

# **Proyecto de Fin de Carrera**

## **Planta solar fotovoltaica de 1 MW conectada a la red**

**Alumno: Alfonso Miranda Ruiz**

**Profesor: Alfredo Madrazo Maza**

**Escuela Técnica Superior de Ingenieros  
Industriales y de Telecomunicaciones de  
Santander**

**Titulación: Ingeniería Industrial  
Intensificación: Eléctrica y Energética**

# ÍNDICE GENERAL

Documento nº 1: MEMORIA	página 3
Documento nº 2: CÁLCULOS	página 87
Documento nº 3: PLIEGO DE CONDICIONES	página 149
Documento nº 4: PLAN DE SALUD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	página 184
Documento nº 5: PRESUPUESTO	página 207
Documento nº 6: PLANOS	página 235
ANEXOS	página 245

# **DOCUMENTO N° 1: MEMORIA**

## Índice de la memoria

Energías renovables	página 6
Descripción genérica de un sistema de conexión a la red	página 10
Aspectos técnicos de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red (SFCR)	página 11
Condiciones estándar de medida	página 13
Condiciones Normales de Operación (TONC)	página 14
Tipos de pérdidas en el generador fotovoltaico	página 14
La radiación solar	página 15
Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas	página 17
Emplazamiento	página 19
Estimaciones de valores de radiación solar en el emplazamiento	página 27
Pérdidas de radiación anuales por sombras horizontales	página 28
Reglamento y normativa	página 31
Efectos negativos en las células fotovoltaicas	página 36
Valoración de la producción	página 39

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW	
Ahorro en las emisiones	página 44
Módulos fotovoltaicos	página 45
Sistema de montaje solar	página 47
Inversores solares	página 47
Instalación eléctrica	página 52
Puesta a tierra	página 56
Obra civil	página 58
Centro de transformación	página 67

## **ENERGÍAS RENOVABLES.**

El actual sistema energético está basado en fuentes de combustibles fósiles, los cuales por su propia naturaleza son limitados y acarrearán una serie de problemas tanto medioambientales y sociales como de sostenibilidad, entre los que podemos citar el efecto invernadero, la lluvia ácida y la deforestación. En nuestro caso, dado que el sistema fotovoltaico utiliza como fuente de energía al sol, podemos considerar este tipo de energía como inagotable y limpia.

La energía procedente del sol puede aprovecharse por un lado de un modo pasivo, mediante la adecuada orientación y diseño de edificios por un lado y mediante el empleo de materiales y elementos arquitectónicos adaptados a las necesidades de climatización e iluminación. Asimismo es posible también utilizar la energía solar de un modo activo mediante dispositivos capaces de convertirla en calor (energía solar térmica) y en electricidad (energía fotovoltaica).

Los Reales Decretos 661/2007 de 25 de Mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el RD 1578/2008 del 26 de septiembre, establecen las condiciones técnicas y administrativas de las instalaciones así como la retribución económica aplicable a los sistemas fotovoltaicos de conexión a red.

El funcionamiento básico de estos sistemas consiste en inyectar a la red eléctrica toda la energía generada por la planta solar mediante un inversor electrónico que transforma la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna acoplándose con precisión a la red eléctrica a través de controles internos del equipo, contando además con las protecciones necesarias para la correcta conexión del sistema a la red de suministro. Estas protecciones se explicarán en el apartado referido a las características técnicas de los equipos.

La tecnología empleada en los sistemas fotovoltaicos se encuentra en un momento de madurez aunque la eficiencia total de los sistemas sea baja todavía, actualmente se encuentran en España algunas de las mayores centrales fotovoltaicas del mundo. En diciembre de 2009, las mayores plantas fotovoltaicas en España son el Parque Fotovoltaico Puertollano (70

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

MW), Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcón (60 MW), Planta Solar Arnedo (30 MW), Parque Solar Mérida/Don Álvaro (30 MW), Planta Solar La Magascona y La Magasquilla (30 MW), Planta solar Fuente Álamo (26 MW), Planta fotovoltaica de Lucainena de las Torres (23,2 MW), Parque Fotovoltaico Abertura Solar (23,1 MW), Parque Solar Hoya de Los Vicentes (23 MW), Huerta Solar Almaraz (22,1 MW) y Parque solar Calveron (21 MW).

El Gobierno de España ha elaborado un nuevo Plan para el periodo 2011-2020. Este Plan incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros. Concretamente, la Directiva establece como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

La Directiva 2009/28/CE es parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece las bases para que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%. Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, podría materializarse un aumento en el objetivo de reducción de GEI hasta alcanzar el 30% en 2020. En ese caso habrá que modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

Como resultado de la política de apoyo a las energías renovables, en el marco del Plan de Energías Renovables 2005-2010, el crecimiento de éstas

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

durante los últimos años ha sido notable, y así, en términos de consumo de energía primaria, han pasado de cubrir una cuota del 6,3% en 2004 a alcanzar el 11,3% en 2010. Este porcentaje correspondiente al año 2010 se eleva al 13,2% si se calcula la contribución de las energías renovables sobre el consumo final bruto de energía, de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva 2009/28/CE. El gráfico siguiente muestra la estructura de este consumo.

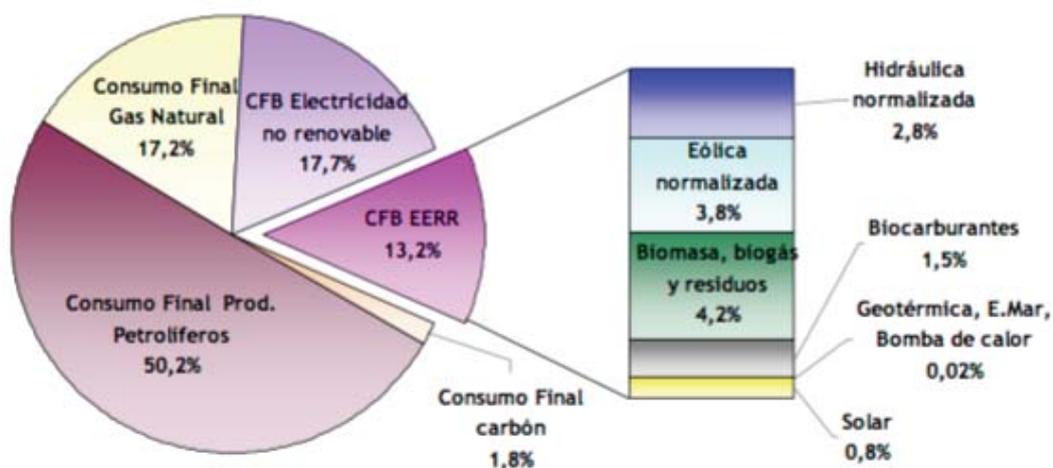


Figura: Consumo final bruto de energía en 2010

El Plan considera que, como instrumento de desarrollo sostenible en el ámbito energético y por sus ventajas comparativas frente a las fuentes energéticas convencionales, es necesario fomentar el desarrollo de las energías renovables. Los imperativos para el desarrollo del Plan se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Garantía de suministro a través de la diversificación y reducción de la dependencia energética.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

- Su contribución al cumplimiento de compromisos de limitación de las emisiones de CO<sub>2</sub> (Protocolo de Kyoto).
- La creación de nuevas empresas (PYMES) y la generación de empleo.
- El desarrollo potencial interno y la cohesión regional.

El desarrollo de las fuentes de energía renovables podrá tener un efecto positivo sobre las regiones menos favorecidas o en declive, cuyos recursos naturales ofrecen amplias oportunidades de fomento, elevando de esta manera su nivel de vida y rentabilidad y reduciendo las disparidades regionales. El grado de dependencia energética de España se encuentra entre los más elevados de la Unión Europea y presenta una tendencia creciente, mientras que los niveles medios en la UE se sitúan en torno al 50%, las importaciones energéticas en España componen aproximadamente el 71% del consumo total. La energía solar eléctrica, o fotovoltaica es una energía limpia y renovable, de fácil instalación y mantenimiento.

Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el 0,001% del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implantación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados. El sector fotovoltaico se sustenta en una tecnología de vanguardia y una industria puntera que en los últimos años está teniendo un crecimiento anual medio superior al 30%. Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo.

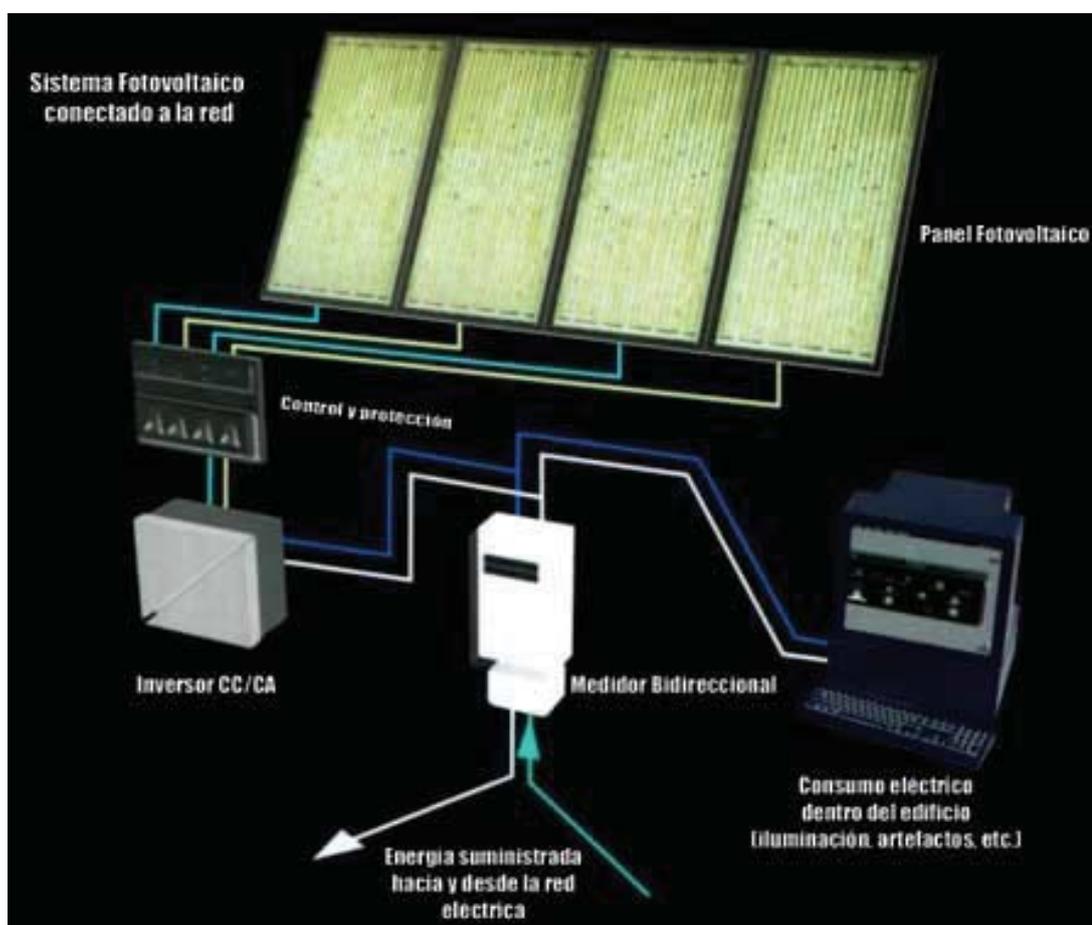
Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume, reduciendo la saturación de las redes y disminuyendo las pérdidas en el transporte de electricidad.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Tanto la producción industrial como la investigación relacionada con la generación eléctrica fotovoltaica que se desarrolla en España ocupan un destacado lugar en el panorama mundial.

### DESCRIPCIÓN GENÉRICA DE UN SISTEMA DE CONEXIÓN A RED

La instalación fotovoltaica de conexión a red se puede visualizar en la imagen a continuación. El campo solar fotovoltaico está formado por una serie de módulos fotovoltaicos del mismo modelo conectados eléctricamente



entre sí y se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. Para inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico en la red eléctrica debe ser transformada en corriente alterna a la misma tensión y frecuencia que ella.

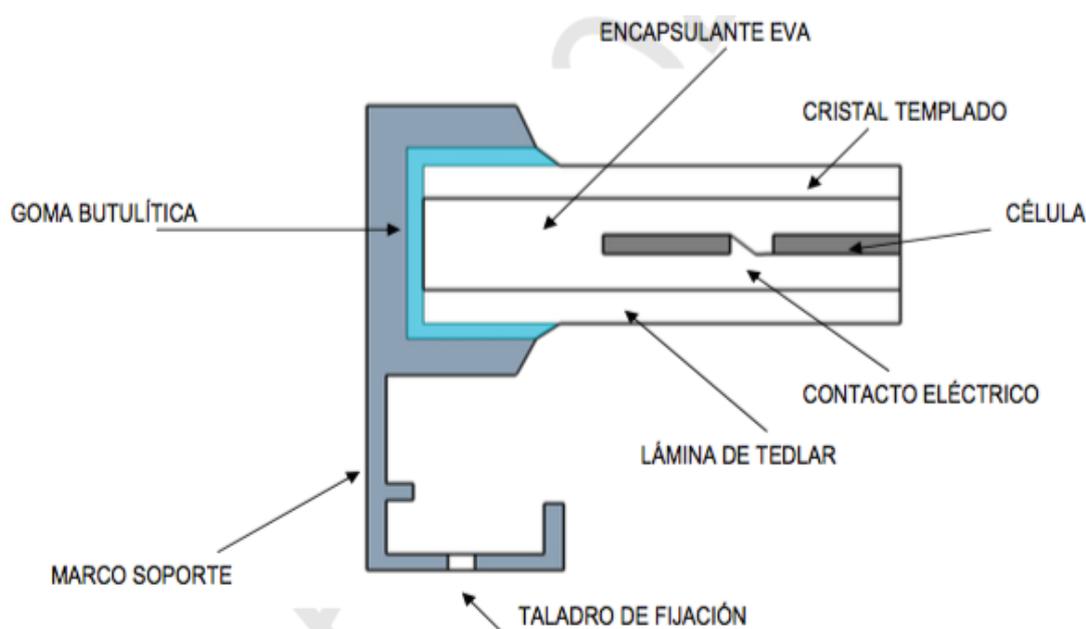
## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Esta corriente continua se lleva al inversor que, utilizando la tecnología de potencia, la convierte en corriente alterna de baja tensión, con la ayuda de un transformador se aumenta la tensión hasta la de la red y de este modo queda disponible para cualquier consumidor. La energía generada, medida por su correspondiente contador de salida, se venderá a la empresa distribuidora tal y como marca el Real Decreto 661/2007 antes citado. Por otro lado, la instalación cuenta con un contador de entrada para descontar posibles consumos de la instalación (stand-by nocturno del inversor, principalmente). De esta forma, la instalación de Conexión a Red se plantea como una inversión a largo plazo.

Este último hecho permite reducir el período de amortización que depende de los siguientes factores:

- Potencial solar de la instalación: latitud, inclinación y orientación del generador, existencia o no de sombras.
- Potencia de la instalación.

### Aspectos técnicos de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red (SFCR).



## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Estructura de un módulo fotovoltaico:

El módulo fotovoltaico estará constituido por:

Cubierta frontal, de vidrio con bajo contenido en hierro.

Encapsulante, a base de polímero transparente, aislante y termoplástico (EVA).

Células solares

Conexiones de células

Cubierta posterior con película de Tedlar.

Marco de aluminio

Circuito de una célula:

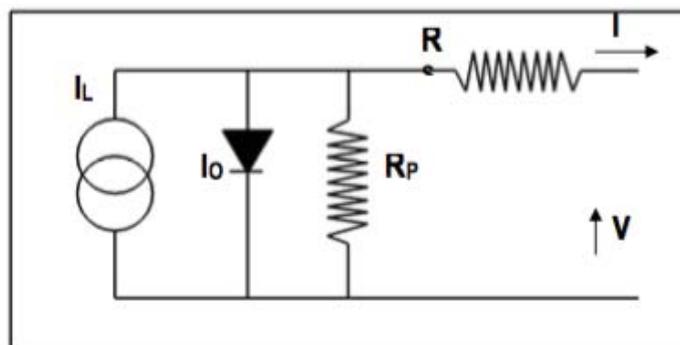
- Dispositivo intrínseco:

Generador de corriente  $I_L$ ,  
Diodo de unión p-n.

- Dispositivo extrínseco:

Resistencia Serie: reduce corriente de cortocircuito.

Resistencia Paralelo: reduce tensión de circuito abierto.

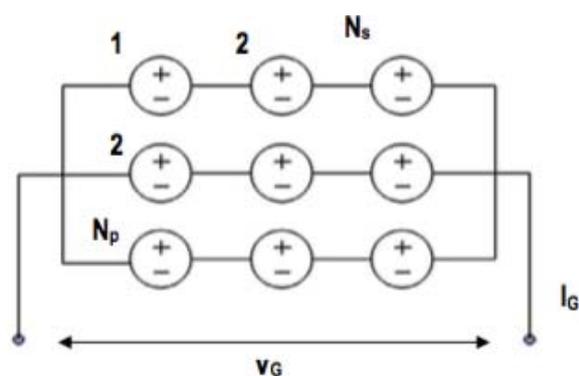


## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Asociación Serie – Paralelo de células fotovoltaicas:

$$I_G = I_C \times N_p$$

$$V = V \times N_s$$



Donde:

$N_s$  = No de células en serie.

$N_p$  = No de células en paralelo.

$$I_L(G) = \frac{G}{1000 \text{ w/m}^2} \times I_L \times \left(1000 \frac{\text{w}}{\text{m}^2}\right)$$

Condiciones estándar de medida

Son las variables con las que se determinan los datos característicos de los módulos fotovoltaicos.

Irradiancia: 1000 W/m<sup>2</sup>

Distribución espectral: AM 1,5

Incidencia normal

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Temperatura de la célula: 25°C

### Condiciones Normales de Operación (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/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

Irradiancia: 800 w/m<sup>2</sup>

Distribución espectral: AM 1,5

Incidencia: normal

Velocidad el viento: 1 m/s

Temperatura ambiente: 20°C

Temperatura de la célula: TONC

Efectos en el panel: Voc disminuye con la temperatura de la célula.

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2,3 \times \frac{mV}{^\circ C}$$

La corriente aumenta con la radiación por lo que interesará mantener un nivel máximo de radiación manteniendo una temperatura en los módulos lo más baja posible para así obtener una eficiencia del sistema máxima.

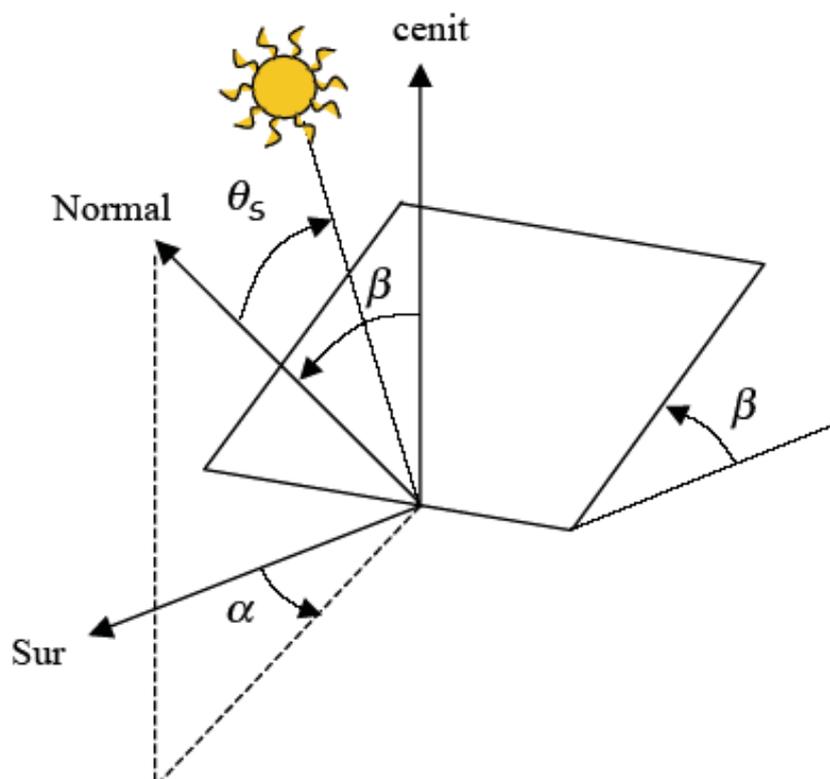
### Tipos de pérdidas en el generador fotovoltaico:

Existen varios tipos de pérdidas que afecta al rendimiento del módulo. Estos pueden ser propios del generador o externos.

- Inclinación y orientación.
- Polvo.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

- Reflectancia angular.
- Temperatura.
- Cableado.
- Sombreado.



**Azimut  $\alpha$  e inclinación  $\beta$  de una superficie receptora.**

## LA RADIACIÓN SOLAR

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento (dependiente del clima en la zona). Para poder diseñar una instalación solar fotovoltaica se necesita conocer los datos de la radiación estima en el emplazamiento. Para ello se ha de disponer de fuentes fiables como la Agencia Española de Meteorología, programas de recogida de datos y estudios europeos sobre radiación solar en el continente.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La cantidad de energía al día recibida del sol (irradiancia solar) y la escala de la instalación serán los factores a tener en cuenta en el diseño de los sistemas fotovoltaicos. Normalmente esta medida de potencia por unidad de superficie nos vendrá dada en  $W/m^2$ .

