por convertidor: número total de series conectadas en paralelo a cada convertidor monofásico.

Resumen de configuración de este ejemplo			
PANELES		CONVERTIDORES	
Nº total de paneles:	270	Nº convertidores:	9
Potencia unitaria placa:	205 W (cond. CEM)	Potencia unitaria nominal:	5,50 kW
Total potencia placas:	55,35 kW	Total potencia red CA:	49,50 kW
Sobredimensionamiento:	1,118	Infrautilización:	0,881
Conexión:	serie / paralelo	Conexión:	trifásica
Paneles por serie:	10	Paneles por convertidor:	30
Tensión de salida (cc):	407 V máx	Tensión de salida (ca):	230 V
Intensidad de serie (cc):	5,04 A máx	Intensidad de salida (ca):	23,91 A
Nº de series:	27	Series por convertidor:	3

VERIFICACIONES DE LA COMPATIBILIDAD ENTRE CONVERTIDOR Y PLACAS

Para comprobar la compatibilidad de las tensiones requeridas por las series de placas con el rango de regulación que puede ofrecer el convertidor, hay que verificar al menos las siguientes condiciones:

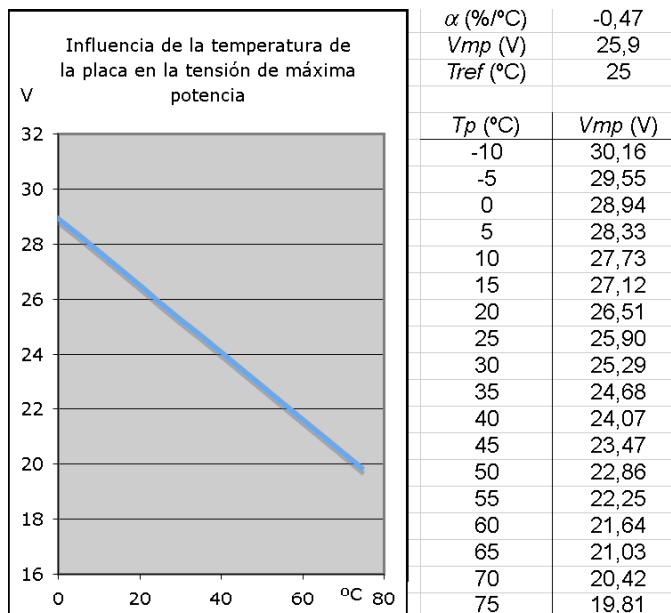
1. La tensión que el fabricante de las placas señala como de máxima potencia a 25°C, v_{mp} , multiplicada por el número n de placas que componen cada serie, debe entrar dentro del margen de regulación del convertidor.
2. En previsión de que las placas deban funcionar a pleno sol pero a temperaturas extremadamente bajas, habrá que efectuar la misma operación pero considerando esta vez la nueva tensión v_{mp} que será mayor que la anterior. Como esa tensión no se conoce, una buena práctica consiste en considerar la máxima tensión que el fabricante ofrece en su tabla de características, y que suele ser la tensión de circuito abierto (*open circuit*, v_{oc}). Esta tensión es la que debe imponerse a la placa para que la intensidad que proporciona bajo una radiación determinada sea 0'00A. Como cero amperios es la intensidad que circula por un circuito abierto, es la tensión de circuito abierto, y es la que se mide con la placa al sol directamente sobre sus bornes. Si se comparan las curvas a distintas temperaturas que da el fabricante puede verse cómo la tensión v_{mp} a 0°C se parece, sin llegar a ser, la tensión de circuito abierto v_{oc} , luego tomando v_{oc} quedamos del lado de la seguridad, y es lo que se puede hacer.
3. Similarmente, pero al revés, ocurre cuando las placas trabajan a temperaturas muy elevadas. En este caso su tensión v_{mp} es más baja, y se corre el riesgo de requerir al convertidor que ofrezca tensiones demasiado pequeñas. Aquí deberá tomarse el valor v_{mp} para la temperatura más alta conocida, que en nuestro ejemplo solo puede estimarse aproximadamente a partir de la gráfica para la curva de 75°C porque el fabricante no lo precisa. Fijando no obstante ese valor, el producto por el número n de placas nos da la tensión mínima que se le va a exigir al convertidor, que debe ser capaz de proporcionarla por estar dentro de su rango de regulación.

Compatibilidad entre convertidor y placas		
Rango tensiones cc convertidor	200V - 600V cc	
Máxima tensión V_{oc} placa	50,3V cc	
Máxima tensión serie V_{oc}	503V cc	Cumple
Tensión punto máxima potencia placa	40,7V cc	
Tensión punto máxima potencia serie	407V cc	Cumple
Tensión máxima temperatura conocida (75°C)	32V cc aprox	
Tensión máxima temperatura serie	320V cc aprox	Cumple

La influencia de la temperatura sobre los distintos parámetros de cada placa (en especial la tensión de máxima potencia) puede venir indicada por el fabricante no solo a través de una gráfica sino también en mediante una serie de factores. Así, por ejemplo, para la tensión de máxima potencia, el fabricante puede indicar un parámetro α (%/°C), que representa la relación entre la tensión a una temperatura conocida y la tensión a otra diferente, en tantos por ciento.

Sabiendo el factor α y conocida la v_{mp} a una temperatura de referencia T_{ref} , para diferentes valores de la temperatura de placa T_p se obtiene la nueva v'_{mp} así:

$$v'_{mp} = v_{mp} + \Delta V = v_{mp} + v_{mp} \frac{\alpha}{100} (T_p - T_{ref}) = v_{mp} \left[1 + \frac{\alpha}{100} (T_p - T_{ref}) \right]$$



En los dibujos que se han ido incluyendo en este tema pueden consultarse tanto las ubicaciones respectivas de todos los equipos como el trazado del cableado y el esquema unifilar correspondiente. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas generadoras.

2.3 Conductores y canalizaciones

Según el Plan solar de Castilla y León y el Reglamento para baja tensión ITC BT 40, para cualquier condición de trabajo, los conductores del lado de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a los valores especificados a continuación, referidos a la tensión nominal continua del sistema. La tabla resume los valores permitidos y los adoptados en Proyecto:

Caídas de tensión		
Tramo	Permitida	Proyectada
Entre el generador y el convertidor	3% = 12,21 V	0,22 V
Entre regulador y baterías	1% = 4,07 V	No procede
Entre convertidor y baterías	1% = 4,07 V	No procede
Entre regulador y convertidor	1% = 4,07 V	No procede
Entre convertidor y cargas (contador)	1,5% = 3,45 V	2,335 V

Estos valores se alcanzan mediante el empleo de las siguientes secciones en las conexiones:

CONDUCTORES		
Tramo	Sección	Tipo
Latiguillos entre placas	2x 4 mm ²	RV 0,6/1kV
Conexión series - convertidor	2x4 mm ²	RV 0,6/1kV
Conexión convertidores - arquetas	2x 16 mm ²	RV 0,6/1kV
Conexión arquetas – cuadro de control	4x 50 mm ²	RV 0,6/1kV

En estas condiciones las pérdidas eléctricas ascienden, para la instalación funcionando a plena carga, a:

Pérdidas máximas ≤ 384,40 W (0,78 %)

Los conductores a emplear serán del tipo RV 0,6/1kV, de cobre, aptos para su instalación tanto enterrada como entubada o a la intemperie.

CÁLCULO DE LA DERIVACIÓN INDIVIDUAL:

La derivación individual tendrá las siguientes características:

Sección = 50 mm²

Conductor = cobre

Longitud = 53,00 m

Para la caída de tensión en líneas con cargas alimentadas al final:

$$e(V) = \frac{P(W) \times L(m)}{g_{\frac{56}{35}Cu} \times U(V) \times S(mm^2)} = \frac{\sqrt{3} \times L(m) \times I(A)}{g_{\frac{56}{35}Cu} \times S(mm^2)} = 2,39 \text{ V (0,59%)}$$

Para la densidad de corriente, según la ITC-BT 07:

Configuración = terna de cables unipolares

Tipo de aislamiento = XLPE

Intensidad máxima = 230 A

Factor corrector por entubamiento = 0,8

Intensidad admisible ≤ 184 A

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U(V) \times \cos \varphi} = 72,90 \text{ A} (<< 184\text{A})$$

En consecuencia, es válida la sección adoptada.

Los mismos criterios se deben seguir para el cálculo de las demás secciones de los cables a emplear en esta instalación.

Las canalizaciones se ejecutarán con tubo corrugado doble capa, interior liso, en PVC. Enterradas una profundidad mínima de 40 cm. Su instalación respetará la instrucción ITC-BT 07 *Redes subterráneas para distribución en baja tensión*. Se instalarán arquetas registrables en los lugares apropiados, de al menos 40x40x40 cm.

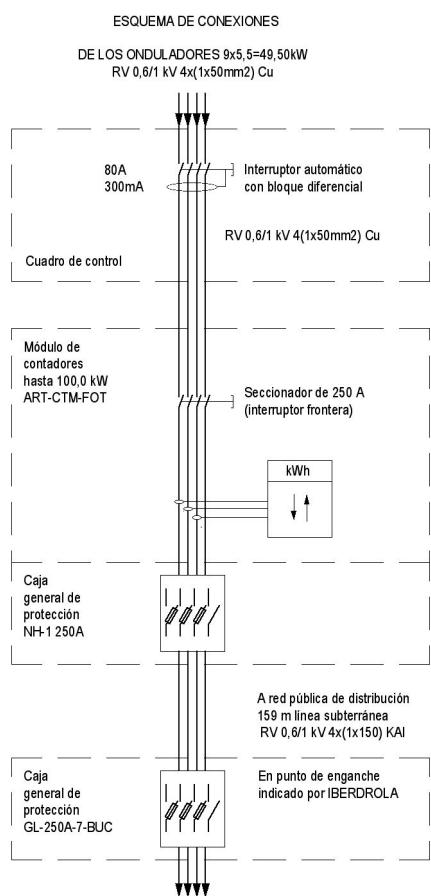
2.4 Protecciones eléctricas

2.4.1 Generalidades

Los siguientes sistemas de protección de las personas contra contactos eléctricos, directos e indirectos, y de protección de las instalaciones contra cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones, se han diseñado de acuerdo con el vigente Reglamento para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, así como según el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Por otro lado, y según el Plan solar de Castilla y León:

- Como principio general se debe asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico básico clase I. Se recomienda, no obstante, la utilización de equipos y materiales clase II. En este caso:
 - o Los paneles son de clase II.
 - o Los convertidores vienen dotados de un transformador separador de circuitos a su salida, con aislamiento galvánico clase II. Su ubicación precisa dentro de envolventes que eleven su grado de estanqueidad de IP23 a IP43 al menos, garantizan la misma condición clase II en su conjunto.
- Se deben incluir todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones superiores a $50V_{rms}$ o $120V_{dc}$. En particular, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a la tierra general de toda la instalación. En este caso:
 - o Los convertidores disponen de protección en el lado de corriente continua frente a falta a tierra, sobretensiones, sobrecargas e inversión de polaridad. Véase el cuadro de características reproducido a continuación.
 - o Se prevé la instalación de anillos de electrodo de cobre desnudo de 35 mm^2 de sección mínima, a no menos de 0,8 m de profundidad, al que se unirán todos los elementos metálicos, incluidas las partes metálicas de cuadros y equipos eléctricos.
 - o La impedancia de puesta a tierra de la instalación no será superior a 5Ω medidos en cualquier punto de la misma.
 - o El sistema de protección así configurado, en el que ningún conductor activo está puesto a tierra pero sí lo están todas las partes metálicas de los aparatos y soportes, se conoce con el nombre de *generador flotante* y es totalmente equivalente al sistema IT previsto por el RBT (ver luego).
- Se deben incluir todas las protecciones necesarias para proteger la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. En este caso:



- Hay protección magnetotérmica y diferencial en el lado de corriente alterna de la instalación, que la aisla del resto de la red en caso de defecto.
- Producido el fallo anterior y separada la instalación de la red, los convertidores se apagan también porque actúa su protección anti-isla, con lo que la instalación de corriente alterna resulta totalmente protegida.
- Por otro lado, las protecciones de salida (CA) de los convertidores instalados cumplen la función de protección contra cortocircuitos (protección fusible), sobrecargas (limitación de la intensidad de salida) y sobretensiones (varistores).
- En el lado de corriente continua no puede haber sobrecargas ni sobretensiones porque la fuente de energía, el Sol, tiene un valor máximo conocido para el que se ha diseñado la instalación (CEM). Y dada la práctica coincidencia de la intensidad nominal y de cortocircuito de las placas solares, tampoco puede calibrarse una protección para el caso de cortocircuitos, con lo que esta no puede instalarse. Además, no hay tampoco un lugar lógico para hacerlo. La protección frente a cortocircuitos descansa, pues, en el aislamiento de toda la instalación CC.

- Las instalaciones conectadas a la red general de distribución no deben provocar averías en la misma, ni disminuir las condiciones de seguridad o alteraciones superiores a las permitidas por la normativa que resulte aplicable. En este caso:
 - Se han diseñado los dispositivos de conexión de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento para baja tensión, ITC BT 40 "Instalaciones generadoras de baja tensión":
 - La protección contra sobre y subtensión, y contra variaciones de frecuencia, la incorpora cada uno de los convertidores, por lo que no es preciso duplicarla en cabecera.
 - La protección global contra sobrecarga se confía a un interruptor automático magnetotérmico en cabecera.
 - Se instalarán materiales que cumplen la normativa vigente y disponen de marcado CE.
- Se dispone de la certificación del fabricante que asegura la compatibilidad de los equipos electrónicos empleados con la normativa comunitaria sobre Seguridad eléctrica y Compatibilidad electromagnética. La certificación se reproduce más abajo como "Declaración de conformidad CE".

CERTIFICACIÓN DEL FABRICANTE DEL CONVERTIDOR SOBRE SU CONFORMIDAD CON LA NORMATIVA COMUNITARIA SOBRE SEGURIDAD ELÉCTRICA Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Declaración de conformidad

Sunny
Central

para inversores fotovoltaicos

Producto: Sunny Mini Central
Tipo: SMC 5000, SMC 6000

Declaramos por la presente, que los aparatos descritos en el presente documento cumplen, en los tipos puestos en circulación por nosotros por su concepción y construcción, con las normas de la Unión Europea, en concreto con las Directivas de Compatibilidad Electromagnética (EMC) según 89/336/EWG y de Baja Tensión según 73/23/EWG.

Los aparatos descritos satisfacen además, las prescripciones de las siguientes normas:

Compatibilidad electromagnética:

Emisión: DIN EN 61000-6-3: 2002-08

MEDIA DE LAS PERTURBACIONES RADIOELÉCTRICAS: DIN EN 61000-6-4: 2002-08

DIN EN 55022: 2003-09, Categoría B

Fluctuaciones de red: DIN EN 61000-3-11: 2001-04

DIN EN 61000-3-12: 2004-06 (borrador de norma)

Inmunidad a las perturbaciones electromagnéticas: DIN EN 61000-6-1: 2002-08

DIN EN 61000-6-2: 2002-08

Seguridad de aparato: DIN EN 50178: 1998-04

Convertidores de semiconductores: DIN EN 60146-1-1: 1994-03

Debido a ésto obtienen los aparatos descritos en este documento el marcado CE.