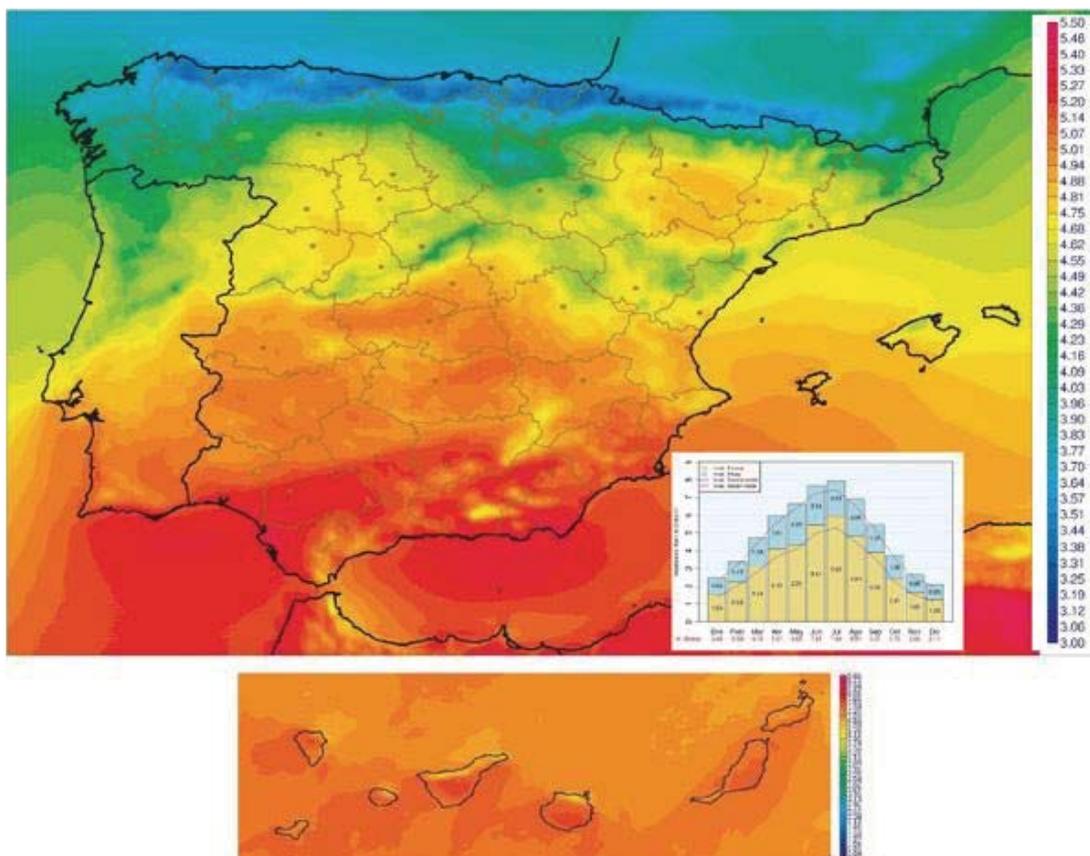
Los datos de radiación solar dependerán del emplazamiento de la instalación (generalmente cuanto más al Sur más radiación solar se obtiene), así como de las condiciones meteorológicas históricas del lugar. No sirve de nada colocar una instalación lo más cerca posible del ecuador si va a tener más días nublados y de lluvia que de sol. Dos variables que nos permitirán determinar la superficie del módulo solar.

### HORA SOLAR PICO (H.S.P.):

Se define como la cantidad de horas de sol con una intensidad de radiación de  $1000 W/m^2$ , que incide sobre la superficie del módulo solar. Es decir, la radiación total recibida durante el día, es la misma que la recibida durante las horas sol pico pero contadas a razón de  $1000 W/m^2$ . En España este valor está comprendido entre las 2 horas en invierno las 4 horas en verano.

### WATIO PICO ( $W_P$ ):

Se define como la máxima potencia que puede recibir un panel o módulo fotovoltaico y coincide con una intensidad de radiación constante de  $1000 W/m^2$  a una temperatura de  $25\text{ }^\circ\text{C}$ .



Mapa de radiación en España. Fuente AEMET.

## VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Las instalaciones de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica tienen las siguientes ventajas:

- Son sistemas modulares, lo que hace que los cálculos sean sencillos en cuanto a diseño y producción, y su instalación en terrenos llanos no es técnicamente complicada.
- Tienen una larga duración. La vida útil de una planta fotovoltaica está determinada por la vida útil de sus componentes, principalmente el módulo fotovoltaico. Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años aunque la garantía de potencia de salida es de 25 años. Realmente no se sabe con exactitud la vida real de un generador conectado a red, porque no se tienen

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

suficientes datos sobre las instalaciones que llevan funcionando durante años. La instalación solar fotovoltaica conectada a la red europea más antigua es la del Laboratorio de Energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar en 1982. La vida útil de los restantes elementos que componen la planta como: inversores, cajas de conexión, transformadores y cuadros de protección son las propias del material eléctrico que debería ser al menos tan duradero como el de los módulos con un mantenimiento correcto.

- Su mantenimiento es fácil y poco costoso. El mantenimiento es mejor en cuanto a rendimiento hacerlo en las horas nocturnas para tener la instalación disponible durante las horas de sol. El resto de la planta también deberá ser inspeccionado regularmente para evitar que existan tensiones en los problemas que limiten la eficiencia.
- Tienen una alta fiabilidad. Las instalaciones fotovoltaicas son fiables y tienen disponibilidad operativa alta, del orden del 95% ya que no disponen prácticamente de partes móviles.
- No producen contaminación ambiental en la generación de energía, por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía de quema de hidrocarburos.
- Tienen un funcionamiento silencioso.

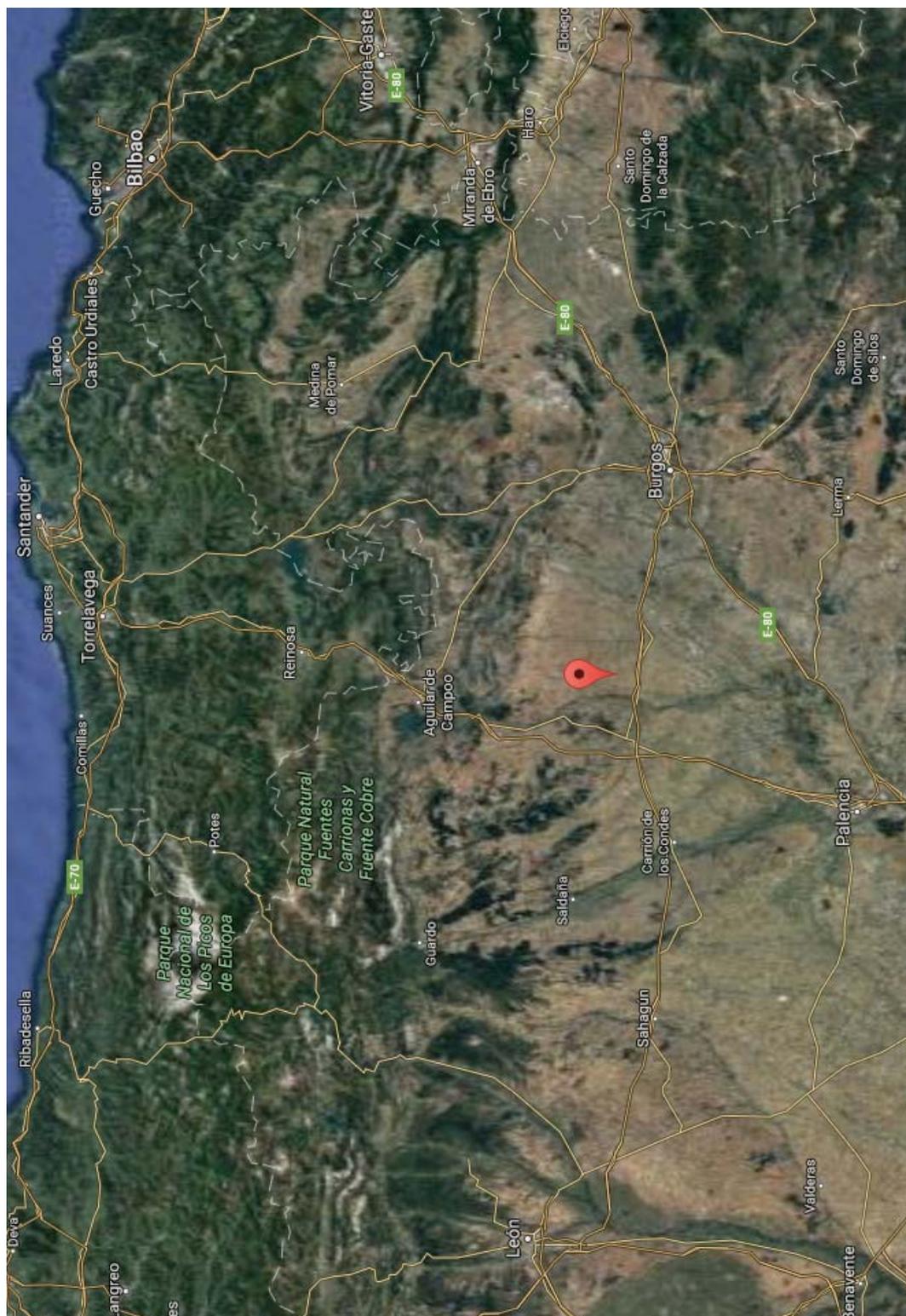
Los inconvenientes más importantes de las instalaciones solares fotovoltaicas son:

- A nivel económico, se deberá investigar en la reducción de los costes de fabricación y los precios finales de la instalación a partir de las innovaciones que se introduzcan en el sector y a las economías de escala generadas como consecuencia del aumento de la demanda y de los volúmenes de producción. Tanto empresas como la administración, deberán conseguir condiciones



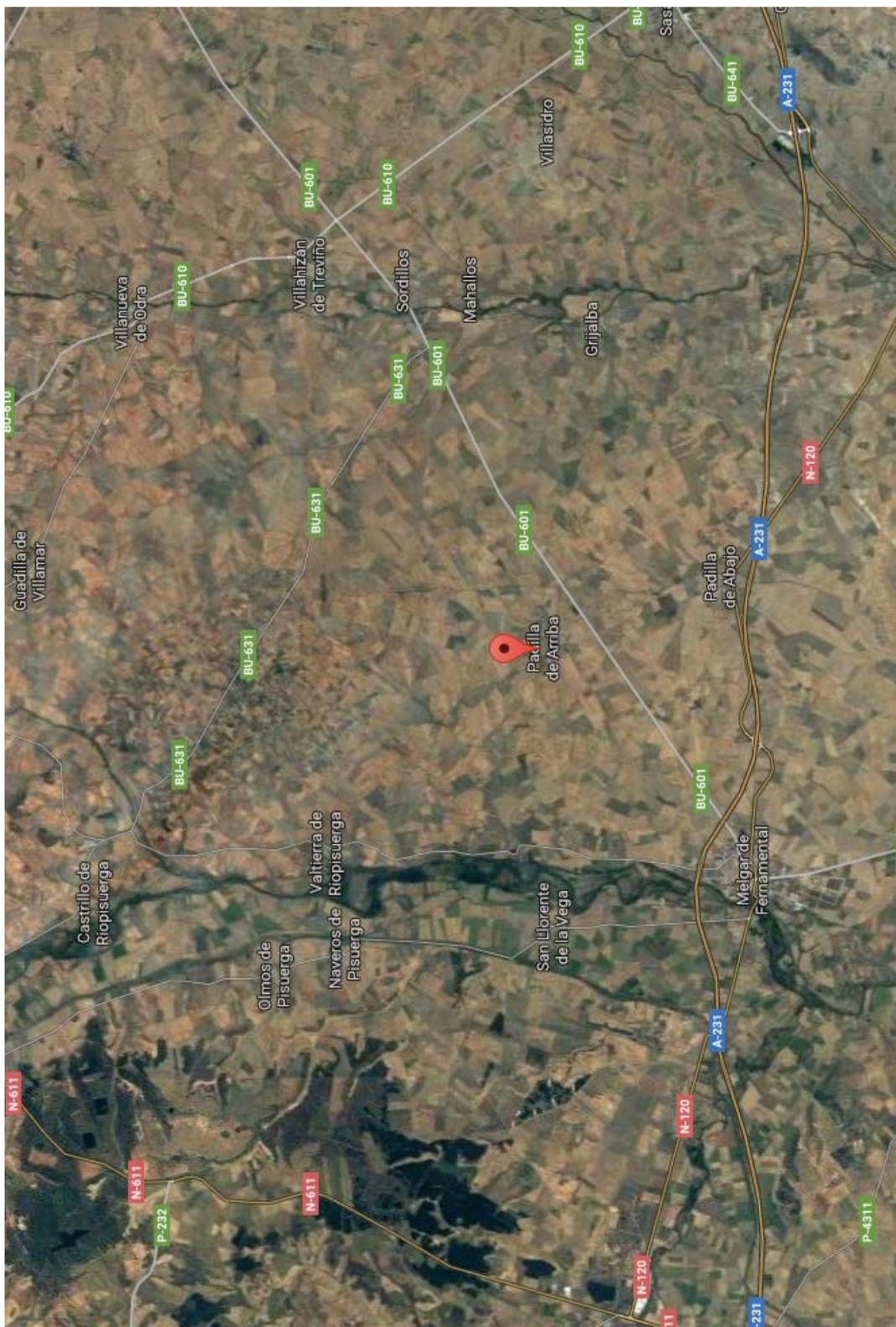
## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Situación con respecto a Santander:



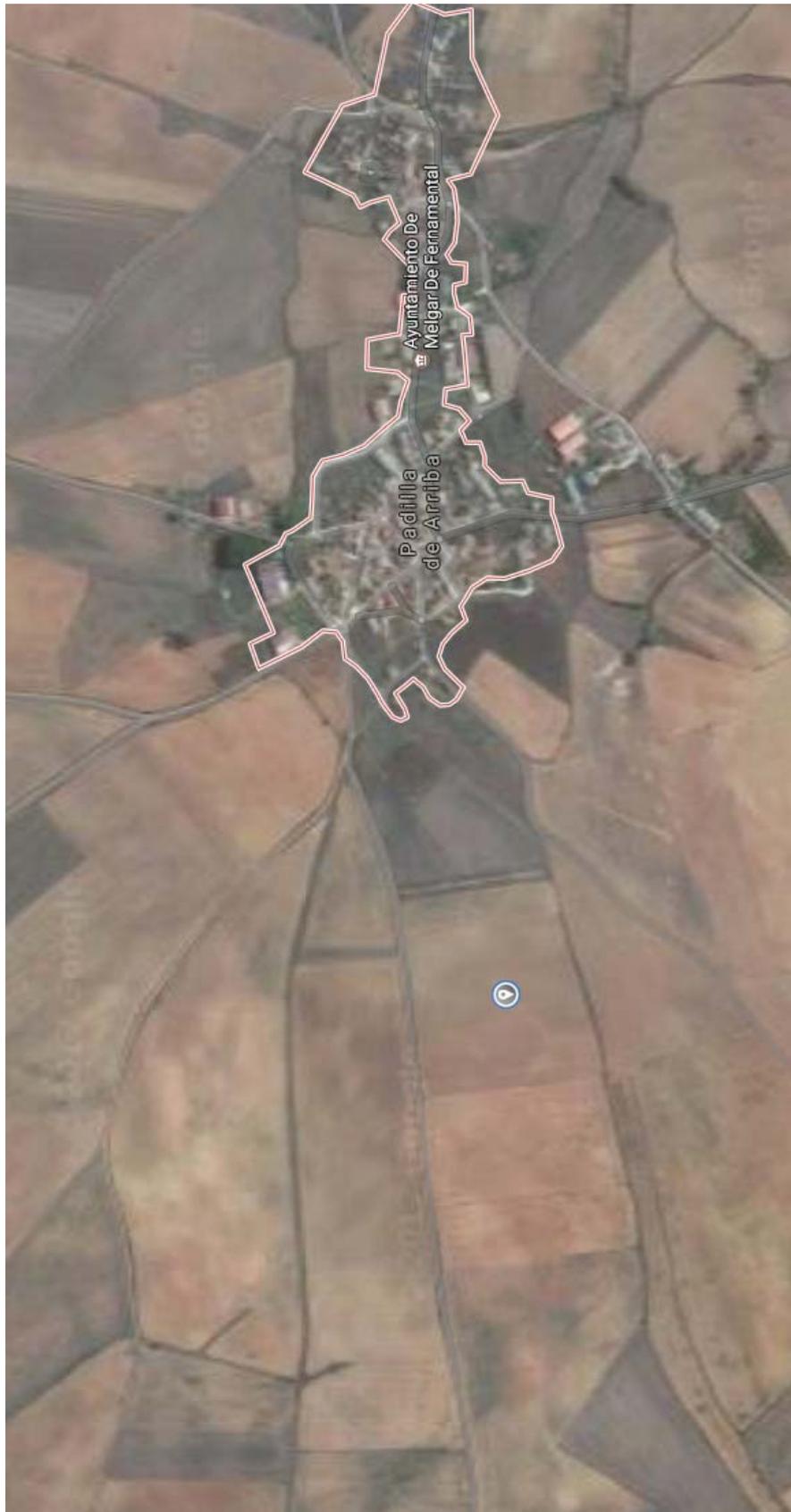
# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Situación en la región:



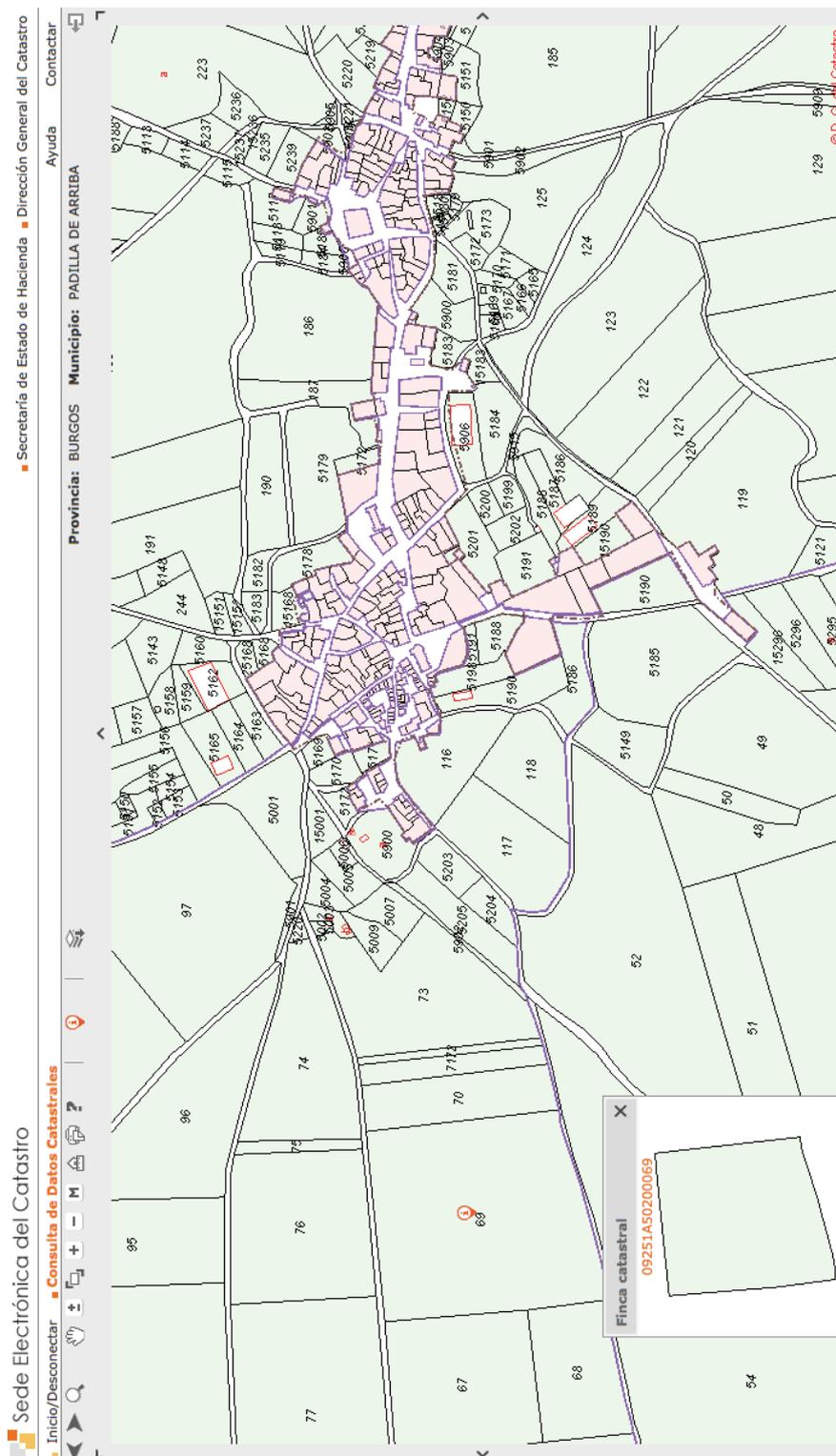
## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Situación de la parcela con respecto al pueblo:



# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Situación de la finca en el registro del catastro con respecto a otras parcelas del pueblo:



Datos de la parcela según los datos del catastro:

[Inicio/Desconectar](#)
[Sede Electrónica del Catastro](#)
[Secretaría de Estado de Hacienda](#)
[Dirección General del Catastro](#)

[Ayuda](#)
[Contactar](#)

[Castellano](#)
[Galego](#)
[Català](#)
[English](#)

[Consulta y certificación de Bien Inmueble](#)

[Cartografía](#)
[Consulta Descriptiva y Gráfica](#)
[Imprimir Datos](#)

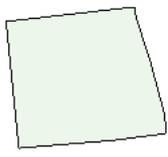
**HASTA EL 30/07/2017, EL PROCEDIMIENTO DE REGULARIZACIÓN CATASTRAL ES DE APLICACIÓN EN EL MUNICIPIO EN EL QUE SE ENCUENTRA ESTE INMUEBLE**

**Datos del Bien Inmueble**

Referencia catastral	09251A502000690000BY 
Localización	Polígono 502 Parcela 69 SAN ANTON. PADILLA DE ARRIBA (BURGOS)
Clase	Rústico
Coefficiente de participación	100,000000 %
Uso	Agrario

**Datos de la Finca en la que se integra el Bien Inmueble**

Localización	Polígono 502 Parcela 69 SAN ANTON. PADILLA DE ARRIBA (BURGOS)
Superficie suelo	50.320 m <sup>2</sup>



**Cultivos**

Subparcelas	0	Clase de Cultivo	C- Labor o Labradío seco	Intensidad Productiva	06	Superficie (ha)	5,0320
-------------	---	------------------	--------------------------	-----------------------	----	-----------------	--------

(\*) Definición de superficie  
 ¿Cómo se pueden obtener datos protegidos (titularidad y valor catastral) de los inmuebles y certificados telemáticos de los mismos?

[Volver](#)

# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Localización de la finca con respecto a la línea de media tensión (12/20 kV) más cercana.



# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Distancia de la finca a la línea de media tensión en línea recta.



## ESTIMACIONES DE VALORES DE RADIACIÓN SOLAR EN EL EMPLAZAMIENTO

Radiación solar media diaria. Fuente: PVGIS Programa de datos de la Unión Europea sobre radiación solar.

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNic	A	Ad	Ac
07:37	64	32	119	92	267	130	36	321
07:52	98	47	192	129	373	192	60	468
08:07	135	63	273	161	466	240	74	584
08:22	167	73	344	186	540	275	83	669
08:37	196	83	412	207	600	304	90	737
08:52	224	91	476	224	649	328	96	792
09:07	251	98	537	238	690	348	102	838
09:22	275	105	593	249	723	365	107	875
09:37	297	111	646	259	751	379	111	906
09:52	317	116	694	267	775	391	115	932
10:07	335	120	736	274	795	402	118	953
10:22	350	124	775	280	811	410	121	971
10:37	364	127	807	284	825	417	123	985
10:52	375	130	835	288	836	423	125	997
11:07	384	131	857	291	844	427	126	1010
11:22	391	133	874	293	850	430	127	1010
11:37	396	134	885	295	854	432	128	1020
11:52	398	134	891	295	856	433	128	1020
12:07	398	134	891	295	856	433	128	1020
12:22	396	134	885	295	854	432	128	1020
12:37	391	133	874	293	850	430	127	1010
12:52	384	131	857	291	844	427	126	1010
13:07	375	130	835	288	836	423	125	997
13:22	364	127	807	284	825	417	123	985
13:37	350	124	775	280	811	410	121	971
13:52	335	120	736	274	795	402	118	953
14:07	317	116	694	267	775	391	115	932
14:22	297	111	646	259	751	379	111	906
14:37	275	105	593	249	723	365	107	875
14:52	251	98	537	238	690	348	102	838
15:07	224	91	476	224	649	328	96	792
15:22	196	83	412	207	600	304	90	737
15:37	167	73	344	186	540	275	83	669
15:52	135	63	273	161	466	240	74	584
16:07	98	47	192	129	373	192	60	468
16:22	64	32	119	92	267	130	36	321
16:37	16	16	11	0	0	8	7	6

Donde:

Plano fijo de 35°

G: Radiación en un plano fijo (W/m<sup>2</sup>)

Gd: Radiación difusa en un plano fijo (W/m<sup>2</sup>)

Gc: Radiación global con el cielo claro en un plano fijo (W/m<sup>2</sup>)

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

DNI: Radiación normal directa (W/m<sup>2</sup>)

DNIc: Radiación normal directa con el cielo claro (W/m<sup>2</sup>)

A: Radiación global en un plano de seguimiento de dos ejes (W/m<sup>2</sup>)

Ad: Radiación difusa en un plano de seguimiento de dos ejes (W/m<sup>2</sup>)

Ac: Radiación global en un plano de seguimiento de dos ejes con el cielo claro (W/m<sup>2</sup>)

### Pérdidas de radiación anuales por sombras horizontales

Month	Hh	Hopt	H(90)	lopt	TD	T24h	NDD
Jan	1560	2500	2480	62	5.1	3.4	340
Feb	2660	3980	3620	57	6.1	4.0	290
Mar	4220	5370	4080	44	9.0	6.9	217
Apr	5060	5530	3280	29	10.9	8.8	170
May	6320	6220	2930	17	14.7	12.5	54
Jun	7180	6730	2720	9	19.3	17.1	11
Jul	7620	7310	2960	13	21.6	19.2	3
Aug	6620	7050	3670	25	22.2	19.5	7
Sep	5020	6230	4340	40	19.2	16.5	55
Oct	3230	4580	3930	53	14.3	11.9	162
Nov	1920	3060	2980	61	8.5	6.5	317
Dec	1470	2560	2680	66	5.2	3.6	360
Year	4420	5100	3300	35	13.0	10.8	1986

Fuente: PVGIS Programa de datos de la Unión Europea sobre radiación solar.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Donde:

Hh: Radiación en plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/día)

Hopt: Radiación en plano inclinado óptimo (Wh/m<sup>2</sup>/día)

H(90): Radiación en plano en ángulo de 90° (Wh/m<sup>2</sup>/día)

lopt: Inclinación optima (grados)

TD: Temperatura media durante el día (°C)

T24h: Temperatura media en las 24 horas (°C)

NDD: Número de días de calefacción.

### Estimaciones de potencia generada para una instalación teórica de 1 kW según PVGIS

Fuente: PVGIS Programa de datos de la Unión Europea sobre radiación solar.

Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	2.04	63.2	2.50	77.5
Feb	3.19	89.4	3.97	111
Mar	4.18	129	5.37	166
Apr	4.24	127	5.52	166
May	4.68	145	6.22	193
Jun	4.97	149	6.73	202
Jul	5.34	166	7.31	227
Aug	5.16	160	7.05	219
Sep	4.65	140	6.23	187
Oct	3.54	110	4.58	142
Nov	2.46	73.8	3.05	91.6
Dec	2.10	65.0	2.56	79.4
Year	3.88	118	5.10	155
Total for year		1420		1860

Donde:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Ed: Producción eléctrica diaria media para el sistema dado  
(kWh)

Em: Producción eléctrica mensual media para el sistema dado  
(kWh)

Hd: Suma de la radiación global diaria media por metro  
cuadrado recibido por los módulos del sistema dado  
(kWh/m<sup>2</sup>)

Hm: Suma de la radiación global media por metro cuadrado  
recibido por los módulos del sistema dado (kWh/m<sup>2</sup>)

## **REGLAMENTO Y NORMATIVA**

### **Son de aplicación para este proyecto las siguientes leyes y normativas:**

Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ver las Instrucciones Complementarias, ITC 40 y la Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión.

Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006)

Real Decreto 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto 1544/2011 sobre tarifas de acceso a productores, en régimen ordinario y especial.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero

Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.

Decreto Legislativo 1/2005 de 26 de Julio por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Urbanismo 10/2004, de 24 de diciembre, de modificación de la Ley 2/2002, del 14 de marzo, de urbanismo para el

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

fomento de la vivienda asequible, de la sostenibilidad territorial y de la autonomía local.

Decreto 287/2003, de 4 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento parcial de la Ley 2/2002

Ley 3/1998, de 27 de febrero, de la intervención integral de la administración ambiental

Real Decreto 661/2007 de 25 de Mayo que modifica el Real Decreto 436/2004 del 12 de marzo sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

RD 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

RD 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 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (BOE 235-2000 de 30/09/2000). Describe los requisitos técnicos de conexión a red que debe cumplir un SFCR, principalmente en lo relativo a las condiciones de seguridad.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando también el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. Describe los requisitos técnicos de conexión a red que un SFCR debe cumplir. Principalmente hace referencia a los sistemas de seguridad (para personas, para equipos y para mantenimiento de la calidad de red). Es válido para sistemas de hasta 100

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

kW. y conexión en Baja Tensión.

Resolución del 31/05/2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen el modelo de contrato tipo y el modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, publicado el 21/06/2001. Fija el contrato-tipo que debe ser firmado por el usuario de SFCR y la compañía eléctrica a la que se conecta el sistema y la factura resultante. Se basa en el R.D. 1663/2000 y es válido para sistemas de hasta 100 kW. de conexión en Baja Tensión.

Resolución del Ministerio de Economía del 21/05/2001, BOE del 21/06/2001.

Decreto 352/2001 de 18 de diciembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. DOGC 3544-02/01/2002.

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a la Red, IDAE.

Reglamento de seguridad e Higiene en el trabajo (L31/95).

Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.

Real Decreto 2818/98(Anexo I), de 13 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Real Decreto 2224/98, del 16 de octubre, por lo que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por lo que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003 (revisable anualmente).

Ley 30/1992, y sus normas de desarrollo.

UNE-EN 61173:98 “Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía.”

UNE-EN 61727:96 “Sistemas fotovoltaicos. Características de interfaz de conexión a la red eléctrica”.

PNE-EN 50330-1 “Convertidores fotovoltaicos de semiconductores. Parte 1: Interfaz de protección interactivo libre de fallo de compañías eléctricas para convertidores conmutados FV-red. Calificación de diseño y aprobación de tipo”. (BOE 11/05/99).

PNE-EN 50331-1 “Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte 1: Requisitos de seguridad”.

PNE-EN 61227. “Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía”.

En cualquier caso, en la obra se aplicarán aquellas órdenes o normas que, aun- que no estén contempladas en los decretos mencionados, sean de obligado cumplimiento, siendo una central de producción eléctrica que cumpla todas las normas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T) vigente.

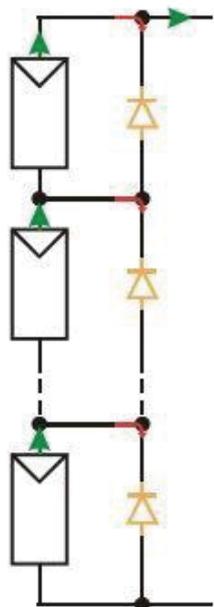
## **EFFECTOS NEGATIVOS EN LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**

### Sombras

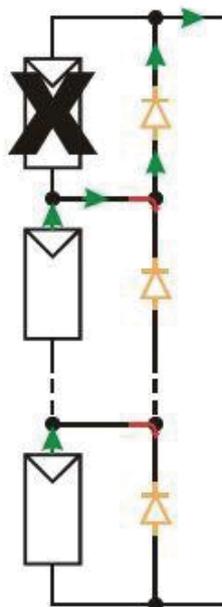
Cuando un módulo solar fotovoltaico no recibe radiación o sombra, deja de generar una corriente. Su comportamiento sería equivalente a un diodo conectado en sentido de opuesto o de bloqueo. Pero si a través de una célula deja de pasar la corriente, también dejará de pasar también a través de todas las células conectadas en serie con ella. Esto se conoce como efecto de pinzamiento de manguera. Se produce, en la célula solar una tensión (la suma de las células solares conectadas en serie) que es mayor que la tensión de ruptura del diodo. La corriente consigue pasar entonces a mayor tensión y la célula se puede calentar a una temperatura por encima de su diseño, pudiendo dañarse en algunas zonas específicas de forma permanente (efecto conocido como hot-spot).

Visto el anterior, el sombreado puede tener efectos muy negativos sobre el rendimiento de los módulos ya que por la conexión en serie de las células solares dentro de un módulo y la conexión en serie de los módulos dentro de una cadena, la célula solar que recibe menos energía determinaría la intensidad de corriente y, por tanto, la potencia de salida de toda la cadena. Las actuales células solares cristalinas, las sombras o fallos puntuales (hojas, suciedad, etc) pueden reducir alarmantemente el rendimiento del módulo fotovoltaico. Para evitar el efecto del sombreado y del consiguiente hot-spot, sobre las células solares expuestas al cambios de radiación, se conecta a cada cadena de células un diodo de by-pass en paralelo. En caso de sombreado, este diodo de by-pass evita la célula que no genera corriente y permite un funcionamiento correcto del resto de células fotovoltaicas.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW



Funcionamiento normal



Funcionamiento by-pass  
con una célula sombreada

Estos diodos también son instalados en la caja de conexiones del módulo, para evitar que cualquier módulo en la serie pueda provocar estos efectos negativos quedarse en sombra.

En el proyecto se tiene en cuenta que nuestras propias instalaciones no deberán provocar sombras en entre sí, en nuestra instalación no existe ningún obstáculo en ninguna dirección que cause sombras sobre los paneles. En todo caso, se realizará un estudio de las sombras que pueden en los paneles debidas a la posición de las estructuras de soporte de los paneles.

Separaremos las hileras de módulos solares fotovoltaicos a una distancia de manera que se garantice una perfecta recepción de la radiación para el cualquier ángulo y posición del sol durante el año. El ángulo más restrictivo será el 21 de diciembre, según recomendación del IDAE que es de  $18,5^\circ$ . Se calculará la distancia horizontal necesaria que tiene que separar el extremo superior de un panel y el inferior del siguiente en cada hilera de módulos.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

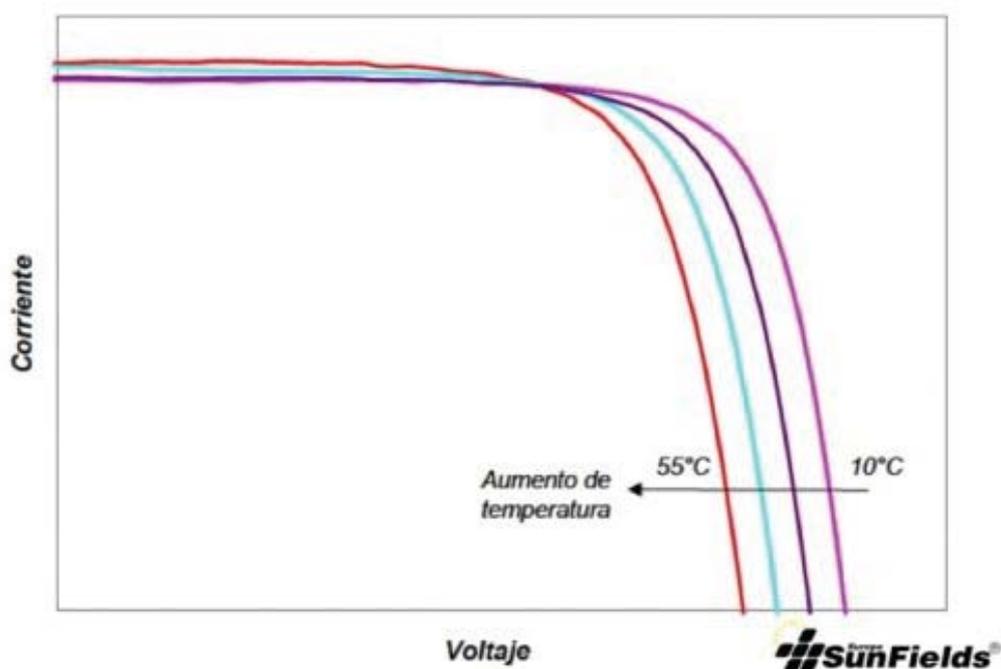
### Temperatura

La temperatura es un efecto perjudicial y junto con la radiación una de las principales razones por la que la característica de salida intensidad-tensión de los paneles fotovoltaicos se ve afectada. Para poder trabajar en el punto óptimo de potencia (Mpp) necesitamos tener en cuenta las pérdidas por temperatura de cada módulo a lo largo del año.

Bajo el efecto de la radiación solar los módulos se calentarán, y en la tecnología de los paneles la temperatura es un factor muy importante a tener en cuenta a la hora obtener un buen rendimiento.

La temperatura afecta directamente a la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) de la célula fotovoltaica haciéndola disminuir de manera proporcional a los grados centígrados, de modo que la potencia se ve disminuida por igual, en cambio la corriente que genera la célula no varía.

La conclusión que se obtiene mediante los ensayos de laboratorio realizados por las empresas fabricantes es que a medida que la temperatura aumenta, la tensión y la potencia de salida del módulo fotovoltaico disminuyen.



## Valoración de la producción

Toda instalación de producción de energía está limitada por una cierta cantidad de pérdidas en las distintas etapas de transformación y transporte de la energía generada que afectan al global de la energía producida. Evaluarlas y limitarlas forma parte del diseño adecuado de la instalación fotovoltaica.

Se podrán distinguir el siguiente conjunto de pérdidas:

Debidas a la dispersión de los módulos fotovoltaicos

Debidas al cableado tanto en corriente continua como en corriente alterna

Debidas al transformador

Debidas a la línea de media tensión subterránea

Debidas a la posible suciedad y polvo de los módulos

Debidas a la disponibilidad de la instalación

Debidas a los inversores

Debidas a sombras en los paneles

Debidas a la temperatura en las células fotovoltaicas

Debidas a la posición y el emplazamiento

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Contando con todas las pérdidas se elabora un Performance Ratio (PR) donde se aúnan todas las pérdidas en un sólo término.

$$PR = \frac{E_{ac}}{P_{mg} \cdot \frac{G_a(I)}{G}}$$

donde:

$P_{MG}$ : Potencia pico del campo fotovoltaico

$G_a(I)$ : Irradiación global sobre la superficie del generador

$G$ : irradiancia en condiciones estándar,  $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Tipos de pérdidas:

Posición:	0%
Sombreado:	0%
Dispersión del módulo fotovoltaico:	3%
Cableado de corriente continua:	0,87%
Cableado de corriente alterna:	0,88%
Línea de transporte de media tensión:	0,159%
Transformador:	1,02%
Rendimiento del inversor:	97,5%

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Disponibilidad: 1%

Suciedad: 1%

Recordando la tabla de pérdidas por temperatura:

Mes	T <sup>a</sup> máx. más alta ( °C )	T <sup>a</sup> célula ( °C )	G <sub>dm(0)</sub> (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>dm(α,β)</sub> (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>efectiva</sub> (W/m <sup>2</sup> )	Pérdidas ( % )
Enero	17,20	19,31	65,00	104,17	106,42	-2,12
Febrero	21,20	24,80	110,83	165,83	165,96	-0,08
Marzo	24,30	30,01	175,83	223,75	219,49	1,94
Abril	27,00	33,85	210,83	230,42	222,67	3,48
Mayo	33,40	41,96	263,33	259,17	242,47	6,89
Junio	36,90	46,62	299,17	280,42	257,38	8,95
Julio	37,80	48,12	317,50	304,58	277,83	9,63
Agosto	38,80	47,76	275,83	293,75	268,34	9,47
Septiembre	36,80	43,60	209,17	259,58	241,24	7,60
Octubre	29,10	33,47	134,58	190,83	184,69	3,33
Noviembre	24,00	26,60	80,00	124,17	123,41	0,61
Diciembre	20,00	21,99	61,25	106,66	107,88	-1,13

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Para cada mes se multiplicará cada pérdida con el fin de obtener la eficiencia en cada uno de los doce meses:

Enero:	91,91%
Febrero:	90,07%
Marzo:	88,25%
Abril:	86,87%
Mayo:	83,8%
Junio:	81,95%
Julio:	81,33%
Agosto:	81,48%
Septiembre:	83,16%
Octubre:	87,00%
Noviembre:	89,45%
Diciembre:	91,02%

Se obtiene PR (performance ratio) medio del 86,36%.

La producción estimada con los datos de PR y de radiación en el emplazamiento sería la siguiente:

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Mes	Días	PR(%)	Radiación óptima (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	Energía generada (kWh/día)	Energía mensual (kWh/mes)
Enero	31	91,91	2,5	2.293,15	71.087,79
Febrero	28	90,07	3,98	3.577,62	100.173,26
Marzo	31	88,25	5,37	4.729,55	146.615,96
Abril	30	86,87	5,55	4.811,64	144.349,27
Mayo	31	83,8	6,22	5.201,94	161.259,99
Junio	30	81,95	6,73	5.504,20	165.126,14
Julio	31	81,33	7,31	5.933,33	183.933,31
Agosto	31	81,48	7,05	5.732,85	177.718,39
Septiembre	30	83,16	6,23	5.170,51	155.115,19
Octubre	31	87	4,58	3.976,63	123.275,55
Noviembre	30	89,45	3,06	2.731,70	81.950,87
Diciembre	31	91,02	2,56	2.325,45	72.089,01
				Energía media mensual	131.891,23
Totales	365	86,36	5,10	4.332,38	1.582.694,73

## **Ahorro en las emisiones**

La producción de energía por medios convencionales provoca, en el lugar de generación, unas emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero a la atmósfera, como por ejemplo el dióxido de carbono, los óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre que provocan desde el calentamiento global hasta problemas respiratorios en la población.

Cada unidad de energía generada en la planta solar fotovoltaica supondría eliminar de la producción de gases contaminantes por parte de otros tipos de producción de energía. Si se quiere combatir el calentamiento global se deberá cambiar la forma de producción de energía de forma global.

Por cada kilovatio hora generado en esta instalación se evitará emitir al medio ambiente aproximadamente 1 kg de CO<sub>2</sub>, 3 gramos de SO<sub>2</sub> y unos 2 gramos de NO<sub>x</sub>.

## Módulos fotovoltaicos

Los módulos solares son el único elemento de generación eléctrica y se pueden configurar tanto en serie como en paralelo para obtener la tensión nominal que se necesite. Estos paneles están formados por un número determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo ATERSA optimum A-260P GSE de 260 Wp que proporciona una alta eficiencia del módulo, una potencia de salida estable, funcionamiento eléctrico adecuado en condiciones de alta temperatura o baja irradiación, facilidad de instalación, el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad internacionales y una garantía contra defectos de fabricación de diez años y veinticinco años en rendimiento.

El módulo consta de 60 células de silicio policristalino en una configuración de 6x10 recubierto frontalmente por un cristal templado de grado fotovoltaico de 3.2 mm de espesor y cerrado por un marco de aleación de aluminio anodizado. El caja de conexiones del módulo tiene la calificación de protección eléctrica IP65 que contiene 3 diodos. El cable de conexión tiene una longitud de 1000 mm con una sección de 4 mm<sup>2</sup>.

Características físicas	
Células	60 de silicio policristalino
Medidas	1638 x 995 x 40 mm
Peso	18.7 kg
Nº de diodos	3

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Características físicas	
Conectores	Compatible MC4
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Características de temperatura	
Coef. Temperatura de Isc	0.07%/°C
Coef. Temperatura de Voc	-0.30%/°C
Coef. Temperatura de Pmax	-0.38%/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 a +85 °C

Características eléctricas	
Potencia máxima	260 W
Tensión máxima potencia	31.23 V
Corriente máxima potencia	8.34 A
Tensión circuito abierto	38.12 V
Corriente de cortocircuito	8.91 A
Eficiencia del módulo	16 %
Tolerancia de potencia	0/+5 W
Máxima serie de fusible	15
Máxima tensión del sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 (UL)
Temperatura de funcionamiento normal de la célula	46±2 °C

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Irradiación de 1000 w/m<sup>2</sup>

Espectro AM 1.5

Temperatura de 25 °C.

Tolerancias medida STC:  $\pm 3\%$  (Pmp);  $\pm 10\%$  (Isc, Voc, Imp, Vmp).

## Sistema de montaje solar

La estructura escogida para este proyecto es el HABDANK UNO S que nos permite instalar 4 módulos a lo alto en disposición horizontal. Esta estructura tiene como especialidad la optimización del uso del material para distancias largas entre postes y para componentes sometidos a cargas. El sistema es individualmente adaptable y puede usarse en cualquier tipo de terreno.

La estructura soporte se colocará en filas de 50 metros de largo con una inclinación de 35°. Su calculo asegurará que pueden soportar todo el peso de los módulos, que los paneles queden correctamente fijados y que sea capaz de tolerar vientos de hasta 120 km/h.

## Inversores solares

El inversor es un equipo electrónico intermedio en la instalación eléctrica fotovoltaica conectada a la red, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el INGECON Sun Power 110TL B220, de 110 kW de la marca Ingeteam especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red de media potencia.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Se conecta por un lado al conjunto de paneles fotovoltaicos de los que recibe la energía eléctrica en forma de corriente continua y por otro al cuadro de salida a la red eléctrica en corriente alterna.

Este inversor nos proporciona una máxima eficiencia a temperaturas altas gracias a su avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva.