Niedetal, el 30. de Enero de 2004

SMA Technologie AG

i.V. Frank Greizer

i.V. Frank Greizer

(Jefe de desarrollo de tecnología solar)

SMCCB110905

SMA Technologie AG

Hannoversche Straße 1-5

31265 Niedetal

Tel. +49 561 9522 - 0

Fax. +49 561 9522 - 100

www.SMA.de

info@SMA.de



2.4.2 Fundamento de la protección en corriente continua

Adaptado de:

NORBERTO REDONDO MELCHOR y otros,
"Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión"
Revista Dyna, marzo 2008, pp. 104-112

Las explicaciones que siguen se refieren al sistema de protección ya descrito más arriba, que consiste en adoptar el sistema IT con las partes activas totalmente aisladas de tierra y las masas metálicas (marcos de placas, estructura, masas de convertidores) al electrodo de tierra general de la instalación fotovoltaica. Este sistema otorga de por sí, y sin necesitar dispositivo adicional alguno, una protección suficiente y excelente para las personas frente a contactos directos e indirectos. Esto es sencillo de

comprender como ahora se verá:

2.4.2.1 Protección frente a contactos directos

Un contacto directo es el contacto de personas o animales con partes activas de materiales y equipos (ITC-BT 01 art. 50).

Es peligroso cuando da lugar a circulación de corriente por el cuerpo humano:

- Como se adopta el sistema IT para el lado de corriente continua, es de común conocimiento que un solo contacto directo es siempre inocuo. Sin embargo, voy a explicar la razón: la corriente que "podría salir" por ese primer y por tanto único fallo no tiene camino de retorno hacia la fuente de energía, luego no "puede salir" y nunca "sale". Luego si no "sale" nunca, nunca pasará corriente por la persona, no porque la persona no toque un conductor activo, ya que se supone que es lo que está haciendo y por eso hay un primer fallo frente al que hay que protegerla, sino porque no hay corriente alguna que la ponga en peligro. Evidentemente las mismas razones para afirmar que nunca "sale" rigen para decir que tampoco "entra" nunca, y la conclusión es la misma.
- Para que un contacto directo sea peligroso debe producirse un contacto con el positivo y con el negativo de una fuente de energía a la vez. Luego en este caso debe tratarse del positivo y el negativo de *la misma serie* de paneles solares. Si se trata de polos de *distintas series* ocurrirá lo mismo que con un contacto solo, es decir, no circulará corriente a través de la persona pues carecerá de camino de regreso a su fuente respectiva, y ambos contactos directos resultarán inocuos. Dos series de paneles son *distintas*, en el sentido que aquí se utiliza, cuando no están puestas en paralelo en ningún punto, ni siquiera por dentro del convertidor (luego, generalmente, pertenecen a convertidores distintos).

Como medida de protección frente a un doble contacto directo sobre la misma serie de paneles, único peligroso como acaba de verse, se adoptan las siguientes medidas:

- Protección por aislamiento de las partes activas (ITC-BT 24 art.3.1): se emplean equipos de doble aislamiento (ITC-BT 01 art. 71) o de aislamiento reforzado que es equivalente (ITC-BT 01 art. 04).
- Protección por medio de barreras o envolventes (ITC-BT 24 art.3.2): mejoras de seguridad añadidas a los convertidores electrónicos, fijadas de manera segura y separadas de las partes activas, que para ser suprimidas (mantenimiento y reparación) necesitan el empleo de llaves o herramientas.

2.4.2.2 Protección frente a contactos indirectos

Un contacto indirecto es el contacto de personas o animales domésticos con que se han puesto en tensión como resultado de un fallo de aislamiento (ITC-BT 01 art. 51).

Es peligroso cuando da lugar a circulación de corriente por el cuerpo humano:

- Como se adopta el sistema IT para el lado de corriente continua, un solo contacto indirecto es siempre inocuo pues la corriente no tiene camino de retorno hacia la fuente de energía. Luego nunca pasará corriente por la persona.

Al no haber paso de corriente, no aparecen potenciales peligrosos, es decir, la tensión de contacto es siempre cero.

Es más: al estar puestas a tierra todas las masas metálicas, su potencial respecto de tierra es imposible, por definición, que se modifique en absoluto. Es el potencial del polo afectado por la puesta en contacto con tierra el que cambia para ajustar su valor al de tierra, no al revés. Pero esto no modifica la conclusión anterior sino que la corrobora: sigue sin haber tensión de contacto alguna.

- Para que un contacto indirecto sea peligroso debe convertirse en directo. En efecto: supongamos que un primer fallo de aislamiento pone en contacto un conductor activo de una serie de placas con las masas metálicas de la instalación. El potencial de ese polo será el de tierra, como se ha dicho, pero de momento no hay camino de retorno hacia esa serie de placas

(la fuente de energía), y no hay riesgo para las personas. Entonces puede ocurrir:

- Que un segundo fallo de aislamiento afecte a la *misma* serie de placas a través de las masas metálicas. En este caso el camino de retorno sí existe, pero es franco y está garantizado por la interconexión de todas las masas metálicas. Como consecuencia, la corriente circula por las masas metálicas de forma expedita, sin resistencias que puedan dar lugar a la aparición de tensiones peligrosas. Las placas estarían en cortocircuito a través de la malla equipotencial que forman todas las masas metálicas interconectadas y no hay modificación de potenciales respecto de tierra. No aparecen tensiones peligrosas para el cuerpo humano, y la tensión de contacto no puede superar ni de lejos los límites reglamentarios (24V como máximo).
- Que el segundo fallo de aislamiento afecte a la *misma* serie de placas pero se produzca no a través de las masas metálicas, sino mediante el contacto directo de una persona con el otro polo activo. Entonces podría circular corriente a través de la persona, pero ya no estaríamos hablando de un contacto indirecto, sino de uno directo, cuya protección reglamentaria ya se justificó más arriba. Este contacto directo estaría sometido a la tensión de contacto que fijara el inversor para la serie de placas en ese momento, y que rondaría la tensión de diseño del circuito si se trabajase entonces a la potencia nominal (si fuera de día, no hubiera nubes, etc.).
- Que el segundo fallo de aislamiento afecte a otra serie de placas *distinta* de la del primero. En este caso las posibles corrientes de defecto no encontrarían camino de retorno a sus fuentes respectivas, y se trataría de dos primeros defectos aislados entre sí, sin tensiones de contacto respecto de tierra e inocuos por tanto.

Como medida de protección frente a contactos indirectos se adoptan, de entre las previstas reglamentariamente (art.4 ITC-BT 24), las que resultan aplicables a este tipo de instalación. En concreto (comento varias alternativas reglamentarias):

- *Protección por corte automático de la alimentación* (ITC-BT 24 art.4.1): no resulta aplicable porque la alimentación (la fuente de energía) no se puede desconectar en un punto lógico o evidente dado que este no existe. En efecto, como cada panel solar es, a la vez, una fuente de energía y un potencial elemento de riesgo a proteger, resulta imposible poder separarlo de sí mismo "cortando la alimentación". E igual ocurre respecto de cualquier otro punto de la instalación de corriente continua: es a la vez parte de la alimentación y un elemento a proteger, que no puede separarse de sí mismo.