Es fácilmente instalable y no necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red en cualquier momento. Está equipado con todas las protecciones eléctricas más modernas incluidas de serie con el producto.

El mantenimiento del equipo es sencillo, contiene un data-logger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses para analizar al detalle el rendimiento de la instalación. Se puede controlar remotamente desde un ordenador o en el propio lugar de instalación desde el teclado frontal del inversor. Contiene LEDs indicadores de estado y alarmas, y una pantalla LCD. Su vida útil esta estimada por el fabricante en más de 20 años.

El inversor viene equipado con software incluido: INGECON SUN Manager e INGECON SUN para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet.

La garantía es de 5 años ampliables hasta 25 años.

Protecciones del inversor:

- Polarizaciones inversas
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

- Fallos aislamiento
- Anti-isla con desconexión automática
- Seccionador DC
- Fusibles DC
- Seccionador magneto-térmico AC
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2

### Características del inversor

Valores de entrada (DC)	
Rango pot. campo FV recomendado	103 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 820 V
Tensión máxima	1000 V
Corriente máxima	400 A
Nº de entradas	4
MPPT	1

Valores de salida (AC)	
Potencia nominal	110 kW
Corriente máxima	368 A
Tensión nominal	220 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz

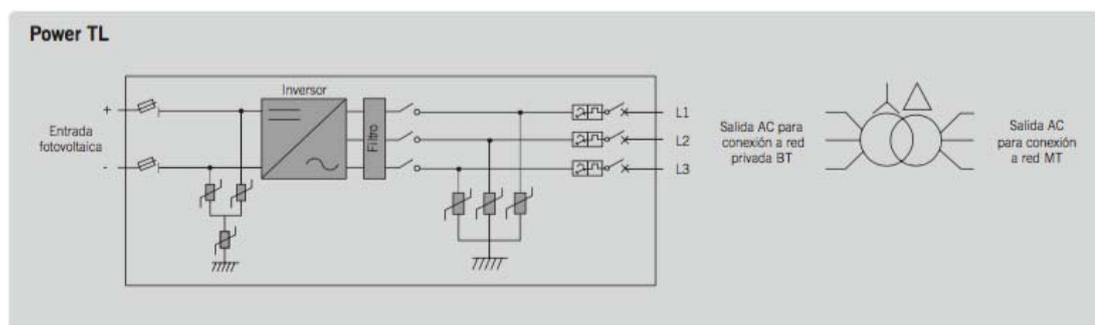
## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Valores de salida (AC)	
Coseno Phi	1
Coseno Phi ajustable	Sí, Smáx=110 kVA
THD	<3%

Rendimiento	
Eficiencia máxima	98,4 %
Euroeficiencia	97,5 %

Datos Generales	
Refrigeración por aire	2600 m <sup>3</sup> /h
Consumo en stand-by	30 W
Consumo nocturno	<5 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%
Grado de protección	IP20

Esquema de las conexiones de entrada y salida del inversor :



## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Características físicas	
Dimensiones	1761x1083x877 mm
Peso	600 kg.

Normativa seguida por el fabricante del inversor:

CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Terna, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.

Incluiremos en la instalación de los inversores los siguientes accesorios opcionales dada su importancia en el control remoto de la instalación y en la conexión con el resto de inversores en el transformador:

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV:  
INGECON SUN String Control
- Kit de puesta a tierra para los módulos fotovoltaicos que lo requieran.
- Sincronización con otros inversores, para conexión al mismo transformador de media tensión

## **INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

### **CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA**

Dado que la instalación eléctrica del generador solar se encuentra en la intemperie, para evitar fallos de aislamiento, se seguirán los criterios de la ITC- BT-30 del REBT para locales húmedos, siguiendo las siguientes condiciones generales.

#### Cableado

El cableado de corriente continua se hará con cable PRYSMIAN P-SUN 2.0 (0,6/1 kV), recomendado para instalaciones fotovoltaicas. Está aislado mediante goma tipo EI6, y tiene buenas características tanto eléctricas como mecánicas. El cálculo del cableado se ha realizado para que no supere una caída de tensión mayor de 1,5%.

El campo fotovoltaico de 1 MW proyectado está formado por 32 subcampos. El cableado de continua es el mismo en cualquiera de los subcampos en su conexión con los inversores.

#### Equipos

Las cajas de conexión, cajas de fusible y el resto de aparamenta utilizada en la conexión de los módulos solares fotovoltaicos, deberán presentar un grado de protección mínimo de IPX1. Sus cubiertas, carcasas y partes accesibles a las botoneras de control no serán metálicas.

Se ha diseñado el sistema de protección para que la instalación esté protegida contra sobreintensidades, cortocircuitos, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La caja de conexión previa al inversor estará protegida por fusibles de 12 A, con el objetivo de mantener los conductores en unos límites de operación seguros y así poder desconectar cada circuito del subcampo para operaciones de mantenimiento o reparación. Cada caja de conexión dispondrá de 6 entradas e irá integrada en la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos.

## Canalizaciones y zanjas

Las canalizaciones serán estancas en toda la instalación, y se utilizarán para ello terminales, empalmes y conexiones de las mismas, sistemas o dispositivos que presenten el grado de protección mínimo de IPX1.

La instalación solar fotovoltaica estará formada por paneles fotovoltaicos conectados en serie, en un cantidad determinada por los cálculos y las características eléctricas y de temperatura de tanto los módulos como del inversor. Una vez conectados los módulos en serie se conectarán en paralelo a una de las entradas del inversor.

Cada zanja se hará según los detalles de los planos y la tubería de PVC estará situada a una profundidad de, al menos, 800 mm por debajo de la superficie del terreno.

## **CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA**

La instalación eléctrica del circuito de corriente alterna será enterrada entre los inversores y el edificio del transformador. Se seguirán los criterios de la ITC-BT-07 del REBT para redes subterráneas de distribución en baja tensión, siguiendo las sus condiciones generales.

### Cableado.

Desde cada inversor saldrá una línea trifásica de 220 V que se unirá a un cuadro de baja tensión sumador que unirá 2 líneas. Esto agrupará los inversores en 4 grupos que posteriormente irán conectados a las entradas de baja tensión del transformador. Estos cuadros de baja tensión se encontrarán en el edificio del transformador.

El cable para los circuitos de corriente alterna es el PRYSMIAN AI AFUMEX (AL XZ1 0,6/1kV XLPE3), 3 conductores y neutro para cada inversor instalado bajo tubería de PVC. El cálculo del cableado se ha hecho de manera que no supere una caída de tensión mayor de 1%.

### Equipos

En la salida del inversor estará instalada un cuadro descargador de tensiones que permitirá la conexión a los cables de  $240 \text{ mm}^2$  de transporte al transformador. También se instalarán fusibles de cuchilla de F Cu 0/63 A a la salida para evitar sobreintensidades en la salida.

Las líneas de corriente alterna que unen los inversores con los cuadros de baja tensión en el edificio transformación estarán protegidas por interruptores magnetotérmicos omnipolares de 63 A, 6 kA.

### Canalizaciones y zanjas

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Los conductores que van desde los inversores hasta los cuadros de baja tensión se colocarán bajo zanja en un tubo corrugado de PVC de doble capa de 200 mm de diámetro nominal. Como ya se ha descrito anteriormente cada zanja se hará según los detalles de los planos y la tubería de PVC estará situada a una profundidad de, al menos, 800 mm por debajo de la superficie del terreno.

## **PUESTA A TIERRA**

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se hará de manera que no se modifique las características de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurándose que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Se instalarán dos puestas a tierra: uno tendrá como objetivo la protección de objetos metálicos, el circuito de corriente continua y el circuito de corriente alterna; y el otro protegerá el centro de transformación y todos sus equipos instalados en edificio.

Para la primera puesta a tierra (circuitos eléctricos) se ha elegido de tipo UNESA 5/32 y para la segunda (centro de transformación) una de tipo UNESA 5/86

El conductor de tierra será de cobre de  $70 \text{ mm}^2$  y estará enterrado en una zanja de 1 m de profundidad.

## **INSTALACIÓN DE ENLACE**

Además de los elementos y protecciones que pueda tener la propia instalación fotovoltaica y sus equipos anexos auxiliares, la instalación eléctrica que une la instalación fotovoltaica con la red debe tener los siguientes elementos:

### **SEPARACIÓN GALVÁNICA**

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y transporte, y la instalación solar fotovoltaica según indica la norma UNE 60742.

Esta protección se cumple al tener instalados sistemas y equipos como el transformador y el inversor.

### **INSTALACIÓN DE SALIDA**

La línea de salida de la instalación fotovoltaica tiene lugar a través de las cuadros de media tensión ubicadas en lugar con fácil acceso para el personal técnico de Iberdrola, estas salidas se colocarán antes de los cuadros de medida.

Como elemento de corte perteneciente a la compañía se instalará un seccionador de puesta en carga. Será de fácil acceso al personal de Iberdrola para que puedan realizar la desconexión manual de la instalación a la red. El seccionador podrá ser bloqueado por la compañía distribuidora su posición abierta, vendrá definido en el contrato con Iberdrola cuando se podrá conectar a la instalación a la red.

El elemento para la medida de la energía neta inyectada por la instalación fotovoltaica será colocado en una celda propia en el centro de transformación. Se colocará otro medidor de consumo de la instalación en

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

periodos donde la generación sea cero. Este módulo se instalará en la parte que se ha definido como la salida de la instalación eléctrica. Esta celda no deberá llevar fusibles.

Dicha celda de medida estará compuesta por los siguientes elementos:

- Juego de barras tripolar de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA.
- Tres transformadores de intensidad de relación 30/5 A, 10 VA, CL0.2S,  $I_{th} = 5$  kA, gama extendida 150% y aislamiento 24 kV
- Tres transformadores de tensión unipolares, de relación 22.000:V3/110:V3, 25 VA, CL0.2,  $F_t = 1,9$  y aislamiento 24 kV.
- Dispositivo de comunicación remota según RD 1110/2007, del 24 de agosto.

## OBRA CIVIL

### DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE SOLAR

La superficie de la finca donde se colocan todas las estructuras de los paneles solares es de 5 hectáreas o 50.000 metros cuadrados. El parque solar fotovoltaico está formado por 3840 paneles y un inversor de 105-130 kWp en cada subcampo.

El terreno escogido relativamente llano y se deberá proceder a la limpieza y desbroce de las plantas antes del comienzo de las obras. Además se deberá nivelar el terreno para una perfecta colocación de las estructuras solares con el fin de evitar pérdidas de rendimiento y desniveles indeseados.

## **DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS**

La obra civil que se realizará para la construcción de la instalación solar fotovoltaica se hará de tal manera:

- Desbroce y limpieza de cualquier planta y piedras grandes
- Zanjias para las cimentaciones de los soportes de los módulos fotovoltaicos.
- Arquetas para las canalizaciones eléctricas desde las estructuras hasta el transformador, pasando por los inversores.
- Edificio prefabricado que contendrá el centro de transformación y demás cuadros de protección.
- Cimentación y nivelación del terreno para el edificio prefabricado.
- Vallado perimetral completo de la instalación.

## **MOVIMIENTO DE TIERRA**

El movimiento de tierras consistirá en una primera fase de limpieza y desbroce de la vegetación ya que es zona de cultivo de secano y la probabilidad de restos de plantaciones antiguas es alta, se rellenarán las zonas bajas con la tierra compactada extraída de las obras, con esto conseguimos mejorar la calidad del terreno y la resistencia a las lluvias. El

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

volumen de movimiento de tierra estimado en éste caso es de 5.000 metros cúbicos.

Para la colocación de los soportes de los paneles solares se nivelarán las zonas con más precisión, de manera que todas las estructuras tengan una superficie firme y plana para que evite movimientos tanto de ángulo como de traslación que afecten a su rendimiento.

## Canalizaciones para cableado

### Zanjas

Para las conducciones de las líneas eléctricas tanto de corriente continua como de corriente alterna de la instalación solar fotovoltaica se realizarán zanjas y arquetas de registro e inspección de manera que las conducciones se hagan de forma segura y sin posibilidad de interrupciones

Estas zanjas protegerán a los conductores de todas las estructuras, de los vehículos y personal que puedan circular en las proximidades.

Las zanjas serán hechas entre soportes de los módulos, pasando por los inversores hasta los cuadros de baja tensión del transformador. También se realizará una zanja del centro de transformación hasta el apoyo de conexión a la red de distribución para acomodar la línea de media tensión.

El trazado será lo más rectilíneo posible y en lo posible paralelo a carreteras y parcelas. Se tendrán en cuenta los radios de curvatura mínimos de los cables en cada codo de la zanja.

Las líneas se enterrarán bajo tubo, a una profundidad mínima de 800 mm, con una resistencia suficiente a los esfuerzos posibles tanto durante la obra como durante la explotación.

Las conductores irán introducidos en tubos de 200 mm de diámetro para corriente alterna y para la salida de la línea de media tensión desde el centro

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

de transformación, todos de PVC corrugado y de color rojo en la parte exterior.

Por cada tubería sólo contendrá una línea con el fin de ser posible una rápida y fácil reparación en caso de avería.

Donde se produzcan cambios de dirección de las líneas subterráneas, para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapas registrables. En los tramos rectos se instalarán arquetas, registrables, cada 40 metros para seccionar los tramos más largos sin inspección. Esta distancia podrá variar según los cruces u otros condicionantes varios. Los detalles constructivos de las arquetas y zanjas se muestran en plano adjunto.

La secuencia de operaciones a seguir para llevar a cabo la realización de las canalizaciones requeridas para el cableado se describe a continuación:

### Excavación de zanjas

Las dimensiones de las zanjas serán indicadas en el plano de detalle de zanjas.

### Preparación del lecho

Antes de la colocación de los tubos se rellenará con arena hasta 50 mm de altura.

### Tapado en primera fase

Una vez preparado el lecho de apoyo para la conducción que se colocará en la zanja, se realizará la puesta en zanja de los tubos correspondientes y el cable de tierra si es el caso, utilizando para ello los medios adecuados. Una vez puestos en zanja, se procede a su tapado en primera fase, que consiste en el relleno de la zanja hasta 100 mm por encima de la conducción con

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

arena. Sobre este tapado se procederá a realizar el asiento de la siguiente conducción, en caso necesario.

Una vez tendido el último tubo sobre la capa de arena, se colocará la placa de protección. A continuación, se coloca una primera capa de material de relleno.

### Cinta de señalización

Como señal de aviso y con el fin de evitar accidentes cuando en el futuro se realicen obras sobre la construcción instalada se colocará, después del tapado en primera fase y sobre la conducción, una cinta de señalización según se indica en el plano correspondiente.

### Tapado en segunda fase

Con esta operación se completa el relleno de la zanja una vez colocadas las conducciones que van a discurrir por la misma, utilizando para ello material con una especificación menos exigente que el relleno de la primera fase, compactando por capas de 300 mm como máximo, hasta conseguir el tapado completo.

Para la protección de los cables, ante el choque con herramientas metálicas en eventuales trabajos de excavación, se utilizarán placas de plástico colocadas a lo largo del tendido. Las características de las placas de protección son las siguientes:

Tipo de material: Polietileno (PE) o Polipropileno (PP)

Densidad mínima: PE =  $0.94 \text{ g/cm}^3$  PP =  $1 \text{ g/cm}^3$

Color: Amarillo S0580-Y10R (UNE-48103)

Peso: 0.5 kg/ud

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Dimensiones: 250 x 1000 x 2.5 mm

Resistencia a la tracción (unión entre placas): 10 kg

Resistencia al impacto: 50 J

Las placas estarán libres de halógenos y metales pesados. Permitirán ensamblarse entre sí longitudinal y transversalmente mediante remaches de plástico.

Llevarán marcas indelebles con la señal de advertencia de riesgo eléctrico, tipo AE-10, y el anagrama de C.S.E. Además llevarán rotulada la frase “¡ATENCIÓN! CABLES ELÉCTRICOS”, así como el nombre del fabricante y el año de fabricación.

Para advertir de la presencia de cable enterrados, se utilizarán cintas de señalización tendidas a lo largo de todo el recorrido. Las características a las que habrán de responder son las siguientes:

Tipo de material: PVC

Color: Amarillo vivo B-532 (UNE-48103)

Resistencia a la tracción longitudinal:  $100 \text{ kg/cm}^2$

Resistencia a la tracción transversal:  $80 \text{ kg/cm}^2$

Dimensiones: Ancho 15 cm, espesor 0.1 cm

La cinta llevará impresa de manera indeleble, con tinta negra, la frase ¡ATENCIÓN! CABLES ELÉCTRICOS

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Arquetas

A lo largo de la superficie de la instalación se dispondrán diversas arquetas de registro. Dichas arquetas se colocarán en los siguientes lugares:

- Junto al edificio del centro de transformación donde se aloja el transformador.
- Cada 40 metros como máximo en la instalación eléctrica en corriente alterna entre los inversores y el transformador

### **Prefabricado para centro de transformación**

El centro de transformación irá alojado en un edificio prefabricado de hormigón situado en la zona este del terreno. Dicha caseta tendrá las siguientes características:

#### Envolvente

La envolvente de estos edificios es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>. Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente.

Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de media tensión y baja tensión. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores. El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derrame, dispone de dos perfiles en forma de "U", que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

## Placa piso

Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de media tensión y baja tensión a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

## Accesos

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero. Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura que ancla las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

## Ventilación

Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

### Acabado

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

### Calidad

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad ISO 9001.

### Alumbrado

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

### Cimentación

Para la ubicación de los edificios PFU para Centros de Transformación es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

## **CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**

### DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El centro de transformación es la instalación consistente en recoger, proteger y conectar a la red toda la energía generada por los módulos fotovoltaicos.

La energía será suministrada por la planta solar en baja tensión, llegará al centro de transformación a través de los cuadros propios de baja tensión a una tensión de 220 V y frecuencia de 50 Hz. El transformador de potencia elevará la tensión a 13,8 kV y la línea de media tensión conectará con la red de 13,8 kV más próxima de Iberdrola, en nuestro caso en dirección sur a 1,5 km en perpendicular.

Se definirán las especificaciones de los equipos eléctricos necesarios para la inteycción de la energía producida por la instalación solar fotovoltaica.

De los cuales el más importante es el transformador de relación primario/ secundario 0,22/13,8 kV 1x1000 kVA

### INSTALACIÓN ELÉCTRICA

#### Características de la red de alimentación

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es de tipo subterráneo, con una tensión de 13,8 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida es de 350 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 16 kA eficaces.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Características de las celdas de media tensión

Las celdas forman un sistema de equipos de media tensión modulares bajo envoltorio metálica de aislamiento integral en gas SF<sub>6</sub> de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior.

Sus embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión que consiguen una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.). Incorpora tres funciones por cada módulo en una única cuba llena de gas, en la cual se encuentran los aparatos de maniobra y el embarrado.

### Base y frente

La base está diseñada para soportar al resto de la celda, y facilitar y proteger mecánicamente la acometida de los cables de media tensión. La tapa que los protege es independiente para cada una de las tres funciones. El frente presenta el mimicó unifilar del circuito principal y los ejes de accionamiento de la aparamenta a la altura idónea para su operación. La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando. En la parte inferior se encuentra el dispositivo de señalización de presencia de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables. Lleva además un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

### Cuba

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La cuba, fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles. El gas se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,15 bares. El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante toda su vida útil, sin necesidad de reposición de gas.

Esta cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así, con ayuda de la altura de las celdas, su incidencia sobre las personas, cables o la aparamenta del Centro de Transformación.

La cuba es única para las tres posiciones con las que cuenta la celda y en su interior se encuentran todas las partes activas de la celda (embarrados, interruptor-seccionador, puestas a tierra, tubos portafusibles).

### Interruptor/Seccionador/Seccionador de puesta a tierra

Los interruptores tienen tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.

La actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

### Mando

Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada.

### Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas es que:

No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.

No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída

### Características eléctricas

Las características generales de las celdas Schneider Electric son las siguientes:

Tensión nominal	24 kV
-----------------	-------

Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min)

a tierra y entre fases	50 kV
------------------------	-------

a la distancia de seccionamiento	60 kV
----------------------------------	-------

Impulso tipo rayo

a tierra y entre fases	125 kV
------------------------	--------

a la distancia de seccionamiento	145 kV
----------------------------------	--------

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Puesta a tierra

El conductor de puesta a tierra estará dispuesto a todo lo largo de las celdas según UNE-EN 60298, y estará dimensionado para soportar la intensidad admisible de corta duración.

### Embarrado

El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar y que se detallan en el apartado de cálculos.

En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc. Las celdas de media tensión son 5, diferenciadas en dos grupos abonado y compañía:

#### Cliente/Productor:

Celda de seccionamiento de cliente/productor.

Interruptor automático para protección y corte de toda la instalación.

Celda de medida.

#### Compañía:

Celda de seccionamiento de la compañía.

Dos celdas de línea de entrada/salida.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Celda de entrada / salida

La celda de entrada/salida de línea está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra.

#### Características eléctricas:

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	630 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	16 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	40 kA

#### Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases:	50 kV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	125 kV
Capacidad de cierre (cresta):	40 kA

#### Capacidad de corte

Corriente principalmente activa:	630 A
----------------------------------	-------

Características físicas:

Ancho:	365 mm
Fondo:	735 mm
Alto:	1740 mm
Peso:	95 kg

Otras características constructivas :

Mecanismo de maniobra interruptor: motorizado

Unidad de Control Integrado

Celda de seccionamiento de compañía.

La celda de interruptor pasante está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, interrumpido por un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, para aislar las partes izquierda y derecha del mismo y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Características eléctricas:

Tensión asignada: 24 kV

Intensidad asignada: 400 A

Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA

Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA

### Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV

Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV

Capacidad de cierre (cresta): 40 kA

### Capacidad de corte

Corriente principalmente activa: 400 A

### Características físicas:

Ancho: 450 mm

Fondo: 735 mm

Alto: 1740 mm

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Peso: 105 kg

Otras características constructivas :

Mando interruptor: manual tipo B

Celda de interruptor automático de vacío.

La celda de interruptor automático de vacío está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío, enclavado con el seccionador. La puesta a tierra de los cables de acometida se realiza a través del interruptor automático. La conexión de cables es inferior y frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

Características eléctricas:

Tensión asignada: 24 kV

Intensidad asignada: 400 A

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV

Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV

Capacidad de cierre (cresta): 400 A

Capacidad de corte en cortocircuito: 16 kA

### Características físicas:

Ancho: 480 mm

Fondo: 850 mm

Alto: 1740 mm

Peso: 218kg

### Otras características constructivas :

Mando interruptor automático: manual

Relé de protección.

### Cuadro de medida

El cuadro de medida es un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los aparatos de medida, control y contadores de medida de energía.