Esta inaplicabilidad del sistema de protección previsto en el art.4.1 citado hace que no sea reglamentariamente necesario considerar las tensiones de contacto incluidas en este apartado para el sistema IT (me refiero al art.4.1.3). Sin embargo esas tensiones ya han sido consideradas en el análisis de más arriba y han resultado inofensivas en todos los casos de auténticos contactos indirectos (no así cuando hay un contacto directo, como se ha visto).

Por la misma razón de la inaplicabilidad del sistema de protección previsto en el art.4.1 citado tampoco son reglamentariamente exigibles los aparatos habitualmente asociados con el esquema IT que cita el art.4.1.3 (vigilantes de aislamiento, interruptores diferenciales, fusibles...). Sin embargo se puede comentar algo al respecto:

- Si se dispone de vigilante de aislamiento, éste se puede utilizar activamente. Se tratará de un dispositivo, del que normalmente vienen provistos los convertidores, que mide la impedancia entre cada conductor de continua y el conductor de protección, es decir, el conductor conectado a la puesta a tierra de masas metálicas de la planta fotovoltaica. En caso de detectar valores anormalmente bajos de esa impedancia se puede deducir que ha habido un fallo de aislamiento, y entonces el vigilante avisa con un error. En algunos modelos se provoca, incluso, la desactivación de la conversión de corriente cc/ca, con lo que baja el rendimiento de la planta y se debe intervenir para reparar el problema. Se trata, en suma, de un vigilante de aislamiento con función de aviso al primer defecto.

Los vigilantes de aislamiento que se vienen utilizando en otros sistemas IT disponen, además, de una segunda función, que es el corte de la alimentación al segundo defecto de aislamiento. En este caso dicha función de corte de la alimentación carece de

sentido, por las razones que ya se apuntaron más arriba, es decir, porque se trataría de proteger a la propia fuente de alimentación (la instalación fotovoltaica en c.c.) separándola de sí misma, lo que no tiene sentido.

- Los interruptores diferenciales no funcionan en corriente continua y no se utilizan en este tipo de instalaciones. Las razones se explican profusamente en el artículo técnico citado al principio. En dicho artículo se razona, además, que en este caso no hacen ninguna falta.
- Los fusibles o los interruptores automáticos no sirven para nada en este caso, pues las sobrecorrientes no existen: la fuente de energía es el sol y su valor es constante justo antes y justo después de un fallo eléctrico, luego las corrientes de cortocircuito son las mismas que las corrientes nominales o de funcionamiento normal de los circuitos y no pueden ser detectadas por ningún interruptor automático (y menos lograr fundir un fusible).
- *Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente* (art.4.2 ITC-BT 24): esta es la protección que se adopta, porque es también la más adecuada frente a contactos directos como se razonó más arriba. Se emplean equipos de doble aislamiento (ITC-BT 01 art. 71) o de aislamiento reforzado que es equivalente (ITC-BT 01 art. 04).

Además se completan con aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica que aislan los equipos eléctricos que poseen únicamente aislamiento principal (los inversores normalmente).

- *Protección en los locales o emplazamientos no conductores* (art.4.3 ITC-BT 24): se trata de prever que las personas pueden entrar en contacto simultáneo con dos masas o un elemento conductor a tensiones diferentes, y consiste en alejar las masas entre sí, o en interponer obstáculos de material aislante que impidan el contacto. Una medida de seguridad semejante se suele adoptar en estos casos (placas de policarbonato que impiden el acceso al interior del inversor, etc.).

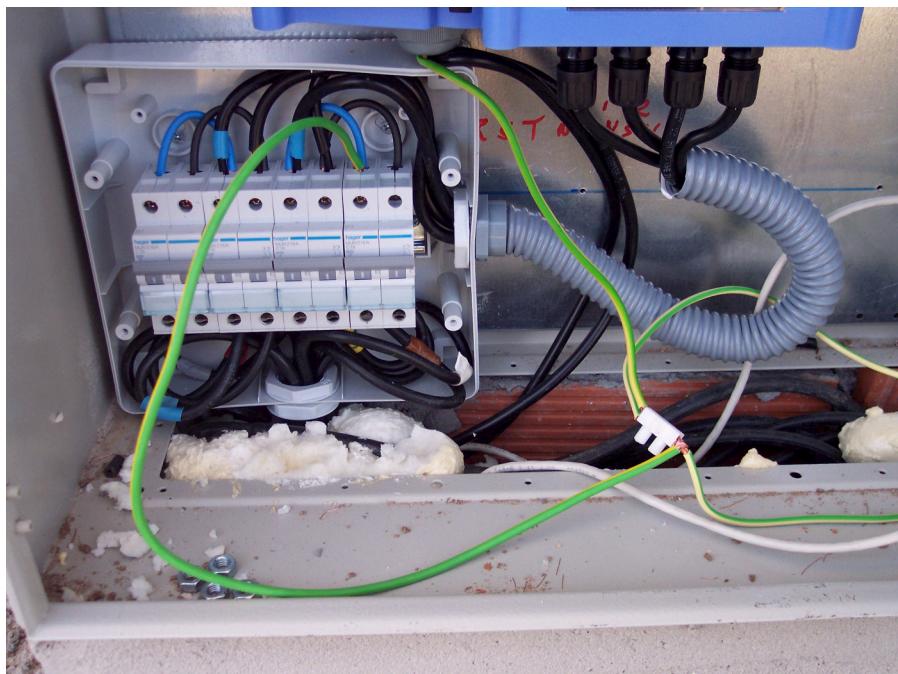


Fig.1. Caja de interruptores de placas en c.c. bajo un inversor, con un defecto de aislamiento provocado (cable verde) entre un conductor activo en c.c. y la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.

- El resto de alternativas de protección resultan inaplicables a la parte de corriente continua de esta instalación (v. arts.4.4 y 4.5 ITC-BT 24). Solo queda mencionar, sin embargo, que la

independencia eléctrica de la parte de corriente continua respecto de la parte de corriente alterna queda totalmente asegurada por los transformadores con aislamiento galvánico de que vienen dotados muchos inversores (transformadores *separadores de circuitos*).

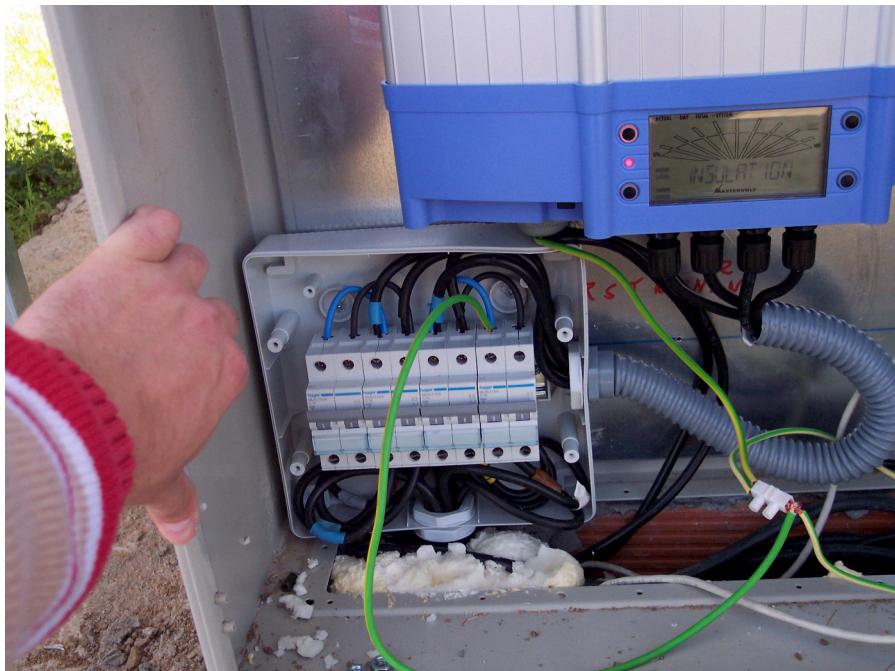


Fig. 2. El fallo de aislamiento en c.c. ha provocado la alerta "Insulation" en el display del inversor, se enciende el piloto rojo a su izquierda y el inversor se apaga (cesa la conversión de energía). Baja el rendimiento de la planta y el mantenedor debe localizar la causa enseguida.

Se aprecia también que el contacto de la mano con el armario metálico es inofensivo.

2.5 Soportes móviles

Los soportes móviles, en acero galvanizado, deben ser conformes con la vigente normativa sobre construcciones, contenida en *CTE: DB-SE A Seguridad estructural: Acero*, Código Técnico de la Edificación, Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. Para las cimentaciones se debe tener en cuenta la norma *EHE-98 Instrucción de Hormigón Estructural*, Real Decreto 2661/1998, de 11 de diciembre. Y en el cálculo de las acciones sobre la estructura y para el establecimiento de las hipótesis que es necesario considerar se debe observar la norma *CTE: DB-SE AE Acciones en la edificación*, Código Técnico de la Edificación, Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

En este caso se opta por la solución comercial
DEGERTRAKER 5000NT

Es conveniente incluir siempre, al proyectar este tipo de instalaciones, un cálculo de respaldo de la solución técnica ofrecida por el fabricante. Los resultados se pueden incluir en un resumen adjunto como el que sigue, efectuado con un programa informático de conocida solvencia:

PROGRAMA DE CÁLCULO UTILIZADO:

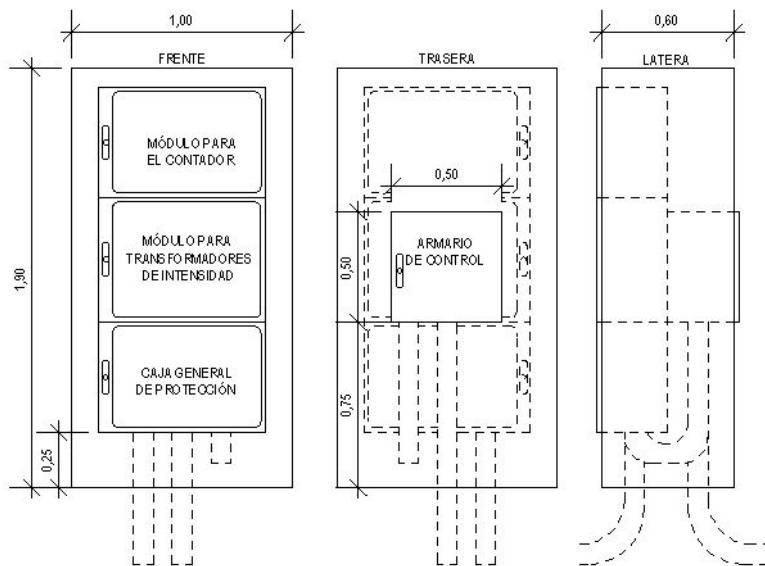
Paquete informático de Cype Ingenieros S.A.,
Avda. Eusebio Sempere, 5, 03003 Alicante, versión 2005.1.a
Nº de licencia #60.xxx

Material utilizado:	acero galvanizado
Ejecución:	soldada y atornillada
Tipo de soportes:	estructura móvil
Seguimiento solar:	si

ACCIONES Y CARGAS CONSIDERADAS EN EL CÁLCULO	
Gravitatoria	Peso propio de la estructura
Sobrecarga	Peso de los paneles solares
Viento	Velocidad nominal de 80 km/h Velocidad máxima de 90 km/h El seguidor orienta automáticamente la placa en el sentido de nula resistencia al viento para velocidades superiores a 80 km/h
Nieve	No se consideran esfuerzos de nieve porque los soportes móviles adoptan posiciones casi verticales cuando no reciben luz, y la nieve no se fija en ellos
Esfuerzos de origen sísmico	No procede
Dilataciones térmicas	Resueltas con uniones atornilladas
Acción reológica	No procede
Empujes del terreno	No procede
Cimentación	Equilibrio de cimentaciones Equilibrio de tensiones del terreno

En el resumen de cálculos estructurales deberían incluirse las acciones y cargas desglosadas, así como una descripción de la estructura, las tensiones en todas sus barras, las reacciones en los apoyos y el cálculo de la cimentación. Se admitirán, no obstante, las indicaciones específicas del fabricante, en tanto no se aparten ostensiblemente de estos resultados. Y si se apartasen, se preferirán los cálculos del ingeniero proyectista que, con su firma, se hace responsable de su instalación.

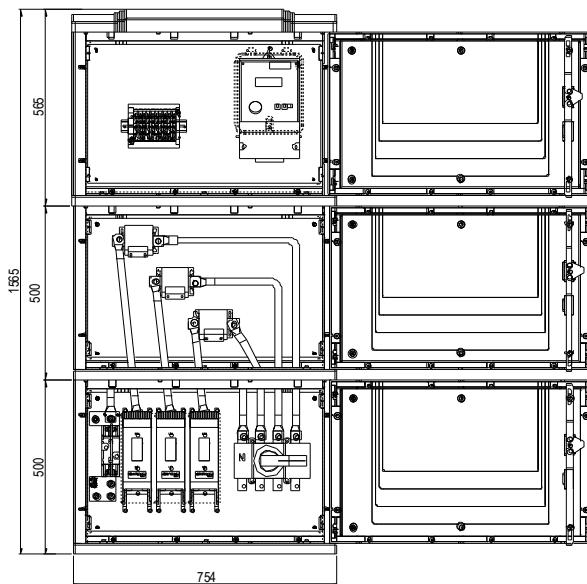
2.6 Conexión a la red pública de distribución



Detalle del armario de control y de la acometida y equipo de medida

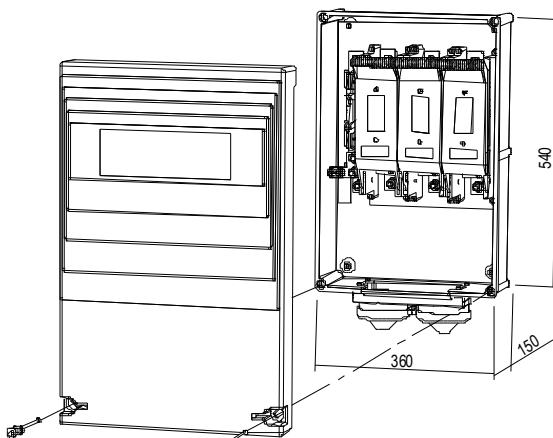
Los convertidores de corriente se ubicarán debidamente resguardados, junto a los soportes por ejemplo, a la intemperie. El cableado desde los convertidores al armario de acometida y contadores será canalizado bajo tierra. Los armarios de acometida y contadores se hallarán en la fachada o valla de la finca, en lugar apto para su lectura y manipulación por la empresa distribuidora.

Conjunto fotovoltaico trifásico ART-CTM-FOT



La red de baja tensión se construirá desde el armario de contadores hasta el punto de conexión facilitado por la empresa distribuidora.