La tapa de la celda cuenta con los dispositivos que evitan la posibilidad de contactos indirectos y permiten el sellado de la misma, para garantizar la no manipulación de las conexiones

### Características eléctricas:

Tensión asignada:	24 kV
-------------------	-------

### Características físicas:

Ancho:	800 mm
--------	--------

Fondo:	1025 mm
--------	---------

Alto:	1740 mm
-------	---------

Peso:	165 kg
-------	--------

### Otras características constructivas:

Transformadores de medida: 3 TT y 3 TI

De aislamiento seco construidos atendiendo a las correspondientes normas UNE y CEI, con las siguientes características:

### Transformadores de tensión:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Relación de transformación: 13800/V3-110/V3 V

Sobretensión admisible en permanencia:

1.2  $U_n$  en permanencia y 1.9  $U_n$  durante 8 horas

Potencia: 15 VA

Clase de precisión: 0.2

## Transformadores de intensidad:

Relación de transformación: 15 – 30/5 A

Intensidad térmica: 200  $I_n$

Sobreint. admisible en permanencia:  $F_s \leq 5$

Potencia: 15 VA

Clase de precisión: 0.2 s

## Celda de seccionamiento cliente/productor:

La celda de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior y frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Características eléctricas:

Tensión asignada:	24 kV
Intensidad asignada:	630 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	16 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	40 kA

### Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases:	50 kV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	125 kV
Capacidad de cierre (cresta):	40 kA

### Capacidad de corte

Corriente principalmente activa:	630 A
----------------------------------	-------

### Características físicas:

Ancho:	365 mm
Fondo:	735 mm

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Alto: 1740 mm

Peso: 95 kg

Otras características constructivas :

Mando interruptor: motorizado tipo BM

## Transformador

Transformador trifásico reductor de tensión con neutro accesible en el secundario, de potencia 1000 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 13,8 kV y tensión secundaria 230 V y 420 V en vacío (B1 y B2).

Otras características constructivas:

Regulación en el primario: + 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %

Tensión de cortocircuito ( $E_{CC}$ ): 6%

Grupo de conexión: Dyn11

Protección incorporada al transformador: Relé DGPT2

## Características de los cuadros baja tensión

Los cuadros de baja tensión, son un conjunto de equipos de baja tensión cuya trabajo es recepcionar el circuito principal de baja tensión procedente de los inversores de la planta y conectarlos como un solo circuito a la entrada del transformador. Estos cuadros tienen 4 entradas de baja tensión cada uno por lo que al haber 8 inversores estará dimensionado de manera

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

correcta, estarán protegidos mediante fusibles de 160 A de intensidad nominal.

En la estructura de los cuadros se distingues las siguientes zonas:

Zona de acometida, medida y equipos auxiliares.

En la parte superior del módulo existe un compartimento para la acometida del mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar, evitando la penetración del agua al interior. Dentro de este compartimento, existen cuatro pletinas deslizantes que hacen la función de seccionador. El acceso a este compartimento es por medio de una puerta abisagrada en dos puntos. Sobre ella se montan los elementos normalizados por la compañía suministradora.

### Zona de salidas

Está formada por un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida. Esta protección se encomienda a fusibles de la intensidad máxima más adelante citada, dispuestos en bases trifásicas pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre de en carga.

Características eléctricas cuadro baja tensión auxiliar:

Interruptor automático de 1600 A.

4 Entradas/Salidas formadas por bases portafusibles de 160 A.

Interruptor diferencial bipolar de 25 A, 30 mA.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Base portafusible de 32 A y cartucho portafusible de 20 A.

Base enchufe bipolar con toma de tierra de 16 A/ 250 V.

Bornas (alimentación a alumbrado) y pequeño material.

Tensión asignada: 220 V

Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min)

a tierra y entre fases: 10 kV

entre fases: 2,5 kV

Impulso tipo rayo:

a tierra y entre fases: 20 kV

Características constructivas:

Altura: 1820 mm

Anchura: 580 mm

Largo: 300 mm

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Características eléctricas cuadro baja tensión de la instalación solar fotovoltaica:

Interruptor automático de 1000 A

4 Entradas/Salidas formadas por bases portafusibles de 400 A.

Interruptor diferencial bipolar de 25 A, 30 mA.

Base portafusible de 32 A y cartucho portafusible de 20 A.

Base enchufe bipolar con toma de tierra de 16 A/ 250 V.

Bornas(alimentación a alumbrado) y pequeño material.

Tensión asignada: 220 V

Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min)

a tierra y entre fases: 10 kV

entre fases: 2,5 kV

Impulso tipo rayo:

a tierra y entre fases: 20 kV

Características constructivas:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Altura:	1820 mm
Anchura:	580 mm
Fondo:	300 mm

Especificaciones de otros materiales de media y baja tensión:

### Interconexiones de media tensión

La conexión entre las celdas de media tensión y los transformadores se realiza mediante cables media tensión 12/20 kV del tipo DHZ1, unipolares, con conductores de sección y material  $1 \times 50 \text{ mm}^2$  Al.

### Interconexiones de BT

Para las uniones entre los transformadores y el cuadro de baja tensión, se utilizan juegos de puentes de cables de BT del tipo RV 0.6/1 kV, unipolares de aluminio. En este caso, para la potencia de nuestro transformador, usaremos cable de  $240 \text{ mm}^2$  tanto para las fases como para el neutro.

### Protección del transformador

El transformador estará rodeado por una protección metálica incluida por el fabricante.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Equipos de iluminación

El edificio del centro de transformación tendrá un equipo de alumbrado que permita trabajar con seguridad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los cuadros y celdas. Se añadirá luces de emergencia que indiquen la salida en caso de haber una pérdida de potencia.

# **DOCUMENTO N° 2: CÁLCULOS**

## Índice de Cálculos

Estructuras soporte del módulo fotovoltaico	página 88
Cálculo del número de módulos por rama	página 95
Distancia mínima entre módulos	página 109
Pérdidas por temperatura	página 114
Cálculo de la sección de conductores	página 117
Cálculos de puestas a tierra	página 123
Cálculo del centro de transformación	página 126
Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra	página 132
Cálculo de la línea subterránea de media tensión	página 142

## **ESTRUCTURA SOPORTE DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

### SOLICITACIONES SOBRE LA ESTRUCTURA

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, deberá soportar las acciones consideradas en el Código Técnico de la Edificación, Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación, CTE-SE-AE.

Estas acciones serán las que se indican a continuación:

#### Acciones permanentes

Las acciones permanentes son las producidas por las cargas invariables que afectan a la estructura. En este proyecto solamente nos afecta una: el peso propio

#### Peso propio

El peso propio es la fuerza correspondiente al peso de la estructura solar y a los propios paneles solares con sus correspondiente cableados y conexiones.

En este caso el peso de cada panel solar es de 18.7 kg y siendo sus dimensiones 1638 x 996 mm podemos obtener la carga permanente que supone cada panel: 11.46 kg/m<sup>2</sup>. Teniendo en cuenta el material requerido para asegurar los paneles a la estructura (tornillería y bridas de sujeción) añadiremos un margen de seguridad por lo que estableceremos la carga permanente en 15 kg/m<sup>2</sup>.

#### Acciones variables

Las acciones variables serán producidas por cargas que no son constantes en el tiempo y dependen de la meteorología en la que esta situada la



## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La acción de viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática,  $q_e$  puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

siendo:

$q_b$  : la presión dinámica del viento. En nuestro caso el valor es de 0,45 kN/m<sup>2</sup>.

$c_e$  : el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.

$c_p$  : el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión.

Para calcular  $c_e$  usaremos la fórmula:  $c_e = F \cdot (F + 7k)$

siendo:

$$F = k \ln (\max (z,Z) / L)$$

$k$ ,  $L$ ,  $Z$  parámetros característicos de cada tipo de entorno.

$$k = 0,17$$

$$L = 0,01$$

$$Z = 1,0$$

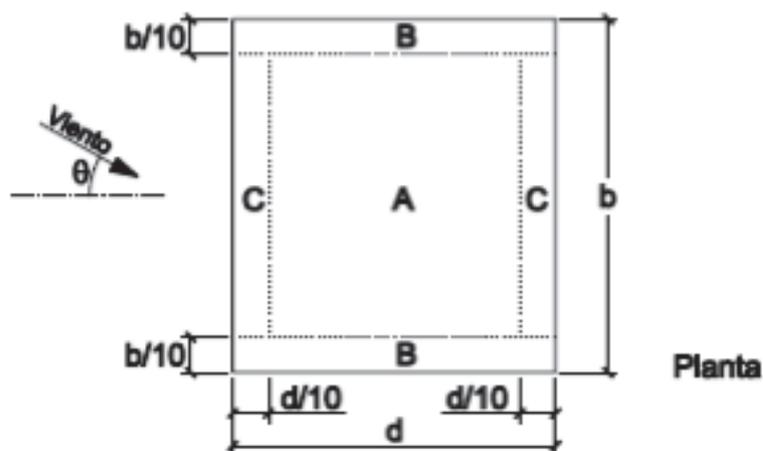
## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

z: altura sobre el terreno de los paneles en el caso más desfavorable = 5 metros

$$F = 0,17 \cdot \ln(5/0,1) = 0,665$$

$$c_e = 0,665 \cdot (0,665 + 7 \cdot 0,17) = 1,234$$

Para coeficiente eólico o de presión utilizaremos las tablas D.10 de marquesinas a un agua para un ángulo de  $35^\circ$



Calculamos el valor de las variables para un ángulo de  $35^\circ$ :

Para A el valor  $c_p$  es de 2,4833. El área A es de  $128 \text{ m}^2$ .

Para B el valor  $c_p$  es de 3,4333. El área B es de  $40 \text{ m}^2$ .

Para C el valor  $c_p$  es de 2,6166. El área de C es de  $32 \text{ m}^2$ .

Calculando la media ponderada el valor final de  $c_p$  es: 2,6946

Por lo que el resultado final  $q_e = 0,45 \cdot 1,234 \cdot 2,6946 = 1,4963 \text{ kN/m}^2$

### Carga de nieve

Es la carga debida a la nieve acumulada sobre los paneles fotovoltaicos. La distribución y cantidad de la carga de nieve sobre un edificio, o sobre una cubierta como la de este caso, depende del clima del lugar, del tipo de precipitación, del relieve del entorno, de la forma del edificio o de la cubierta, de los efectos del viento, y de los intercambios térmicos en los paramentos exteriores. Padilla de Arriba (Burgos) esta considerada una Zona Climática III lo que corresponde a  $0,6 \text{ kN/m}^2$  para superficies horizontales. Para estructuras a  $35^\circ$  de inclinación e interpolando linealmente la tabla obtenemos un coeficiente de forma de 0,8333.

$$q_n = \mu \cdot s_k$$

siendo:

$\mu$ : coeficiente de forma de la cubierta.

$s_k$ : el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal.

$$q_n = 0,8333 \cdot 0,6 = 0,5 \text{ kN/m}^2$$

## CÁLCULO DE LA CIMENTACIÓN

Teniendo en cuenta los valores anteriormente calculados y las indicaciones del fabricante, calcularemos el volumen de la cimentación que es necesario para soportar los esfuerzos.

Para el cálculo de la zapata, se emplean las siguientes fórmulas:

$$f = \text{fuerza del viento (N/m}^2) \cdot \text{superficie paneles} \cdot n^{\circ} \text{ paneles} \cdot \text{sen} \alpha$$

$$V_s = \frac{f}{\delta}$$

Dónde:

$V_s$ , es el volumen que debe tener, en  $\text{m}^3$ .

$f$ , es la fuerza del viento sobre toda la estructura.

$\delta$ , es la densidad del hormigón por la gravedad.

Sustituyendo los valores de fuerza del viento considerada y la superficie aparente de los paneles se obtiene:

$$f = 1496,3 \cdot 1,6324 \cdot 4 \cdot \text{sen} 35 = 5603,98 \text{ N}$$

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Añadimos el peso de la nieve y el de los paneles multiplicado por el área y el número de paneles ( $1,6324 \cdot 4$ ):  $500 \text{ N/m}^2 + 147,15 \text{ N/m}^2$

$$V_s = \frac{6251,13}{9,81 \cdot 2000} = 0,3186 \text{ m}^3$$

Por tanto para el conjunto de treinta columnas de paneles se necesitarán treinta zapatas de  $1,639\text{m} \times 0,648\text{m} \times 0,3\text{m}$  consiguiendo una zapata continua a lo largo de los apoyos de la estructura.

### **Cálculo del número de módulos por rama**

Se calcularán en este apartado las agrupaciones en serie y en paralelo de módulos fotovoltaicos con el fin llegar al punto óptimo de módulos del los que es capaz de conectar el inversor y obtener la potencia diseñada.

### **Parámetros máximos y mínimos para la generación**

Para que el inversor inicie la generación es necesario que del campo de módulos le llegue una tensión mínima. Tampoco no debe sobrepasarse ni la tensión, ni la intensidad máxima permitida por el inversor.

Para ello se deberán asociar en serie un número de módulos por rama de forma que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia del ramal esté dentro del rango de tensiones de entrada al inversor.

Para realizar dichos cálculos necesitaremos los valores de tensiones e intensidades aportados por los módulos fotovoltaicos, así como los valores límite permitidos por el inversor:

<b>Módulo Fotovoltaico</b>	
Potencia de pico	260 W
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,91 A
Tensión de vacío(Uoc)	38,12 V
Corriente MPP	8,34 A
Tensión MPP	31,23 V

<b>Inversor INGECON SUN 110TL B220</b>	
Tensión máxima admisible	1000 V
Intensidad máxima admisible	400 A
Rango de tensión de MPP	405 - 820 V

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Influencia de la temperatura

Los valores dados para el inversor son únicamente para condiciones estándar (STC,  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ , AM 1,5). Por tanto, a las temperaturas límite que puede trabajar la célula solar los valores característicos del módulo fotovoltaico son diferentes.

Dichas variaciones dependen de las cualidades del módulo y son valores de catálogo:

Módulo fotovoltaico	
Coefficiente $T^a$ tensión de circuito abierto	- 0,30 %/ $^\circ\text{C}$
Coefficiente $T^a$ corriente de cortocircuito	+ 0,07 %/ $^\circ\text{C}$
Coefficiente $T^a$ MPP	-0.38 %/ $^\circ\text{C}$
$T^a$ de funcionamiento normal de la célula	$46 \pm 2^\circ\text{C}$

Las variaciones porcentuales de intensidad y tensión nos permitirán definir los nuevos valores a las temperaturas extremas, que se calculan en este apartado. La variación porcentual de la potencia MPP y TONC (Normal Operating Cell Temperature, en sus siglas en inglés, NOCT) permitirán evaluar las pérdidas por temperatura. Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

El TONC es una medida cuantitativa de este incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de 0,8 kW/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1m/s.

Número máximo de módulos por conjunto en serie:

El número máximo de módulos en serie que pueden conectarse vendrá determinado por el mínimo valor de los dos valores siguientes:

La máxima tensión necesaria para que el inversor pueda buscar el punto de MPP cuando la Tensión MPP de los módulos alcanzan su valor máximo

La máxima tensión que admite el inversor a la entrada cuando los módulos alcanzan el máximo de tensión posible, donde dicho valor se obtendrá para la Tensión de Vacío del módulo ( $U_{OC}$ ) a la temperatura mínima

El máximo valor de tensión posible de los módulos, tanto para  $U_{oc}$  como para la Tensión MPP, corresponde a dichas tensiones cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura mínima del módulo corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que se puede considerar una media de temperaturas mínimas de -1 °C correspondientes a los meses de enero y febrero según datos de AEMET en la zona de implantación de la instalación y para una irradiancia mínima que se considera 0 W/m<sup>2</sup>.

La temperatura del módulo en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión aproximada:

Cálculo de Temperatura del módulo

$$T_p = T_a + \frac{T_{onc} - 20}{800} \cdot I$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

donde:

$T_p$ : Temperatura del módulo (°C)

$T_a$ : Temperatura ambiente (°C)

$T_{ONC}$ : Temperatura de operación normal de la célula (°C)

$I$ : Irradiancia ( $W/m^2$ )

$$T_p = -1 + \frac{46 - 20}{800} \cdot 0 = -1 \text{ °C}$$

Para las condiciones anteriores, la temperatura del módulo es aproximadamente de -1 °C.

La Tensión de MPP a -1 °C, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo de Tensión MPP

$$\Delta U_{MPP} = \Delta U_{Uoc} \cdot (T_p - 25)$$

$$U_{MPP(T_p)} = U_{MPP(STC)} \cdot \left( 1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100} \right)$$

donde:

$U_{MPP}$ : Tensión MPP del módulo (V)

$\Delta U_{Uoc}$ : Coeficiente de  $T_a$  de Tensión a circuito abierto (% / °C)

$$\Delta U_{MPP(-1^{\circ}\text{C})} = -0,30 \cdot (-1 - 25) = 7,8 \%$$

$$U_{MPP(-1^{\circ}\text{C})} = 31,23 \cdot \left(1 + \frac{7,8}{100}\right) = 33,67 \text{ V}$$

La Tensión de Circuito Abierto ( $U_{OC}$ ) a  $-1^{\circ}\text{C}$ , a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo de Tensión en Vacío

$$U_{OC(T_p)} = U_{oc(STC)} \cdot \left(1 + \frac{\Delta U_{oc}}{100}\right)$$

$$\Delta U_{OC} = \Delta U_{U_{oc}} \cdot (T_p - 25)$$

donde:

$U_{OC(T_p)}$ : Tensión a Circuito Abierto a  $T_a$  del módulo (V)

$U_{OC(STC)}$ : Tensión a Circuito abierto en condiciones estándar (V)

$\Delta U_{U_{oc}}$ : Coeficiente de  $T_a$  de Tensión a circuito abierto (% /  $^{\circ}\text{C}$ )

$$\Delta U_{OC} = -0,30 \cdot (-1 - 25) = 7,8 \%$$

$$U_{OC(T_p)} = 38,12 \cdot \left(1 + \frac{7,8}{100}\right) = 41,09 \text{ V}$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

El número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el mínimo valor de:

El cociente entre el límite superior de tensión MPP del inversor y la tensión de MPP del módulo a su temperatura mínima, que es de -1 °C

El cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo ( $U_{OC}$ ) a su temperatura mínima, que es la establecida en -1 °C.

Límite superior de módulos en serie:

$$n_{máxserie} = \frac{U_{lím sup MPP (INV)}}{U_{MPP (T^a mín)}}$$

$$n_{máxserie} = \frac{U_{máx (INV)}}{U_{oc(T^a mín)}}$$

donde:

$n_{max}$ : Número máximo de módulos por ramal conectados en serie

$U_{Lim Sup MPP (INV)}$ : Límite Superior de voltaje MPP del inversor (V)

$U_{máx (INV)}$ : Tensión máxima de entrada del inversor (V)

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

$U_{MPP}(T^{a_{min}})$ : Tensión de MPP del módulo a -1 °C (V)

$U_{OC}(T^{a_{min}})$ : Tensión a Circuito Abierto del módulo a -1 °C (V)

$$n_{m\acute{a}x_{serie}} = \frac{820}{33,67} = 24,36$$

$$n_{m\acute{a}x_{serie}} = \frac{1000}{41,09} = 24,33$$

Por lo que, tras examinar los dos resultados obtenidos, tomamos el mínimo valor, siendo el mismo el límite máximo de módulos en serie. En nuestro caso 24 módulos.

Número mínimo de módulos por conjunto en serie

El número mínimo de módulos en serie por ramal que pueden conectarse vendrá limitado por la mínima tensión necesaria para que el inversor pueda buscar el punto de MPP cuando los módulos alcanzan el mínimo de tensión posible. El mínimo valor de tensión posible de los módulos corresponde a la tensión MPP cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura máxima del módulo corresponde con una temperatura ambiente máxima, que suele corresponder a verano y que, para climas como el de esta zona de Burgos, se puede considerar 40 °C y para una irradiancia del orden de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La temperatura del módulo en estas condiciones se calcula siguiendo la misma expresión que en apartado anterior:

$$T_p = 40 + \frac{46 + 20}{800} \cdot 1000 = 72,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

La Tensión del Punto de Máxima Potencia a 72,5 °C, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo de Tensión de máxima potencia (MPP)

$$U_{MPP(T_p)} = U_{MPP(STC)} \cdot \left( 1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100} \right)$$

$$\Delta U_{MPP} = \Delta U_{Uoc} \cdot (T_p - 25)$$

donde:

$U_{MPP(T_p)}$ : Tensión MPP a  $T_a$  del módulo  $T_p$  (V)

$U_{MPP(STC)}$ : Tensión MPP en Condiciones Estándar (V)

$\Delta U_{Uoc}$ : Coeficiente de  $T_a$  Tensión a Circuito Abierto (% / °C)

$$\Delta U_{MPP} = -0,3 \cdot (72,5 - 25) = -14,25 \%$$

$$U_{MPP(72,5^{\circ}\text{C})} = 31,23 \cdot \left(1 + \frac{-14,25}{100}\right) = 26,78 \text{ V}$$

El número mínimo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre el Límite Inferior de voltaje MPP del inversor y la Tensión MPP del módulo a su temperatura máxima, en este caso de 72,5 °C. De acuerdo con lo indicado anteriormente:

$$n_{\text{mínserie}} = \frac{U_{\text{lim inf MPP (INV)}}}{U_{MPP(T^{\text{a}}\text{máx})}}$$

donde:

$n_{\text{mín}}$ : Número mínimo de módulos por ramal conectados en serie

$U_{\text{Lim Inf MPP(INV)}}$ : Límite inferior de tensión MPP del inversor (V)

$U_{MPP(T_{\text{amax}})}$ : Tensión de MPP del módulo a 72,5 °C (V)

$$n_{\text{mínserie}} = \frac{405}{26,78} = 15,12$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

El número mínimo de módulos que podemos conectar en serie es de 16 para el inversor INGECON 110TL B220 de 110 kW.

Número seleccionado de módulos por conjunto

Utilizaremos un número de módulos por ramal de 20 módulos en serie ya que se por las características del diseño de la instalación nos favorece más hacerlo en múltiplos de 120 para obtener una distribución homogénea de los módulos, estructuras e inversores.

Número máximo de conjuntos en paralelo

El número mínimo de conjuntos en paralelo que pueden conectarse vendrá dado por el mínimo valor de las dos siguientes estimaciones:

El cociente entre la Intensidad Máxima Admisible del inversor entre la Corriente del Cortocircuito (ISC) del módulo cuando alcanza su valor más elevado

El cociente entre la potencia máxima del inversor y la potencia pico de un conjunto.

El máximo valor de intensidad posible de los módulos, corresponde a la Intensidad de Cortocircuito ( $I_{SC}$ ) cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura máxima del módulo corresponde con una temperatura ambiente máxima, que como se ha visto anteriormente corresponde a 40 °C y para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La temperatura del módulo en estas condiciones se calcula siguiendo la misma expresión que en el apartado anterior (ecuación 1).

$$T_p = 40 + \frac{46 + 20}{800} \cdot 1000 = 72,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

La intensidad de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) a 72,5 °C, a partir de dicha intensidad en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Cálculo de la Intensidad de Cortocircuito  $I_{SC}$ .

$$I_{sc}(T_p) = I_{sc}(STC) \cdot \left(1 + \frac{\Delta I_{sc}}{100}\right)$$

$$\Delta I_{sc} = \Delta I_{Isc} \cdot (T_p - 25)$$

donde:

$I_{SC}(T_p)$ : Intensidad de Cortocircuito a  $T_a$  del módulo (A)

$I_{SC}(STC)$ : Intensidad de Cortocircuito Condiciones Estándar (A)

$\Delta I_{SC}$ : Coeficiente de  $T_a$  Intensidad de Cortocircuito (% / °C)

$$\Delta I_{sc} = 0,07 \cdot (72,5 - 25) = 3,325 \%$$

$$I_{sc}(T_p) = 8,91 \cdot \left(1 + \frac{3,325c}{100}\right) = 9,21 \%$$

De acuerdo con lo indicado anteriormente:

$$n_{m\acute{a}x\text{paralelo}} = \frac{I_{m\acute{a}x}(INV)}{I_{sc}(T^{o}m\acute{a}x)}$$

$$n_{m\acute{a}x\text{paralelo}} = \frac{P_{INV}}{n_{serie} \cdot P_{m\acute{o}dulo}}$$

donde:

$I_{M\acute{a}x}(INV)$ : Intensidad Máxima Admisible del inversor (A)

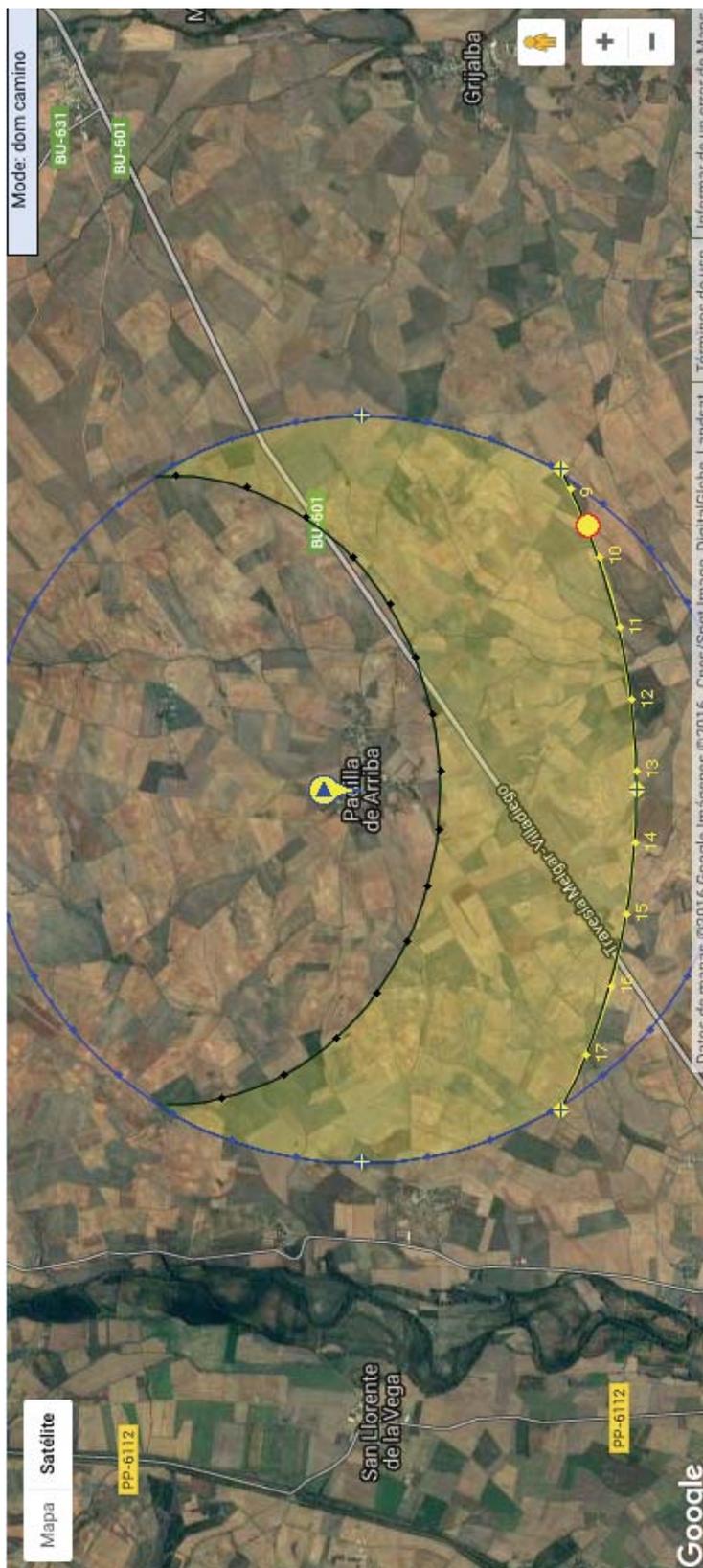
$I_{SC}(T_{max})$ : Corriente de Cortocircuito del módulo a 72,5 C (A)

$P_{inv}$ : Potencia máxima del inversor (W)

$P_{m\acute{o}dulo}$ : Potencia pico de los módulos (W)

$n_{serie}$ : Número de módulos en serie

# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW



Comprobamos que la intensidad máxima que admite el inversor es superior a la intensidad de cortocircuito de los conjuntos en paralelo a 72,5 °C.

$$I_{\text{máx}}(\text{INV}) = 400 \text{ A}$$

$$n_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{SC}}(T_{\text{max}}) = 24 \cdot 9,206 = 220,944 \text{ A}$$

La intensidad máxima es menor que la que admite el inversor por lo que se admite la configuración de los módulos que consiste 20 en serie y 24 en paralelo en cada inversor. Tendremos 2 inversores por subcampo y un total de 4 subcampos que generarán una potencia cercana al 1 MWp.

## DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

El ángulo de inclinación del sol varía todos los días del año y las horas de cada día. Para la separación usaremos la recomendación del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y basaremos el cálculo en la latitud donde se encuentra localizada la instalación que es de 42,43847° N.

Posiciones del sol en el solsticio de invierno

El IDAE recomienda que en el solsticio de invierno se garanticen al menos cuatro horas de sol en torno al mediodía aunque especifica que como mínimo la distancia tiene que cumplir la siguiente ecuación:

$$d \geq h \cdot k$$

donde:

d: es a distancia medida sobre la horizontal entre filas de módulos.

h: altura de un obstáculo que pueda proyectar sombras.

k: un factor adimensional al que se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ .

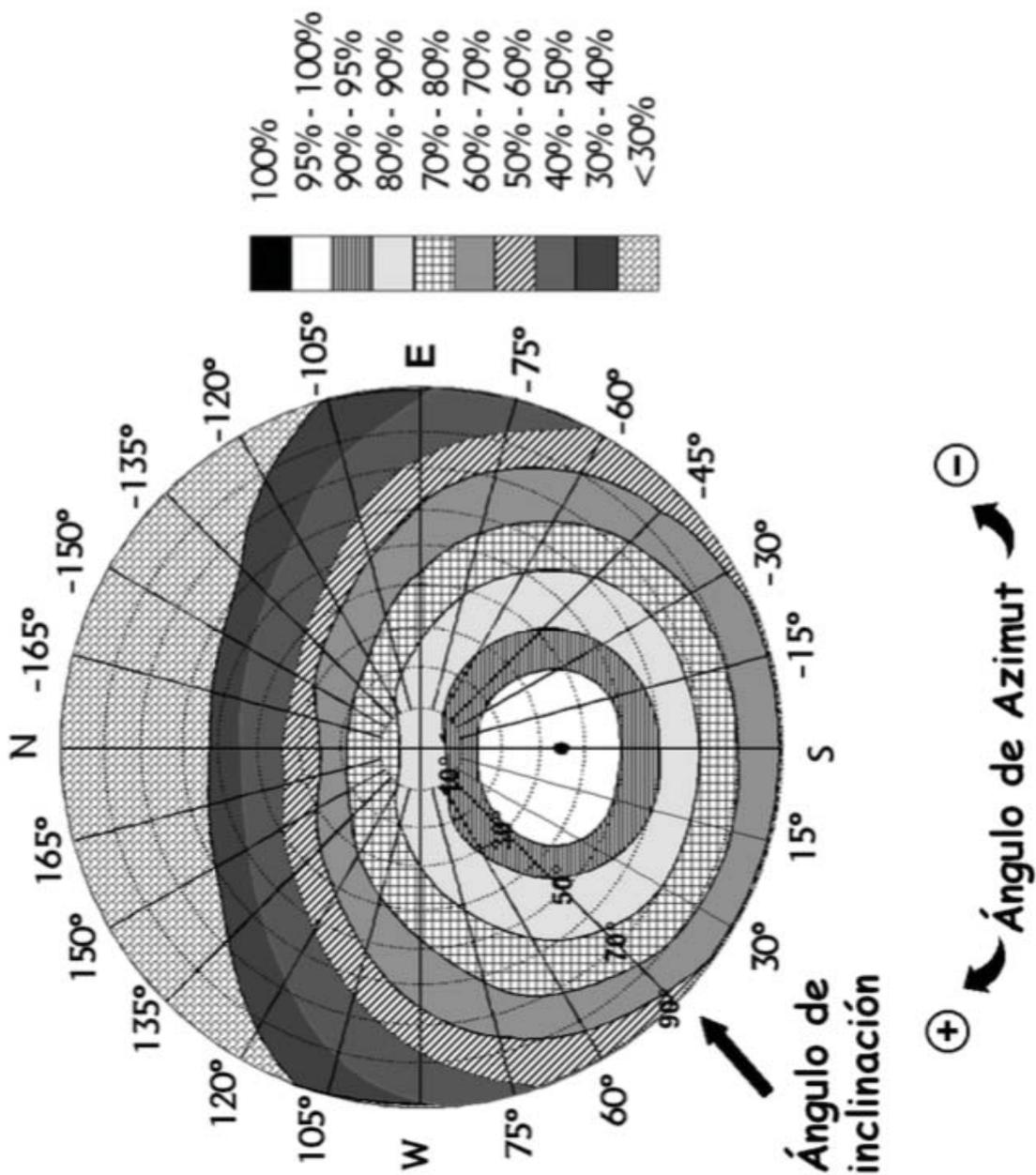
En nuestro caso la distancia mínima será para los valores de  $h = 4$  y  $k = 2,9779$  redondeando hacia arriba para garantizar el cumplimiento de la norma.

$$d \geq 4 \cdot 3 = 12 \text{ m}$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Pérdidas por posición

Para un ángulo de  $35^\circ$  de inclinación de los módulos fotovoltaicos y un azimut de  $0^\circ$  podemos observar a simple vista que el punto de funcionamiento se encuentra en la marca del 100% de eficiencia. Luego las pérdidas por posición serán cero o cercanas a cero.



## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Pérdidas por sombras

La instalación se encuentra ubicada en campo abierto, las únicas pérdidas posibles son las provocadas por objetos de la instalación que pueden estar producidas por:

Filas de módulos fotovoltaicos

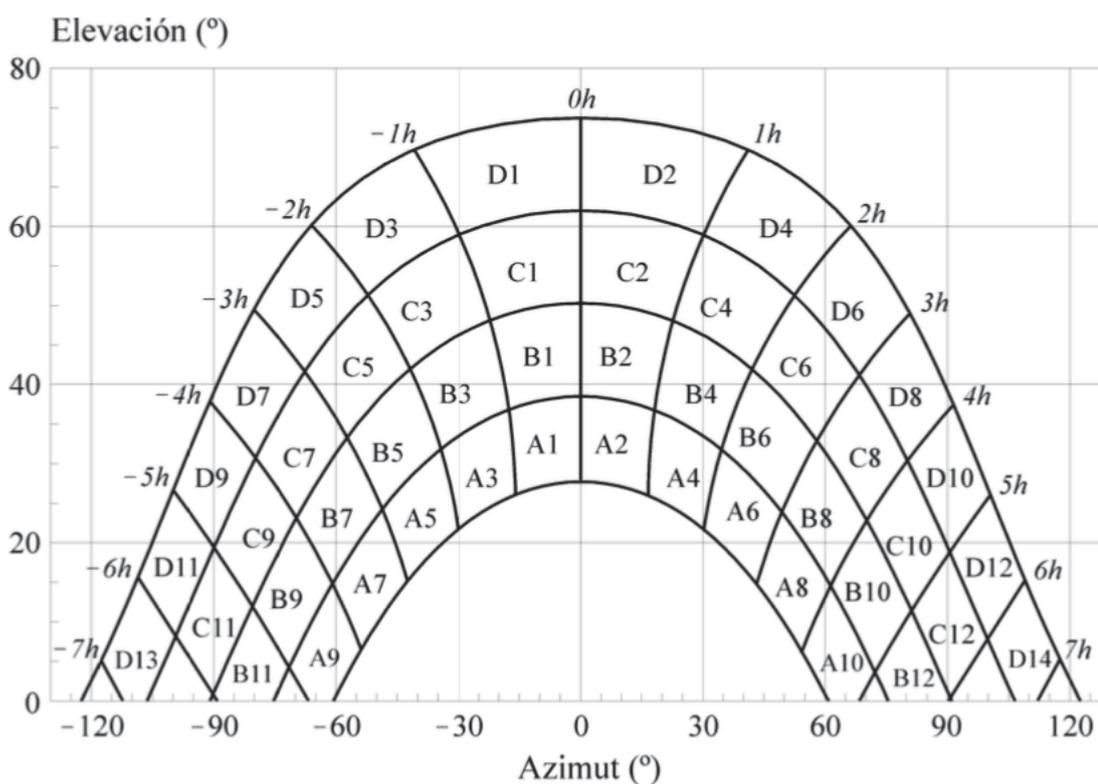
Casetas de transformadores

Vallado perimetral

Por la posición escogida en la colocación de los elementos: el edificio prefabricado del centro de transformación, el vallado perimetral, no causarán efectos de sombreado.

Los únicos componentes presentes en la parcela que producirán el efecto negativo de las sombras, son las propias filas de módulos entre sí.

Usando la figura y sabiendo que:



## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

- azimut =  $0^\circ$
- distancia a la fila 12 metros
- altura de la fila 4 metros

Obtenemos:

$$\text{ángulo de elevación} = \tan^{-1}\left(\frac{4}{12}\right) = 18,435^\circ$$

Lo que significa unas pérdidas por sombras prácticamente nulas ya que no llega a interferir con la trayectoria del sol.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

La temperatura influye decisivamente sobre la potencia que puede suministrar el módulo fotovoltaico a razón de lo indicado por el fabricante.

Módulo fotovoltaico	
Coeficiente temperatura potencia MPP	-0,38 %/°C
TONC	46 ± 2 °C

Los datos de las temperaturas los obtenemos de la Guía resumida del Clima en España proporcionada por la AEMET (Agencia Estatal de la Meteorología)

Cálculo de la temperatura del módulo:

$$T_{célula} = T_{Ambiente} + G \cdot \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right)$$

donde:

$T_{CELULA}$ : Temperatura del módulo (°C)

$T_{AMBIENTE}$ : Temperatura ambiente (°C)

$T_{ONC}$ : Temperatura de operación normal de la célula (°C)

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

G: Irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

Esta temperatura de célula ha permitido calcular la radiación efectiva recibida por la placa a lo largo del año, la cual se obtiene mediante la siguiente ecuación 8, tomando las ponderaciones mensuales de dicha radiación junto con las recibidas por cada módulo solar sin aplicar el efecto de la temperatura, podremos evaluar las pérdidas de potencia por la aplicación del coeficiente anteriormente mostrado.

Cálculo de radiación efectiva para planos inclinados

$$G_{efectiva} = G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot \left(1 + \frac{\Delta G}{100}\right)$$

$$\Delta G = \Delta P_{MPP} \cdot (T_{célula} - 25)$$

donde:

$G_{efectiva}$ : Radiación efectiva media de cada mes para su inclinación óptima ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Radiación media de cada mes para su inclinación óptima ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

$\Delta P_{MPP}$ : Coeficiente de  $T_a$  Potencia MPP (% / °C)

$T_{célula}$ : Temperatura del módulo (°C)

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Los datos de irradiación han sido obtenidos del EUMETSAT-CMSAF (European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites) para obtener los valores de irradiación e inclinación óptima. La radiación media mensual para la inclinación óptima ha sido realizada mediante una media ponderada dado que el peso específico de cada valor no es el mismo para cada hora del día.

El resultado es la siguiente tabla:

Mes	T <sup>a</sup> máx. más alta (°C)	T <sup>a</sup> célula (°C)	G <sub>dm</sub> (0) (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>dm</sub> (α,β) (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>efectiva</sub> (W/m <sup>2</sup> )	Pérdidas (%)
Enero	17,20	19,31	65,00	104,17	106,42	-2,12
Febrero	21,20	24,80	110,83	165,83	165,96	-0,08
Marzo	24,30	30,01	175,83	223,75	219,49	1,94
Abril	27,00	33,85	210,83	230,42	222,67	3,48
Mayo	33,40	41,96	263,33	259,17	242,47	6,89
Junio	36,90	46,62	299,17	280,42	257,38	8,95
Julio	37,80	48,12	317,50	304,58	277,83	9,63
Agosto	38,80	47,76	275,83	293,75	268,34	9,47
Septiembre	36,80	43,60	209,17	259,58	241,24	7,60
Octubre	29,10	33,47	134,58	190,83	184,69	3,33
Noviembre	24,00	26,60	80,00	124,17	123,41	0,61
Diciembre	20,00	21,99	61,25	106,66	107,88	-1,13

CÁLCULO DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES:

Nuestra instalación cuenta con 4 entradas a cada inversor que son 6 ramas (paralelo) de 20 módulos (serie):

$$\text{Ramas de 20 módulos: } 20 \times 260 = 5200 \text{ W}$$

$$\text{Paralelo de 6 ramas: } 6 \times 5200 = 31200 \text{ W}$$

$$\text{4 entradas al inversor } 4 \times 31200 = 124800 \text{ W}$$

Para el cálculo de las secciones de corriente continua usaremos la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2PL}{\gamma eU}$$

Donde:

S: sección del conductor en  $\text{mm}^2$

P: potencia en W

L: longitud en m

$\gamma$  : conductividad del cobre a 90°C en  $\text{m/Ohm mm}^2$

e: caída de tensión máxima para el tramo en V

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

U: tensión en la rama en V

La tensión en una rama con 20 módulos en serie:  $20 \times 31,23 = 624,6 \text{ V}$

La sección de los conductores desde los módulos a la caja de conexión de baja tensión:

Para una  $P = 5200 \text{ W}$ , una caída de tensión máxima de 0,5% y longitudes  $L = 20,75 \text{ m}$ ,  $12,25 \text{ m}$  y  $4,25 \text{ m}$ .

La sección resultante normalizada es de  $2,5 \text{ mm}^2$  para la distancia de 20,75 metros y de  $1,5 \text{ mm}^2$  para el resto.

La sección de los conductores desde la caja de conexión de baja tensión hasta el inversor:

Para una  $P = 31200 \text{ W}$ , una caída de tensión máxima de 0,5% y longitud (idéntica en todos los casos) de 33 metros.

La sección resultante normalizada es de  $25 \text{ mm}^2$

Para el cálculo de las secciones de corriente alterna usaremos la siguiente ecuación:

$$S = \frac{PL}{\gamma e U}$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Donde:

S: sección del conductor en  $\text{mm}^2$

P: potencia en W

L: longitud en m

$\gamma$  : conductividad del cobre a  $90^\circ\text{C}$  en  $\text{m}/\text{Ohm mm}^2$

e: caída de tensión máxima para el tramo en V

U: tensión en la salida del inversor en V

La sección de los conductores desde el inversor hasta el transformador:

Para una  $P = 110 \text{ kW}$ , una caída de tensión máxima del 2% y longitudes  $L = 172,5$  metros,  $140,5$  metros,  $108,5$  metros y  $76,5$  metros

Las secciones resultantes son:

para  $L = 172,5$  metros,  $S = 400 \text{ mm}^2$

para  $L = 140,5$  metros,  $S = 400 \text{ mm}^2$

para  $L = 108,5$  metros,  $S = 300 \text{ mm}^2$

para  $L = 76,5$  metros,  $S = 240 \text{ mm}^2$

Verificación de intensidades según el criterio térmico del 125%:

$$I_{ccL1} = \frac{P_{diseño}}{V_{rama}} = \frac{5200}{624,6} = 8,325 = I_{pmp}$$

$$I_{ccL2} = \frac{P_{diseño}}{V_{rama}} = \frac{31200}{624,6} = 49,952 = N_{ramas} \cdot I$$

$$I_{alterna} = \frac{P_{diseño}}{\sqrt{3} \cdot 220} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 288,675 \text{ A}$$

$$I_{ccL1} = 8,325 \text{ A}$$

Intensidad máxima = 16,5 A, para S = 1,5 mm<sup>2</sup>

Intensidad máxima = 23 A, para S = 2,5 mm<sup>2</sup>

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Cumplen con el criterio en los dos casos.

$$I_{ccL2} = 49,952 \text{ A}$$

Intensidad máxima =  $0,88 \times 130 = 114,4 \text{ A}$ , para  $S = 25 \text{ mm}^2$

Cumple con el criterio.

$$I_{alterna} = 288,675 \cdot 1,25 = 360,84 \text{ A}$$

Esta condición se cumple ampliamente con conductores de más de  $S = 240 \text{ mm}^2$

Para el cálculo de las intensidades admisibles se utiliza la tabla A.52-1 Bis de la UNE 20460-5-523:2004.

## DISPERSIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Las pérdidas por desacoplo o dispersión de parámetros del inversor provienen del hecho de que no es posible fabricar todos los módulo exactamente iguales, por lo que sufren ligeras variaciones sobre los valores

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

nominales. Suelen oscilar entre un 3 y un 6% según la tolerancia de los módulos, lo importante es que estén acotadas y documentadas.

En el caso de los módulos ATERSA optimum A-260P GSE, el fabricante nos indica que esta tolerancia es de un 3%.