La instalación de venta hacia la red funcionará automáticamente y en paralelo con la red pública de distribución. El rendimiento económico se contabilizará mediante un contador bidireccional.



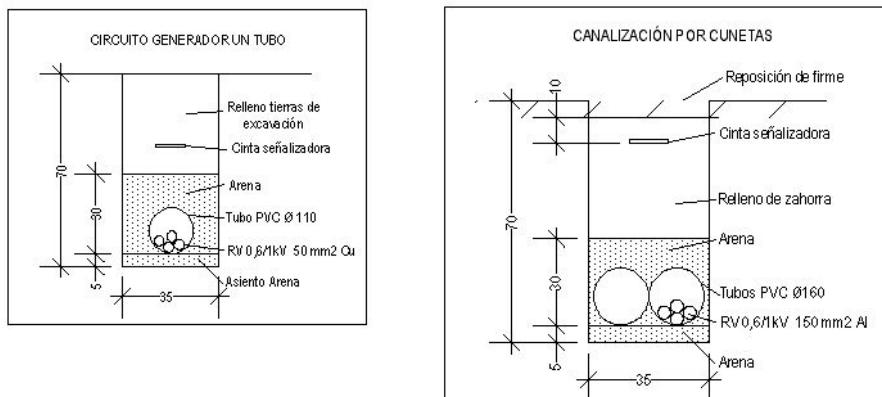
Caja de acometida alternativa al modelo representado más arriba,
para su colocación en altura (sobre poste o pared)

La extensión de la red de distribución, desde el punto de enganche concedido por la compañía eléctrica hasta el nuevo armario de acometida, se ajustará a las siguientes características:

- Conexión subterránea, entubada, desde el punto de conexión hasta la nueva caja general de protección de la instalación, en zanja de 70 cm de profundidad.
- Se colocarán 2 tubos de Ø160, uno de los cuales se ocupará con 4 cables de aluminio tipo

RV 0,6/1kV y 150mm² de sección mínima, que se conectarán entre el punto de enganche y los bornes de la citada caja general de protección. Antes de cerrar la zanja se colocará cinta plástica avisando de la presencia de cables eléctricos justo debajo.

- Los tramos verticales que queden fuera del terreno, y en su altura accesible al público, se resguardarán en el interior de tubos rígidos de PVC o metálicos, de diámetro no inferior a Ø90 cm.
- El trazado de la línea será paralelo a lindes de caminos y perpendicular en su cruce, cuando proceda. Se ejecutarán arquetas registrables en los cambios de dirección y cruces de caminos, si procede.
- Se pondrá a tierra el conductor neutro a los pies de la caja general de protección mediante cable de cobre desnudo de 50 mm² y pica de acero cobrizada.
- Todas las características respecto de materiales, condiciones y modos de ejecución, serán conformes con la norma Iberdrola MT 2.51.01, 5^a ed., septiembre 2003, *Proyecto tipo de línea subterránea de baja tensión*, y normas concordantes con ella.



Croquis de canalizaciones

CÁLCULO DE LA ACOMETIDA:

La acometida, que formará parte de la red pública de distribución, tendrá las siguientes características:

Sección mínima = 150 mm²
Conductor = aluminio
Longitud = 159,00 m

Para la caída de tensión en líneas con cargas alimentadas al final:

$$e(V) = \frac{P(W) \times L(m)}{g_{56\text{Cu}} \times U(V) \times S(\text{mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} \times L(m) \times I(A)}{g_{56\text{Cu}} \times S(\text{mm}^2)} = 3,854 \text{ V (0,956%)}$$

Para la densidad de corriente, según la ITC-BT 07:

Configuración = terna de cables unipolares
Tipo de aislamiento = XLPE
Intensidad máxima = 330 A
Factor corrector por entubamiento = 0,8
Intensidad admisible ≤ 264 A

$$I(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U(V) \times \cos \varphi} = 72,90 \text{ A (<< 264A)}$$

En consecuencia, es válida la sección adoptada.

3 EFICIENCIA DE LA INSTALACIÓN

3.1 Radiación solar

El rendimiento de la instalación se obtiene a partir de la estimación de las Horas Pico Solares correspondientes al emplazamiento elegido, a partir de los datos de la *Base de datos climatológica de Castilla y León* (León 2003).

Irradiación solar. Datos extraídos de:

Junta Cyl - EREN: Energía solar térmica y fotovoltaica: base de datos climatológica de Castilla y León, León 2003

Salamanca: Irradiación solar global horaria sobre una superficie inclinada 30° (kWh/m2)

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
6	0,000	0,000	0,000	0,004	0,032	0,043	0,035	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,000	0,000	0,019	0,076	0,112	0,132	0,130	0,101	0,054	0,000	0,000	0,000
8	0,009	0,089	0,167	0,214	0,255	0,289	0,298	0,269	0,204	0,115	0,016	0,002
9	0,156	0,245	0,350	0,391	0,433	0,481	0,505	0,481	0,403	0,283	0,195	0,123
10	0,298	0,412	0,540	0,571	0,611	0,671	0,710	0,692	0,607	0,458	0,351	0,252
11	0,414	0,546	0,689	0,710	0,748	0,817	0,868	0,856	0,765	0,598	0,479	0,357
12	0,470	0,611	0,762	0,778	0,815	0,888	0,945	0,936	0,843	0,666	0,541	0,409
13	0,451	0,591	0,741	0,759	0,796	0,868	0,923	0,914	0,821	0,645	0,520	0,391
14	0,362	0,490	0,631	0,657	0,696	0,763	0,809	0,795	0,705	0,542	0,424	0,310
15	0,230	0,337	0,460	0,497	0,539	0,595	0,629	0,608	0,523	0,381	0,277	0,187
16	0,091	0,172	0,271	0,317	0,360	0,403	0,422	0,395	0,320	0,207	0,123	0,062
17	0,009	0,042	0,109	0,158	0,198	0,227	0,233	0,203	0,143	0,064	0,016	0,002
18	0,000	0,000	0,019	0,057	0,086	0,102	0,098	0,072	0,033	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	0,000	0,004	0,032	0,042	0,035	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000
Media Diaria												
kWh/(m2-dia)	2,490	3,535	4,758	5,193	5,713	6,321	6,640	6,350	5,421	3,959	2,942	2,095
MJ/(m2-dia)	8,964	12,726	17,129	18,695	20,567	22,756	23,904	22,860	19,516	14,252	10,591	7,542

3.2 Estimación de rendimientos

A partir de los datos anteriores, que según nuestra experiencia se quedan entre un 10 y un 15% por debajo de los reales, se consideran los rendimientos de la instalación según los coeficientes que se incluyen ahora, utilizando como es habitual una hoja de cálculo para las operaciones:

Emplazamiento	
Latitud (L)	40,969°
Azimut instalación (A)	0°
Inclinación instalación (B)	30°
Potencia Módulo	205 Wp
Número Módulos	270 ud
Superficie/módulo	1,26 m ²
Superficie solar total	339,1 m ²
Potencia pico instalada	55,4 kW

PRG:	Parámetro de rendimiento global:
1,000 FS	Factor de superficie
0,970 Fpol	Factor de polvo y suciedad
PR:	Parámetro de rendimiento eléctrico:
0,998 FCcc	Pérdidas en corriente continua
0,998 FCca	Pérdidas en corriente alterna
0,950 FD	Pérdidas por diferencias entre módulos
Fond	Rendimiento de convertidores
FT	Factor de temperatura placas
1,100	Incremento de rendimiento por seguimiento solar