## CALCULO DE LA PUESTA A TIERRA

El cálculo de la puesta a tierra se realizará de acuerdo con la ITC-BT-18 del REBT.

Se realizarán dos sistemas de puesta a tierra independientes:

Tierra de protección de corriente continua: será utilizada por todos los elementos de corriente continua.

Tierra de protección de corriente alterna: será utilizada por todos los elementos de corriente alterna.

Se obtendrán los valores sobre el tipo de terreno de el REBT en su tabla 3 de la ITC-BT-18, considerando una resistividad de cálculo de  $260 \Omega \cdot m$  para un terreno de arena arcillosa.

Antes del comienzo de operación de la instalación se verificará que la resistencia a tierra es menor a la asumida para los cálculos.

## RESISTENCIA MÁXIMA DE LA PUESTA A TIERRA

Todas las puestas a tierra se calcularán de manera que su resistencia a tierra no sea superior al valor de diseño para ella en cada caso.

Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

24 V en local húmedo o emplazamiento conductor

50 V en los demás casos

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La sensibilidad del diferencial que protege la instalación es de 300 mA, y se considera esta instalación como local húmedo o emplazamiento conductor, por lo que la resistencia máxima de puesta a tierra será:

$$R = \frac{V}{I} = \frac{24}{0.3} = 80 \Omega$$

### PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE CONTINUA

La puesta a tierra de protección del circuito de corriente continua, consta de un anillo que seguirá la misma distribución que los inversores por lo que será un rectángulo de 115 metros por 60 metros realizado con conductor desnudo y las uniones de cada conjunto de módulos con el anillo. Las uniones serán de 7,5 metros para las estructuras que sean paralelas al recorrido del anillo y de 27,5 para las que sean perpendiculares a la dirección del anillo (incluyendo las diagonales)

La longitud total del conductor desnudo es de 1070 metros, siendo este de cobre de 70 mm<sup>2</sup>

Todas las partes metálicas de los elementos de corriente continua se unen a esta tierra de protección, como son la estructura metálica, marco de los paneles, envolventes de corriente continua del inversor, etc.

La resistencia será:

$$R = \frac{2 \rho}{L} = \frac{2 \cdot 260}{1070} = 0,486 \Omega$$

Con lo cual cumple con las exigencias de la norma.

### PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE ALTERNA

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, indica que todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como la de 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.

Por lo tanto, las partes metálicas exteriores de los inversores irán conectadas a la puesta a tierra de corriente continua así como las todos los componentes metálicos de la caseta de transformadores.

## CÁLCULO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

### INTENSIDAD DE MEDIA TENSIÓN

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

$I_p$ : Intensidad primaria (A)

P: Potencia del transformador (kVA)

$U_p$ : Tensión primaria (kV)

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 13,8 kV y la potencia del transformador es de 1000 kVA. Por lo tanto, la intensidad primaria es:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,84 \text{ A}$$

### INTENSIDAD DE BT

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_S = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_S}$$

donde:

$I_S$ : Intensidad secundaria (A)

P: Potencia del transformador (kVA)

$U_S$ : Tensión secundaria (kV)

En el caso que nos ocupa, la tensión secundaria es de 220 V y la potencia del transformador es de 1000 kVA. Por lo tanto, la intensidad en los cuadros de BT serán:

$$I_S = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_S} = \frac{1000k}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2624,32 \text{ A}$$

## CORTOCIRCUITOS

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito, se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de media tensión que en nuestro caso será de 350 MVA.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

donde:

$I_{CCS}$ : Corriente de cortocircuito (kA)

$S_{CC}$ : Potencia de cortocircuito de la red (MVA)

$U_p$ : Tensión de servicio (kV)

Introduciendo los valores obtenemos:

$$I_{ccs} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 14,64 \text{ kA}$$

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de media tensión / baja tensión, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100P}{\sqrt{3} \cdot U_s \cdot E_{cc}}$$

donde:

$I_{CCS}$ : Corriente de cortocircuito (A)

P: Potencia del transformador (kVA)

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

$U_s$ : Tensión secundaria (kV)

$E_{cc}$ : Tensión de cortocircuito del transformador (%)

Teniendo en cuenta que el valor de  $E_{CC}$  en nuestro transformador es del 6%, el valor de la corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión para el cuadro de 220 V es de:

$$I_{ccs} = \frac{100P}{\sqrt{3} \cdot U_s \cdot E_{cc}} = \frac{100 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 6\%} = 43,74 \text{ kA}$$

## PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Los transformadores están protegidos tanto en media tensión como en baja tensión. En media tensión la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en baja tensión la protección se da en los cuadros de las líneas de salida.

Protección en media tensión

La protección en media tensión de los transformadores se realiza utilizando una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de protección. En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red.

El interruptor automático posee capacidades de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Protección en baja tensión

Las salidas de baja tensión cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal de 63 A y de un poder de corte mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente.

### DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MEDIA TENSIÓN

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

La intensidad nominal demandada por los transformadores es igual a 41,84 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable de menor sección utilizado.

### DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN

La ventilación del centro de transformación se realizará mediante las rejillas de entrada y salida de aire dispuestas para tal efecto.

Estas rejillas se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

Las rejillas de ventilación del edificio están diseñadas y dispuestas sobre las paredes de manera que la circulación del aire ventile eficazmente la sala del transformador. El diseño se ha realizado cumpliendo los ensayos de calentamiento según la norma UNE-EN 62271-202:2007. Todas las rejillas de ventilación van provistas de una tela metálica mosquitero.

Los cálculos llevados a cabo para obtener la superficie a disponer en la zona inferior del local se han realizado partiendo de la siguiente ecuación:

$$S_r = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 \cdot k \cdot \sqrt{h \cdot \Delta T^3}}$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

siendo:

$W_{Cu}$ ,  $W_{Fe}$ : Pérdidas en el Cobre y en el Hierro (kW)

k: Coeficiente en función de la forma de la reja

h: Distancia vertical entre rejillas de entrada y salida (m)

$\Delta T$ : Incremento de temperatura del aire ( $^{\circ}C$ )

Tras tomar para las variables anteriores los valores de  $W_{Cu} + W_{Fe} = 10,2$  kW;  $k=0,6$ ;  $h=2$  m e  $\Delta T=15^{\circ}C$ , tendremos como resultado la siguiente área mínima total,  $S_r = 0,862$  m<sup>2</sup>.

En la zona superior se dispondrán rejillas de la misma superficie que las inferiores.

Instalaremos 2 rejillas de dimensiones 1,20 x 0,60 m (una superior y otra inferior). Esto da una superficie total de 1.44 m<sup>2</sup>.

Se acepta el resultado al cumplir con los requisitos.

### DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600 litros de capacidad cubierto de grava para la absorción del fluido, y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de incendio.

## CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

El reglamento de alta tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA, no será imprescindible realizar investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según estimamos en apartados anteriores de este proyecto, se determina la resistividad media en  $260 \Omega \cdot m$ .

A efectos del nivel de aislamiento, el material y los equipos de BT instalados en el centro de transformación en los que su envolvente esté conectada a la instalación de tierra de protección, serán capaces de soportar por su propia naturaleza, o mediante aislamiento suplementario, tensiones de masa de hasta 10 kV a 50Hz durante 1 minuto y de 20 kV en onda tipo rayo.

### Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Los datos necesarios para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra son:

Tensión de servicio	$U_r = 13,8 \text{ kV}$
Limitación de la intensidad a tierra	$I_{dm} = 1000 \text{ A}$
Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT	$V_{BT} = 6 \text{ kV}$
Resistividad de la tierra	$R_o = 260 \Omega \cdot m$
Resistividad del hormigón	$R_o' = 3000 \Omega \cdot m$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

donde:

$I_d$ : Intensidad de defecto o falta a tierra (A)

$R_t$ : Resistencia total de puesta a tierra ( $\Omega$ )

$V_{BT}$ : Tensión de aislamiento en BT (V)

Tomando en primera instancia, como intensidad de falta de tierra, el valor de limitación de la intensidad a tierra,  $I_d = 1000$  A.

Por tanto, la resistencia total de puesta a tierra preliminar es de  $6 \Omega$ .

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o}$$

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

donde:

$R_t$ : Resistencia total de puesta a tierra ( $\Omega$ )

$R_0$ : Resistividad del terreno en ( $\Omega \cdot m$ )

$K_r$ : Coeficiente del electrodo

Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0,023$$

La configuración de la tierra de protección del centro de transformación tiene las siguientes propiedades:

Configuración seleccionada:	Unesa 5/86
Geometría del sistema:	Alineadas
Distancia entre picas:	5 m
Profundidad del electrodo horizontal:	0,8 m
Número de picas:	19
Longitud de las picas:	6 m

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Parámetros característicos del electrodo:

De la resistencia  $K_r = 0,022$

De la tensión de paso  $K_p = 0,002$

De la tensión de contacto  $K_c = 0$

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_o$$

donde:

$R_t$  : Resistencia total de puesta a tierra ( $\Omega$ )

$R_o$ : Resistividad del terreno en ( $\Omega \cdot m$ )

$K_r$ : Coeficiente del electrodo

Valor de la resistencia de puesta a tierra:

$$R'_t = 5,72 \Omega$$

y la intensidad de defecto real:

$$I'd = 1000 A$$

Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Con las medidas de seguridad adicionales, no será necesario calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas serán muy cercanas a cero.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V_d' = R_t' \cdot I_d$$

donde:

$R_t'$ : Resistencia total de puesta a tierra ( $\Omega$ )

$I_d$ : Intensidad de defecto (A)

$V_d'$ : Tensión de defecto (V)

La tensión de defecto será:

$$V_d' = 5720 \text{ V}$$

Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = K_p \cdot R_0 \cdot I_d$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

donde:

$K_p$ : Coeficiente

$R_0$ : Resistividad del terreno en ( $\Omega \cdot m$ )

$I'_d$ : Intensidad de defecto (A)

$V'_p$ : Tensión de paso en el exterior (V)

Por lo que la tensión de paso en el exterior será:

$$V'_p = 0,002 \cdot 260 \cdot 1000 = 520 \text{ V}$$

Cálculo de las tensiones aplicadas

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

$$t = 0,7 \text{ seg}$$

$$K = 72$$

$$n = 1$$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 K}{t^n} \cdot \left( 1 + \frac{6 \cdot R_0}{1000} \right)$$

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

donde:

K: Coeficiente

t: Tiempo total de duración de la falta (s)

n: Coeficiente

$R_0$ : Resistividad del terreno en ( $\Omega \cdot m$ )

$V_p$ : Tensión admisible de paso en el exterior (V)

Luego  $V_p$  será:

$$V_p = 2633,14 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 K}{n} \cdot \left( 1 + \frac{3R_0 + 3R'_0}{1000} \right)$$

donde:

K: Coeficiente

t: Tiempo total de duración de la falta (s)

n: Coeficiente

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

$R_o$ : Resistividad del terreno en ( $\Omega \cdot m$ )

$R'_o$ : Resistividad del hormigón en ( $\Omega \cdot m$ )

$V_p$ : Tensión admisible de paso en el acceso (V)

Luego  $V_p$  será:

$$V_p = 11088 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 520 \text{ V} < V_p = 2725,71 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_{p(\text{acc})} = 0 \text{ V} < V_{p(\text{acc})} = 11211,43 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 5720 \text{ V} < V_{bt} = 6000 \text{ V}$$

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 1000 \text{ A} < I_{dm} = 1000 \text{ A}$$

Posibles tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

Al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados se deberá mantener una separación entre las dos tierras.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_0 \cdot I_d}{2000 \pi}$$

donde:

$R_0$ : Resistividad del terreno en ( $\Omega \cdot m$ )

$I_d$ : Intensidad de defecto (A)

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

D: Distancia mínima de separación (m)

Luego la distancia será:

$$D = 41,38 \text{ metros}$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Configuración	Unesa 5/32
Geometría	Alineadas
Número de picas:	3
Longitud entre picas:	2 metros
Profundidad de las picas:	0,8 metros
Características del electrodo:	Kr= 0,135

$$K_p = 0,0252$$

Se comprueba que se cumple con la exigencia:

$$R_{t(\text{serv})} = K_r \cdot R_o = 0,135 \cdot 260 = 35,1 < 37 \Omega$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 contra daños mecánicos.

#### CÁLCULO DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

La línea de media tensión se va a conectar a la red de Iberdrola, por lo que deberá cumplir su normativa. Esta normativa viene fijada en su proyecto tipo MT 2.31.01, la cual indica el tipo de cable a utilizar. Se utilizará cable HEPRZ1 (mezcla a base de etileno propileno de alto módulo).

#### INTENSIDAD MÁXIMA EN RÉGIMEN PERMANENTE

El valor de cálculo de la intensidad máxima en régimen permanente para un sistema trifásico se obtiene de la siguiente relación:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

donde:

I: Intensidad máxima permanente (A)

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

S: Potencia aparente conectada a la red (kVA)

U: Tensión de la línea (kV)

La potencia máxima del centro de transformación que se conectará a la línea es de 1000 kVA, que es lo que se prevé transportará la línea subterránea, lo que nos da una intensidad máxima de:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,83 \text{ A}$$

Según puede observarse en la Tabla 12 de la ITC-LAT 06, una terna de cables unipolares de aluminio, con aislamiento HEPRZ1, instalada bajo tubo, a 1 metro de profundidad y a una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25°C, es suficiente con cable de 25 mm<sup>2</sup>.

La normativa de Iberdrola indica que se deben utilizar cables de 150 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup> o 400 mm<sup>2</sup>. Por lo que usaremos el cable de menor sección de ellos ya que admite una intensidad muy superior a la necesaria.

Las sección final será de 150 mm<sup>2</sup>.

## 9.2 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE

El valor eficaz de la corriente de cortocircuito viene dado por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 14,64 \text{ kA}$$

$$\sqrt{t_{cc}} = \frac{K \cdot S}{I_{cc}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$$

donde:

$I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito (A)

$S_{cc}$ : Potencia de cortocircuito de la red (kVA)

$U_n$ : Tensión nominal de la línea (kV)

Para cortocircuitos de duración no superior a 5 segundos, el tiempo,  $t_{cc}$ , que tarda la intensidad en elevar la temperatura del conductor desde su temperatura inicial,  $\theta_i$ , hasta la temperatura límite admisible de corta duración,  $\theta_{cc}$ , puede calcularse por la fórmula que representa la curva térmica de los conductores:

Siendo:

$$\theta_i = \theta_a + (\theta_s - \theta_a) \left( \frac{I_{prevista}}{I} \right)^2$$

donde

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

$t_{CC}$ : Duración del cortocircuito admisible (s)

K: Densidad de la corriente admisible para un cortocircuito de 1 segundo, para cable HERPZ1 de aluminio equivale a 89

S: Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )

$I_{CC}$ : Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito (A)

$\theta_i$ : Temperatura inicial del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\theta_s$ : Temperatura máxima admisible por el conductor en régimen permanente, para conductores HEPRZ1 es  $105^{\circ}\text{C}$

$\theta_{CC}$ : Temperatura máxima admisible en cortocircuito, su valor es de  $250^{\circ}\text{C}$

$\beta$ : Es la inversa del coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura a  $0^{\circ}\text{C}$ . Para el aluminio  $\beta=228^{\circ}\text{C}$ .

$\theta_a$ : Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ )

Se comprobarán los cables decididos por Iberdrola para confirmar que cumplen con las exigencias:

Cable sección	$150 \text{ mm}^2$
Intensidad admisible	255 A
Temperatura inicial	$27,153^{\circ}\text{C}$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Tiempo duración cortocircuito 1,444 segundos

Cable sección 240 mm<sup>2</sup>

Intensidad admisible 320 A

Temperatura inicial 26,37 °C

Tiempo duración cortocircuito 3,72 segundos

Cable sección 400 mm<sup>2</sup>

Intensidad admisible 415 A

Temperatura inicial 25,81 °C

Tiempo duración cortocircuito 10,355 segundos

Todos los cables superan la duración de un segundo en cortocircuito de manera que se aceptan los tres cables aunque se utilizará el de 150 mm<sup>2</sup>

### 9.3 MÁXIMA CAIDA DE TENSION ADMISIBLE

La expresión de la caída de tensión trifásica para líneas cortas viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 41,83 \cdot 1,3 \cdot (0,264 \cdot 0,9 + 0,114 \cdot 0,4259) = 26,95 \text{ V}$$

siendo:

$\Delta U$ : Caída de tensión (V)

I: Intensidad máxima permanente (A)

L: Longitud de la línea (km)

R: Resistencia a la temperatura máxima admisible ( $\Omega/\text{km}$ )

X: Reactancia en corriente alterna a 50 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )

$\text{Cos}\phi$ : Factor de potencia de la línea

Teniendo en cuenta los valores proporcionados por el fabricante del cable (Prysmian AL RHZ1-OL) sobre las resistencias y las reactancias a las tensiones de 12/20 kV:

Resistencia del conductor a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ )	0,206
Resistencia del conductor a T máx (90 °C) ( $\Omega/\text{km}$ )	0,264
Reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ )	0,114
Sección pantalla metálica ( $\text{mm}^2$ )	16

Para una longitud 1,3 kilómetros y un factor de potencia de 0,9 según lo indicado en el proyecto tipo de Iberdrola se puede obtener la caída de tensión.

Teniendo en cuenta que la tensión de servicio es de 13,8 kV, la caída de tensión porcentual será del 0,195%, muy lejos del máximo recomendado del 5% por lo que se acepta este cable como válido.

El cable seleccionado cumple la normativa IEC 60949 en cuanto a la protección contra sobretensiones especificada en el proyecto tipo.

# **Documento nº 3: Pliego de Condiciones**

## Índice del Pliego de Condiciones

Objeto	página 151
Generalidades	página 151
Definiciones	página 152
Diseño	página 156
Componentes y materiales	página 159
Medidas de seguridad	página 169
Recepción y pruebas	página 171
Cálculo de la producción esperada	página 173
Programa de mantenimiento	página 179
Garantías	página 181

## **Objeto**

La finalidad del presente pliego es describir y proyectar los criterios técnicos en que se basa la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica en Padilla de Arriba (Burgos), y la posterior ejecución de la instalación de acuerdo con lo establecido en este pliego. La finalidad de la instalación es la de generar energía eléctrica para su posterior venta a la compañía eléctrica Iberdrola.

## **Generalidades**

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.

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.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

– Real Decreto 1 663/2000, 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.

## DEFINICIONES

### Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

### Irradiancia

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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/m<sup>2</sup>.

### Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.

### Instalación

#### Instalaciones fotovoltaicas

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

#### 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.

#### 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.

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica

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

Inversor

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

Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### 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.

### Módulos

#### Célula solar o fotovoltaica:

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

#### 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.

#### 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.

#### 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:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico:

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

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/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

Diseño

Diseño del generador fotovoltaico

Generalidades

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado de sistemas generadores fotovoltaicos.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

### Orientación e inclinación y sombras

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. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación	Sombras	Total
<b>General</b>	10 %	10 %	15 %
<b>Superposición</b>	20 %	15 %	30 %
<b>Integración arquitectónica</b>	40 %	20 %	50 %

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.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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

### Diseño del sistema de monitorización

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.

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.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Componentes y materiales

#### Generalidades

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.

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

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.

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.

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

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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

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.

### Sistemas generadores fotovoltaicos

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-EN61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

– UNE-EN62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

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.

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

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.

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

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

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.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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.

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.

### Estructura soporte

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.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

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.

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.

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.

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.

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

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

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

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

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.

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.

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.

## Inversores

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.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- 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-EN61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

– 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.

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

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

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

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

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

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.

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.

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

### Cableado

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%.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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

### Conexión a red

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.

### Medidas

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.

### Protecciones

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.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

### Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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.

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.

### Armónicos y compatibilidad electromagnética

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.

### Medidas de seguridad

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

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

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.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida.

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 teled medida 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.

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.

## Recepción y pruebas

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.

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.

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

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

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.

Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

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

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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:

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.

Retirada de obra de todo el material sobrante.

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

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

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.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Cálculo de la producción anual esperada

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

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

$G_{dm}(0)$ .

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup> día), 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.

$$G_{dm}(\alpha, \beta)$$

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·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. El parámetro alfa representa el azimut y beta la inclinación del generador.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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.

$$PR = \frac{E_{ac}}{P_{mg} \cdot \frac{G_a(I)}{G}}$$

donde:

$P_{MG}$ : Potencia pico del campo fotovoltaico

$G_a(I)$ : Irradiación global sobre la superficie del generador

$G$ : irradiancia en condiciones estándar,  $G = 1000 \text{ W/m}^2$

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Tipos de pérdidas:

Posición:	0%
Sombreado:	0%
Dispersión del módulo fotovoltaico:	3%
Cableado de corriente continua:	0,87%
Cableado de corriente alterna:	0,88%
Línea de transporte de media tensión:	0,159%
Transformador:	1,02%
Rendimiento del inversor:	97,5%
Disponibilidad:	1%
Suciedad:	1%

Recordando la tabla de pérdidas por temperatura:

Mes	T <sup>a</sup> máx. más alta ( °C )	T <sup>a</sup> célula ( °C )	G <sub>dm</sub> (0) (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>dm</sub> (α,β) (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>efectiva</sub> (W/m <sup>2</sup> )	Pérdidas ( % )
Enero	17,20	19,31	65,00	104,17	106,42	-2,12
Febrero	21,20	24,80	110,83	165,83	165,96	-0,08
Marzo	24,30	30,01	175,83	223,75	219,49	1,94

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Mes	T <sup>a</sup> máx. más alta ( °C )	T <sup>a</sup> célula ( °C )	G <sub>dm</sub> (0) (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>dm</sub> (α,β) (W/m <sup>2</sup> )	G <sub>efectiva</sub> (W/m <sup>2</sup> )	Pérdidas ( % )
Abril	27,00	33,85	210,83	230,42	222,67	3,48
Mayo	33,40	41,96	263,33	259,17	242,47	6,89
Junio	36,90	46,62	299,17	280,42	257,38	8,95
Julio	37,80	48,12	317,50	304,58	277,83	9,63
Agosto	38,80	47,76	275,83	293,75	268,34	9,47
Septiembre	36,80	43,60	209,17	259,58	241,24	7,60
Octubre	29,10	33,47	134,58	190,83	184,69	3,33
Noviembre	24,00	26,60	80,00	124,17	123,41	0,61
Diciembre	20,00	21,99	61,25	106,66	107,88	-1,13

Para cada mes se multiplicará cada pérdida con el fin de obtener la eficiencia en cada uno de los doce meses:

Enero: 91,91%

Febrero: 90,07%

Marzo: 88,25%

Abril: 86,87%

Mayo: 83,8%

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Junio:	81,95%
Julio:	81,33%
Agosto:	81,48%
Septiembre:	83,16%
Octubre:	87,00%
Noviembre:	89,45%
Diciembre:	91,02%

Se obtiene PR (performance ratio) medio del 86,36%.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

El parámetro  $E_p$  es medido 
$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{cem}}$$
 en kWh/día.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Irradiación mensual en plano con inclinación óptima y orientado con azimut óptimo ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ )

$P_{mp}$ : Potencia pico del generador (kW), en nuestro caso 998 kWp

PR: Performance ratio (%)

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

$G_{CEM}$ : Irradincia en condiciones estándar 1 kW/m<sup>2</sup>

Mes	Días	PR(%)	Radiación óptima (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	Energía generada (kWh/día)	Energía mensual (kWh/mes)
Enero	31	91,91	2,5	2.293,15	71.087,79
Febrero	28	90,07	3,98	3.577,62	100.173,26
Marzo	31	88,25	5,37	4.729,55	146.615,96
Abril	30	86,87	5,55	4.811,64	144.349,27
Mayo	31	83,8	6,22	5.201,94	161.259,99
Junio	30	81,95	6,73	5.504,20	165.126,14
Julio	31	81,33	7,31	5.933,33	183.933,31
Agosto	31	81,48	7,05	5.732,85	177.718,39
Septiembre	30	83,16	6,23	5.170,51	155.115,19
Octubre	31	87	4,58	3.976,63	123.275,55
Noviembre	30	89,45	3,06	2.731,70	81.950,87
Diciembre	31	91,02	2,56	2.325,45	72.089,01
				Energía media mensual	131.891,23
Totales	365	86,36	5,10	4.332,38	1.582.694,73

Luego la energía inyectada a la red por la instalación será de 1.582,7 MWh durante un año.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

#### Generalidades

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

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.