Tabela de parâmetros

Tabla de parámetros										
MES	FS	Fpol	FCcc	FCca	FD	Fond	FT	PR	PRG	
Ene	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,938	0,984	0,874	0,847	
Feb	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,933	0,984	0,869	0,843	
Mar	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,933	0,974	0,860	0,834	
Abr	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,928	0,974	0,855	0,830	
May	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,928	0,963	0,846	0,820	
Jun	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,923	0,952	0,832	0,807	
Jul	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,918	0,952	0,827	0,802	
Ago	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,918	0,942	0,818	0,794	
Sep	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,923	0,952	0,832	0,807	
Oct	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,928	0,963	0,846	0,820	
Nov	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,933	0,984	0,869	0,843	
Dic	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,938	0,984	0,874	0,847	
Promedio	1,000	0,970	0,998	0,998	0,950	0,929	0,967	0,850	0,825	

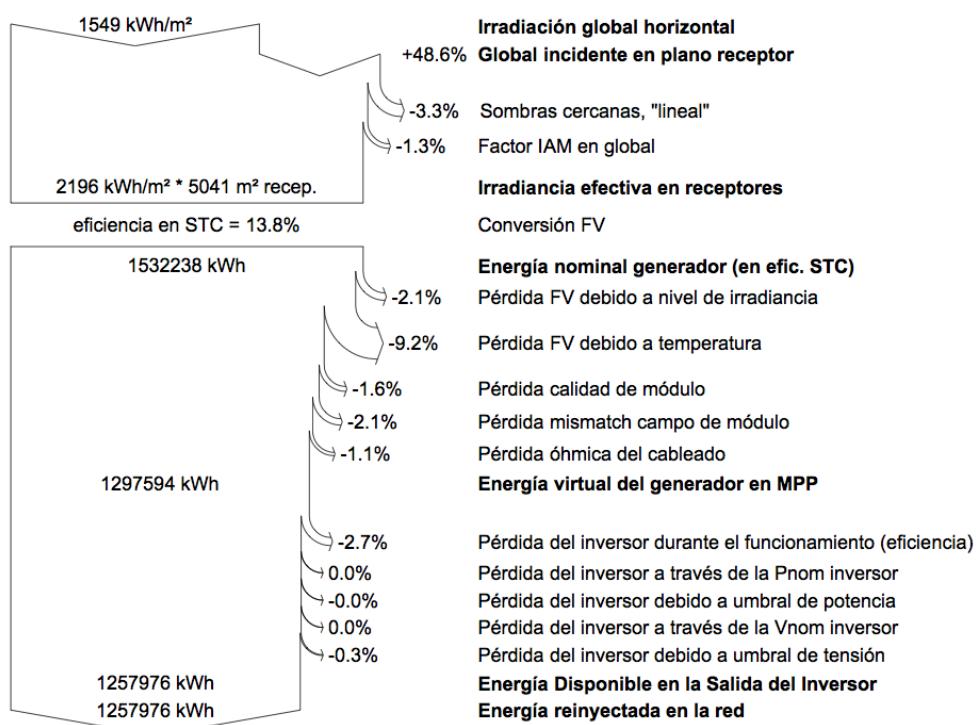
Cuando la instalación de los paneles solares no es fija, sino que se montan como en este caso sobre soportes móviles dotados de un mecanismo seguidor solar, el rendimiento esperado debe incrementarse en un 40% aproximadamente, según se desprende de datos obtenidos en la práctica para instalaciones situadas en nuestra región.

Existen programas de ordenador que facilitan la estimación de los rendimientos. Uno de los que mayor difusión ha alcanzado es el PVsyst (www.pvsyst.com), que funciona bajo Windows y permite su uso ilimitado en modo *demo* durante 30 días, al cabo de los cuales es preciso comprar una licencia (aunque se pueden seguir utilizando algunas funciones de utilidad menor). La hoja de resultados que ofrece es muy completa, y tanto más precisa cuanto mejores sean los datos de partida.

EJEMPLO DE RESULTADOS DEL PVSYST v5.0

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	Seguimiento en dos ejes	
Módulos FV	Modelo BP 3230N	Pnom 230 Wp
Generador FV	Nº de módulos 3024	Pnom total 696 kWp
Inversor	Modelo Sunny Central 100	Pnom 100 kW ac
Banco de inversores	Nº de unidades 7.0	Pnom total 700 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

Diagrama de pérdida durante todo el año



3.3 Energía que se espera verter a la red

Para obtener la estimación energética buscada, se calculan los HPS y se multiplican por el número de días y el rendimiento esperado, como se hace en la tabla adjunta.

Estos rendimientos implican una pérdida de potencia de 0'006% (es decir, casi nula) en la transmisión de la energía eléctrica, tanto en corriente continua como en alterna. Son los coeficientes FCcc y FCca de la tabla de rendimientos, que han sido fijados en 0'998 cada uno.

Estimación de rendimientos energéticos (kWh)

MES	DIAS	Gdm(30°, 0°)/dia HPS	Gdm(30°,0°)/mes	PRG	Ep/día	Ep/mes	Epg/mes
Ene	31	2,490	77,19	0,847	2,110	65,42	3.621
Feb	28	3,535	98,98	0,843	2,980	83,43	4.618
Mar	31	4,758	147,50	0,834	3,970	123,06	6.811
Abr	30	5,193	155,79	0,830	4,309	129,27	7.155
May	31	5,713	177,10	0,820	4,687	145,29	8.042
Jun	30	6,321	189,63	0,807	5,098	152,95	8.466
Jul	31	6,640	205,84	0,802	5,326	165,11	9.139
Ago	31	6,350	196,85	0,794	5,040	156,24	8.648
Sep	30	5,421	162,63	0,807	4,372	131,17	7.260
Oct	31	3,959	122,73	0,820	3,248	100,69	5.573
Nov	30	2,942	88,26	0,843	2,480	74,39	4.118
Dic	31	2,095	64,95	0,847	1,776	55,04	3.047
Promedio	365	4,618	1687,45	0,825	3,808	1.382,06	76.497 total kWh

Gdm Energía superficial disponible
HPS Horas pico solares de
Condiciones Estandar de Medida
PRG Parámetro de rendimiento global
Ep Energía convertible
Epg Energía convertida

Incremento por seguimiento solar: 30.599 kWh/año
TOTAL DE ENERGÍA GENERADA: 107.096 kWh/año

ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA ANUALMENTE

Se estima que la energía generada ascenderá a 107.096 kWh/año

$$\text{Relación de rendimiento} = \frac{107.096 \text{ kWh}}{55,35 \text{ kW "pico"}} = 1.935 \quad (> 1.000) \text{ según exige el Plan solar de Castilla y León}$$

Un cálculo más riguroso es posible, y muestra un error apreciable en términos relativos, pero en términos absolutos no tiene tanta importancia pues hay otros factores que repercuten muchísimo más, como por ejemplo las inexactitudes de la tabla de radiación solar, que como hemos dicho, son del orden del 10 al 15%. Es decir, los rendimientos que podemos obtener con el método mostrado se quedan prácticamente un 15% por debajo de los rendimientos que conviene esperar (⁴), a causa sobre todo de los datos de radiación tomados.

Las pérdidas de energía en los conductores se deben a los productos Rl^2 , siendo R inversamente proporcional a la sección de los cables, como siempre, e / inversamente proporcional a la tensión según $P = V \cdot I$. Los cálculos han conducido a la estimación de unos 475 W de pérdidas esperadas en todo el cableado interior de la planta completa (los circuitos de corriente continua y las líneas de corriente alterna, desde cada placa hasta el contador).

Una hoja de cálculo para estimar dichas pérdidas es imprescindible. El aspecto de la empleada para una instalación de 700 kW con 7 convertidores centrales de 100 kW es el de la ilustración siguiente.

Es interesante conocer la relación entre el coste del material empleado (metros de conductor, para cada sección) y el coste de las pérdidas de cada configuración (coste de la energía que no se puede entregar a la red). La relación entre pérdidas evitadas para cada sobrecoste de la instalación determinará la opción más eficiente. Tratándose de conductores RV 0,6/1kV de aluminio, pueden considerarse estos precios de cable:

- RV 0,6/1kV 1 x 50 mm² 1,78 €/m
- RV 0,6/1kV 1 x 95 mm² 2,40 €/m
- RV 0,6/1kV 1 x 150 mm² 2,86 €/m
- RV 0,6/1kV 1 x 240 mm² 5,42 €/m

Suponiendo que los costes de instalación sean los mismos, a través de dichos precios puede decidirse qué sección es más eficiente y justificarlo adecuadamente.

⁴ Esta afirmación se hace desde los datos monitorizados día a día por nosotros durante 2006 de la producción de una pequeña instalación fotovoltaica de 5 kW situada en Peñaranda de Bracamonte (Salamanca), y que muestran rendimientos en ocasiones incluso superiores en un 15% al calculado en Proyecto.

OPTIMIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS EN CORRIENTE CONTINUA																																																	
INSTALACIÓN RAMIFICADA																																																	
PLANTA FOTOVOLTAICA ...																																																	
RESUMEN DE RESULTADOS																																																	
<table border="1"> <tr> <td>Secc (mm²)</td><td>Cu (m)</td><td>Al (m)</td><td></td><td>Potencia nominal (kW) =</td><td>700</td><td></td><td>Potencia perdida (kW) =</td><td>7,37</td><td></td></tr> <tr> <td>50</td><td></td><td></td><td></td><td>Horas / año producción =</td><td>2300</td><td></td><td>Pérdidas totales (kWh/año) =</td><td>16950,33</td><td></td></tr> <tr> <td>150</td><td></td><td></td><td></td><td>Producción nominal (kWh/año) =</td><td>1610000</td><td></td><td>Porcentaje s/prod. nominal =</td><td>1,05%</td><td></td></tr> <tr> <td>240</td><td></td><td></td><td></td><td>Precio venta energía (c€/kWh) =</td><td>24,00</td><td></td><td>Coste pérdidas (€/año) =</td><td>4068,08</td><td></td></tr> </table>										Secc (mm ²)	Cu (m)	Al (m)		Potencia nominal (kW) =	700		Potencia perdida (kW) =	7,37		50				Horas / año producción =	2300		Pérdidas totales (kWh/año) =	16950,33		150				Producción nominal (kWh/año) =	1610000		Porcentaje s/prod. nominal =	1,05%		240				Precio venta energía (c€/kWh) =	24,00		Coste pérdidas (€/año) =	4068,08	
Secc (mm ²)	Cu (m)	Al (m)		Potencia nominal (kW) =	700		Potencia perdida (kW) =	7,37																																									
50				Horas / año producción =	2300		Pérdidas totales (kWh/año) =	16950,33																																									
150				Producción nominal (kWh/año) =	1610000		Porcentaje s/prod. nominal =	1,05%																																									
240				Precio venta energía (c€/kWh) =	24,00		Coste pérdidas (€/año) =	4068,08																																									
PÉRDIDAS EN LAS CONEXIONES ENTRE PLACAS																																																	
Intensidad por serie (A) =	7,63	Sección conexiones Cu (mm ²) =	4																																														
Paneles por serie =	19	Pérdidas totales (kW) =	0,83																																														
Nº total series =	168																																																
PÉRDIDAS EN EL RESTO DE CC																																																	
INI	FIN	I_NOM	m LONG	mm ² SECC	Cu-Al COND	Ω	A I_ACC	W RI2	W RI2_ACC m3 MAT																																								
TOTAL	CC/CA						1281,84		6540,12																																								
CC/CA	INV_1						183,12		774,45																																								
CC/CA	INV_2						183,12		840,32																																								
CC/CA	INV_3						183,12		986,43																																								
CC/CA	INV_4						183,12		518,16																																								
CC/CA	INV_5						183,12		731,74																																								
CC/CA	INV_6						183,12		1085,43																																								
CC/CA	INV_7						183,12		1603,59																																								
INV_1	C1		80,0	300	Al	0,015	183,12	510,978	774,45 0,0240																																								
INV_2	C2		83,0	300	Al	0,016	183,12	530,140	840,32 0,0249																																								
INV_3	C3		110,0	300	Al	0,021	183,12	702,595	986,43 0,0330																																								
INV_4	C4		38,0	300	Al	0,007	183,12	242,715	518,16 0,0114																																								
INV_5	C5		75,0	300	Al	0,014	183,12	479,042	731,74 0,0225																																								
INV_6	C6		133,0	300	Al	0,025	183,12	849,501	1085,43 0,0399																																								
INV_7	C7		213,0	300	Al	0,041	183,12	1360,479	1603,59 0,0639																																								
C1	1	22,89	40,0	50	Al	0,046	22,89	23,952	23,95 0,0020																																								
C1	2	22,89	22,0	50	Al	0,025	22,89	13,174	13,17 0,0011																																								
C1	3	22,89	22,0	50	Al	0,025	22,89	13,174	13,17 0,0011																																								
C1	4	22,89	47,0	50	Al	0,054	22,89	28,144	28,14 0,0024																																								
C1	5	22,89	47,0	50	Al	0,054	22,89	28,144	28,14 0,0024																																								
C1	6	22,89	78,0	50	Al	0,089	22,89	46,707	46,71 0,0039																																								
C1	7	22,89	78,0	50	Al	0,089	22,89	46,707	46,71 0,0039																																								
C1	8	22,89	106,0	50	Al	0,121	22,89	63,473	63,47 0,0053																																								
C2	a	22,89	23,0	50	Al	0,026	22,89	13,772	13,77 0,0012																																								

3.4 Ejercicio propuesto

Se propone como ejercicio el diseño de una instalación como esta, de 49'5 kW de potencia nominal (potencia nominal de los convertidores instalados), en la que no haya convertidores distribuidos por el terreno sino que se conduzca toda la energía en corriente continua hasta un equipo convertidor centralizado, colocado justo al lado del armario de control y del equipo de medida. Es otra solución, que permite economizar en los convertidores (suele ser más barato un equipo de 50 kW que nueve de 5'5 kW), si bien tiene la desventaja de que, en caso de avería, se paraliza toda la producción, en lugar de sólo una novena parte de ella.

Se pide al alumno que elabore una descripción técnica de la instalación así proyectada, que estime su rendimiento, y que calcule las pérdidas eléctricas en el cableado de corriente continua, para compararlo con los 475 W obtenidos con la solución que se ha mostrado en este tema. Evidentemente, deben respetarse las medidas del solar, la ubicación en planta, las distancias y proporciones en suma, pues de lo contrario los resultados estarían falseados. De lo que se trata es de que el alumno ofrezca otro diseño viable para una planta de estas características, alternativo al aquí explicado, y que resulte perfectamente ejecutable en esta instalación sin modificar los seguidores solares. Además es deseable que se justifique económicaamente la opción por unas secciones u otras.

No se requieren planos ni detalles, bastando un *croquis claro* de la disposición adoptada que muestre la conexión entre placas, entre las series de placas y las líneas generales de corriente continua, y la conexión de éstas al convertidor. Como siempre, se valorará que no se despilfarre papel dejando injustificados espacios en blanco, por ejemplo.