#### Programa de mantenimiento

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.

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.
- Mantenimiento correctivo.

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.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

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 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.

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

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,

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

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.

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).

## Garantías

### Ámbito general de la garantía

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.

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.

## Plazos

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.

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,

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

### Condiciones económicas

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.

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.

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

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.

### Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

### Lugar y tiempo de la prestación

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.

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.

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.

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.

# **DOCUMENTO N° 4: PLAN DE SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE**

## Índice del Plan de Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Objeto	página 186
Características de la obra	página 187
Instalaciones auxiliares	página 189
Servicio higiénico, vestuarios y comedor	página 190
Formación	página 195
Medicina preventiva y de primeros auxilios	página 195
Fases de los trabajos	página 196
Mantenimiento de la instalación fotovoltaica	página 201

## **OBJETO**

El presente PLAN DE SEGURIDAD es de aplicación en los trabajos correspondientes a la instalación de una planta solar en Padilla de Arriba, Burgos, y tiene por objeto establecer las previsiones respecto a prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de adaptación y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores, para las actividades correspondientes a la realización de los trabajos mencionados. El presente PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD deberá ser presentado para la aprobación expresa de la Dirección Facultativa de las obras.

Este PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD servirá para definir y poder llevar a cabo las obligaciones en el campo de la prevención de riesgos de accidentes o enfermedades profesionales, así como las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores, facilitando su desarrollo bajo el control de la Dirección Facultativa, de acuerdo con la Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos laborales 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.

Si en alguna ocasión se contrata alguna empresa auxiliar para que realice los trabajos, el adjudicatario de las obras es responsable solidario del incumplimiento de la normativa de prevención de riesgos (apartado 2 del artículo 42 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales).

El adjudicatario de las obras deberá estudiar previamente cada situación y, en base a las normas preventivas que se aconsejan, adoptar aquellas medidas de prevención más seguras y adecuadas.

## **CARACTERISTICAS DE LA OBRA**

### DESCRIPCIÓN DE LA OBRA Y SU SITUACIÓN

La obra consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica en una parcela de Padilla de Arriba, provincia de Burgos.

El acceso a la obra se realiza por carretera provincial hasta el lugar de la parcela

### PLAZO DE EJECUCIÓN Y MANO DE OBRA

El plazo de ejecución previsto es de 10 MESES, comprendiendo desde la iniciación hasta la finalización completa.

Se estima que, dadas las características y el volumen de la obra, el número máximo de trabajadores presentes en un momento determinado, será de 30 personas.

### UNIDADES CONSTRUCTIVAS QUE COMPONEN LA OBRA

Las unidades constructivas serán de adecuación del terreno y desbroce, movimiento de tierras y hormigonado, colocación de las estructuras de los módulos fotovoltaicos, colocación de la estructura prefabricada del centro de transformación y colocación de los módulos solares y conexionado eléctrico.

### INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

En el interior de la parcela en que se va a ubicar la obra, no existen instalaciones ni canalizaciones que puedan suponer interferencias con los trabajos ya que es completamente zona de cultivo

## INSTALACIONES PROVISIONALES

### INSTALACION ELÉCTRICA

Se procederá al montaje de la instalación eléctrica consistente en generadores diesel para la obra según el punto de entrega definido por la Compañía suministradora. Posteriormente se colocará, también por instalador autorizado, un cuadro General de mando y protección, de tal forma que impida el contacto directo con los elementos en tensión. Estará dotado de protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos y contra contactos indirectos. Existirán protecciones magnetotérmicas, una por cada circuito secundario derivado de este cuadro general, calibrado respecto a la sección de los conductores a proteger.

La protección contra contactos indirectos, defectos a tierra, se realiza colocando un interruptor diferencial de sensibilidad 30 mA, en cada uno de los circuitos secundarios que parten del cuadro general. Cuando un circuito alimente a un cuadro secundario, el interruptor diferencial será de 300 mA de sensibilidad.

Además de las protecciones diferenciales se pondrán a la tierra del edificio todas las masas metálicas de todas las máquinas, cumpliendo la instrucción ITC-BT-018.

Los cuadros secundarios tendrán las mismas características que el cuadro general de mando y protección.

Todos los conductores que se empleen en la instalación deberán disponer de un aislamiento de 1000 Voltios.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Todos los conmutadores, seccionadores, interruptores, cuadros eléctricos y, en general, todo elemento de maniobra, deberá estar protegido mediante carcasas, cajas metálicas, etc., adecuadas en cada caso.

Las lámparas para alumbrado general y sus accesorios se situarán a una distancia mínima de 2,5 metros del piso o suelo, protegiendo con una cubierta resistente aquellas que puedan alcanzarse con facilidad. Se separarán los circuitos que correspondan a valla, acceso a zonas de trabajo, escaleras, almacenes, etc.

Se prohíbe el uso de conductores desnudos.

En caso de incendio en cualquier circuito eléctrico deberá dejarse sin tensión toda la instalación.

## INSTALACIONES AUXILIARES

En este apartado se definen las instalaciones que, no siendo propias de las unidades de obra, se utilizarán como medidas de Higiene y Seguridad.

## CONDICIONES AMBIENTALES

DISPOSICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD R.D. 1627/97, de 24 de octubre.

ANEXO IV, parte A.7.

Los trabajadores no deberán estar expuestos a niveles sonoros ni a factores externos nocivos (gases, vapores, polvo, etc.)

Temperatura

ANEXO IV, parte A.8.

La temperatura debe ser la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias lo permitan, teniendo

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

en cuenta los métodos de trabajo que se apliquen y las cargas físicas impuestas a los trabajadores.

Factores atmosféricos

ANEXO IV, parte C.4.

Deberá protegerse a los trabajadores contra las inclemencias atmosféricas que puedan comprometer su seguridad y salud.

#### SERVICIOS HIGIÉNICOS, VESTUARIOS Y COMEDORES

Dadas las características y duración de la obra será necesario a pie de obra un barracón para uso de vestuarios.

Se proveerá de suficientes aseos portátiles como sean necesarios.

#### DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD

En la obra, los trabajadores deberán disponer de agua potable y en caso de no existir ésta, de un servicio de agua con recipientes limpios y en cantidad suficiente en perfectas condiciones de higiene.

Se colocara un caseta con un tamaño suficiente para acoger a todos los trabajadores en caso de lluvia o climatología adversa.

Botiquín

Se dispondrá de botiquines de primeros auxilios, dotados convenientemente y, situados en lugares próximos a los trabajos.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Como mínimo contendrán:

Alcohol, Agua oxigenada, gasas, vendas de diferentes tamaños, esparadrapo de diferentes tamaños, tiritas mercurocromo, pomada antiséptica, linimento, venda elástica, analgésicos, bicarbonato, pomada contra picaduras de insectos, pomada para quemaduras, tijeras y pinzas.

### INSTALACIONES PARA PREVENCIÓN DE INCENDIOS

Se utilizarán extintores de polvo polivalente, situados junto a los focos de mayor riesgo.

Riesgos más frecuentes

DISPOSICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD R.D. 1627/97, de 24 de octubre.

ANEXO IV, parte A.5.

Según las características de la obra y según las dimensiones y el uso de los locales, los equipos presentes, así como el número máximo de personas que pueden hallarse en ellos, se deberá prever un número suficiente de dispositivos apropiados de lucha contra incendios y, si fuere necesario, de detectores de incendios y de sistemas de alarma.

Los dispositivos no automáticos de lucha contra incendios deberán ser de fácil acceso y manipulación. Deberán estar señalizados conforme el Real Decreto 485/1997, sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo. Dicha señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Medidas preventivas de seguridad

Se realizarán revisiones y comprobaciones periódicas de la instalación eléctrica provisional de obra.

Estará prohibido hacer fuego directamente sobre encofrados o en cercanías de acopios de maderas, cartones, etc.

Se extremarán las condiciones en las operaciones de aprovisionamiento de combustible a las maquinas, prohibiéndose fumar durante estas operaciones.

#### ACCESOS Y SALIDAS DE EMERGENCIA

Al ser la obra al aire libre, en caso de emergencia todo el personal se dirigirá hacia un lugar seguro de la parcela.

Vías de circulación

Todos aquellos pasillos y zonas de circulación de personas, ya sean exteriores o interiores de la obra.

Riesgos más frecuentes

Atropellos y colisiones originados por maquinaria. \* Vuelcos y deslizamientos de vehículos de obra.

Caídas en el mismo nivel.

Golpes contra objetos.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Generación de polvo.

DISPOSICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD R.D. 1627/97, de 24 de octubre.

ANEXO IV, parte A.11.

Las vías de circulación, incluidas las escaleras fijas y los muelles y rampas de carga deberán estar calculados, situados, acondicionados y preparados para su uso de manera que se puedan utilizar fácilmente, con toda seguridad y conforme al uso al que se las haya destinado y de forma que los trabajadores empleados en las proximidades de estas vías de circulación no corran riesgo alguno.

Las dimensiones de las vías en las que se realicen operaciones de carga y descarga, se calcularán de acuerdo con el número de trabajadores que puedan utilizarlas y con el tipo de actividad.

Cuando se utilicen medios de transporte en las vías de circulación, se deberá prever una distancia de seguridad suficiente o medios de protección adecuados para las demás personas que puedan estar presentes en el recinto.

Las vías de circulación destinadas a los vehículos deberán estar situadas a una distancia suficiente de las puertas, portones, pasos de peatones, corredores y escaleras.

### Vías y salidas de emergencia

Todos aquellos pasillos y zonas de circulación de personas, ya sean exteriores o interiores de la obra o locales, que en caso de emergencia dirijan al personal a una zona de seguridad.

Riesgos más frecuentes

Atropellos y colisiones originados por maquinaria.

Caídas en el mismo nivel.

Golpes contra objetos.

DISPOSICIONES MINIMAS DE SEGURIDAD R.D. 1627/97, de 24 de octubre.

ANEXO IV, parte A.4.

Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.

En caso de peligro, todos los lugares de trabajo deberán poder evacuarse rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para los trabajadores.

Las vías de circulación y las puertas que den acceso a ellas, no deberán estar obstruidas por ningún objeto, de modo que puedan utilizarse sin trabas en cualquier momento.

En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.

## FORMACIÓN

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que éstos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad que deberá emplear.

La formación es básica para la actuación sobre el factor humano de los accidentes, dado que el conocimiento de los riesgos hace que sea más efectivo el uso de las medidas de seguridad.

La formación se impartirá por el personal más cualificado, impartiendo cursillos de socorrismo y primeros auxilios así como cursos básicos para Vigilantes de Seguridad.

## MEDICINA PREVENTIVA Y DE PRIMEROS AUXILIOS

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, en lugar accesible y próximo a los distintos tipos de la obra.

Como medicina preventiva se deberán realizar reconocimientos médicos iniciales o previos a la admisión, para la determinación de aptitudes y tareas y para diagnóstico de enfermedades o defectos inadvertidos, y redacción de informes para la adecuada colocación del personal. Se realizarán reconocimientos médicos periódicos, con su consiguiente redacción de informes, en cumplimiento de los artículos 44 a 52 del Reglamento de los Servicios Médicos de Empresa y del Artículo 58 de la Ordenanza laboral de la Construcción, vidrio y cerámica.

Como medidas de primeros auxilios, además del botiquín, se deberá tener información en la obra, del emplazamiento de los diferentes Centro Médico donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento, así como una lista, en lugar visible, con los teléfonos y

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc. para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de Asistencia.

Debido a que se genera basura, se dispondrá a lo largo de la obra de bidones donde se vierta, recogiéndola diariamente.

## PREVENCION DE RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS

Se pueden producir daños a terceros por proximidad con otras parcelas agrarias. En el acceso a la obra se colocarán prohibiciones de acceso a toda la persona ajena a la misma y disponiendo los cerramientos necesarios.

## ANALISIS DE TAREAS, RIESGOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS

En este capítulo se van a definir las tareas que se prevé realizar, exponiendo a su vez los riesgos inherentes a ellas, así como las medidas de protección a tomar en cada caso, tanto individuales como colectivas.

## FASES DE LOS TRABAJOS

### Actuaciones previas

En esta fase se consideran las labores previas al inicio de las obras, como puede ser replanteos, equipamiento provisional, saneamiento provisional para vestuarios y aseos de personal de obra.

### Riesgos más frecuentes

Atropellos y colisiones originados por maquinaria.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Vuelcos y deslizamientos de vehículos de obra.

Caídas en el mismo nivel.

Generación de polvo.

### Medidas preventivas de seguridad

En primer lugar se realizará el vallado de la obra de forma que impida la entrada de personal ajeno a la misma; dejando puertas para los accesos necesarios.

Se cumplirá la prohibición de presencia de personal, en las proximidades y ámbito de giro de maniobra de vehículos y en operaciones de carga y descarga de materiales.

La entrada y salida de camiones de la obra a la vía pública, será debidamente avisada por persona distinta al conductor.

La carga de materiales sobre camión será correcta y equilibrada y jamás superará la carga máxima autorizada.

Todos los recipientes que contengan productos tóxicos o inflamables, estarán herméticamente cerrados.

No se apilarán materiales en zonas de paso o de tránsito, retirando aquellos que puedan impedir el paso.

### Equipos de Protección personales (EPI)

Casco homologado.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Mono de trabajo y en su caso, trajes de agua y botas de goma de media caña.

### Señalizaciones

Durante todo el tiempo que dure la obra se instalarán señales que indiquen los tipos de riesgo que se producen en cada zona. Tendrán como misión marcar los riesgos y circulación dentro de la obra, regular el tráfico en las interferencias con las carreteras e impedirán el paso al recinto de la obra. Se colocarán en los lugares necesarios, en sitio bien visible.

La señalización estará de acuerdo con la normativa vigente, tanto en tamaños, formas, colores y criptogramas, según la Norma UNE 81-501-81 y el R.D. 485/1997.

Se instalarán señales de prohibición del paso a personas ajenas a la obra, en todas las entradas posibles al recinto. Estas señales serán fijas, en material plástico o metálicas serigrafiadas, sujetas a las mismas estructuras.

## INSTALACIONES DE ELECTRICIDAD

### Riesgos más frecuentes

Caída de personal.

Cortes o golpes por manejo de herramientas manuales.

Cortes o pinchazos por manejo de guías y conductores.

Incendio por incorrecta instalación de la red eléctrica.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Electrocución o quemaduras por:

- mala protección de cuadros eléctricos.
- maniobras incorrectas en las líneas.
- uso de herramientas sin aislamiento.
- cortocircuito de los mecanismos de protección.
- conexiones directas sin clavijas macho-hembra.

## Medidas preventivas de seguridad

Las zonas de trabajo tendrán una iluminación suficiente cuando la luz natural no sea suficiente

La iluminación mediante portátiles se hará con "portalámparas estancos con mango aislante" y rejilla de protección de la bombilla y preferiblemente alimentados a 24 v.

Se prohíbe el conexionado de cables eléctricos a los cuadros de alimentación sin la utilización de las clavijas macho-hembra.

Antes de hacer entrar en carga a la instalación eléctrica, se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y empalmes de los cuadros generales eléctricos directos o indirectos, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

## **Mantenimiento de la Instalación fotovoltaica**

ELEMENTOS DONDE HAY QUE APLICAR MANTENIMIENTO.

PRINCIPALES HERRAMIENTAS DEL MANTENIMIENTO.

Como cualquier instalación industrial, una planta fotovoltaica requiere de un mantenimiento constante para asegurar el correcto funcionamiento. El mantenimiento de este tipo de instalaciones es bastante sencillo de realizar ya que hay muy pocos sistemas. Las tareas a realizar serán las siguientes:

ELEMENTOS DONDE HAY QUE APLICAR MANTENIMIENTO.

Módulos fotovoltaicos.

En los paneles se deberá llevar a cabo las siguientes labores: limpieza de los paneles, verificación de los elementos de sujeción y conexión, el estado de degradación de los elementos constructivos de los paneles y comprobación del estado de la red de tierras, para proteger de sobre tensiones.



Figura 1. Limpieza de paneles

Instalación eléctrica de corriente continua.

Se deberán revisar las conexiones, los cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para ver su estado.

Instalación eléctrica de corriente alterna en baja tensión.

Se deberán revisar al igual que en corriente continua las conexiones, los cables, el perfecto estado de las cajas de los cuadros, su estanqueidad y además se deberán revisar los equipos de mando y protección para ver su estado.

Inversores.

Se deberá revisar principalmente que están bien ventilados, que las conexiones están bien hechas y que no hay ninguna alarma.

Sistema de ventilación y/o climatización del centro de transformación.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Se deberá revisar el sistema de ventilación para evitar que se alcancen altas temperaturas que pueden provocar disparos en los inversores y demás aparatos eléctricos, para ello se deberá comprobar que las rejillas están limpias y sin obstáculos.

Estructura soporte.

Las principales tareas a realizar en la estructura o seguidor será la revisión de daños en la estructura, como los causados por oxidación y su deterioro por agentes ambientales.

Monitorización.

Se deberá revisar periódicamente la estación meteorológica para ver que funciona bien, calibrarla y limpiarla, además de verificar las conexiones de los aparatos de tele-medida.

Instalación eléctrica general y servicios auxiliares.

Se deberán revisar todas las canalizaciones de cables, para ver su estado y evitar roturas imprevistas que pudiesen ocasionar serias averías, así como las arquetas para ver que se encuentran perfectamente y que los cables no están a la intemperie. También se deberá revisar la iluminación, enchufes y cuadros de control.

Obra civil.

Se deberá comprobar que los accesos y viales de la instalación están en perfecto estado para facilitar el movimiento dentro de la misma, además se deberá comprobar la vaya perimetral, la cimentación de las estructuras y los drenajes para evitar que se atasquen en épocas de lluvias.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Medio ambiente.

Se deberá limpiar de broza, toda la instalación para evitar que las hierbas crezcan hasta producir sombras o se enreden con cables y estructuras, lo que luego complicaría su desbroce.



Figura 2. Desbroce.

## PRINCIPALES HERRAMIENTAS DEL MANTENIMIENTO

Termografía.

Entre otras herramientas para la realización del mantenimiento de la planta fotovoltaica cabe destacar las cámaras termográficas, que ayudarán en la búsqueda de puntos calientes, que pueden convertirse en averías, con estas cámaras se podrán buscar paneles defectuosos o conexiones mal hechas.

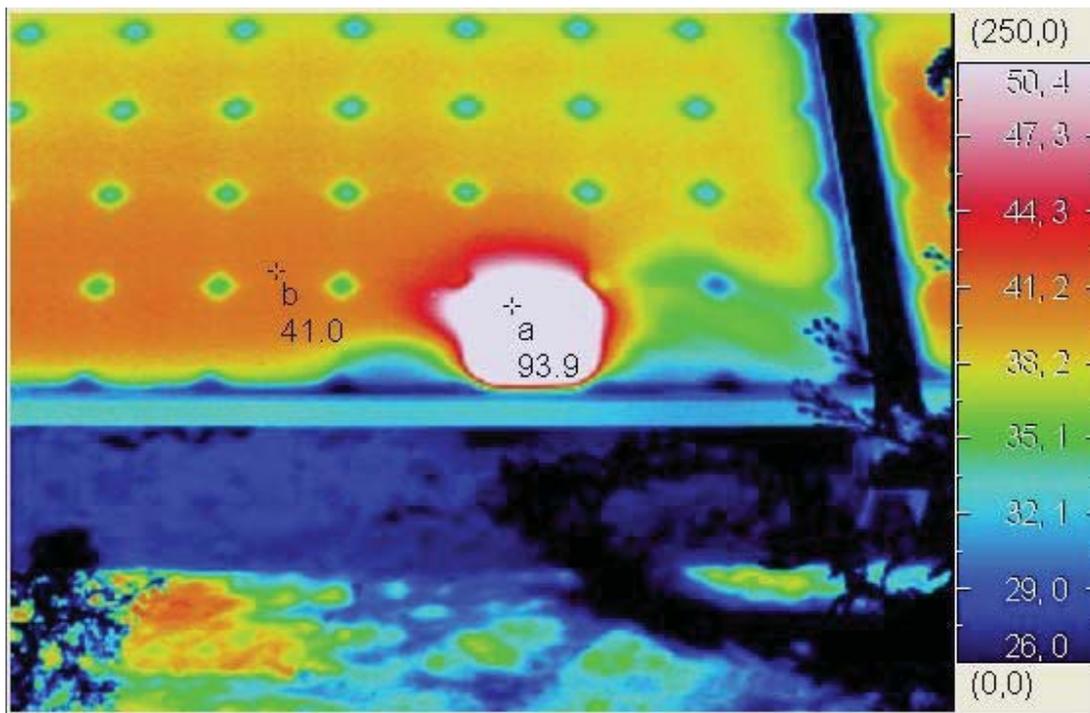


Figura 3. Termografía de un panel fotovoltaico.

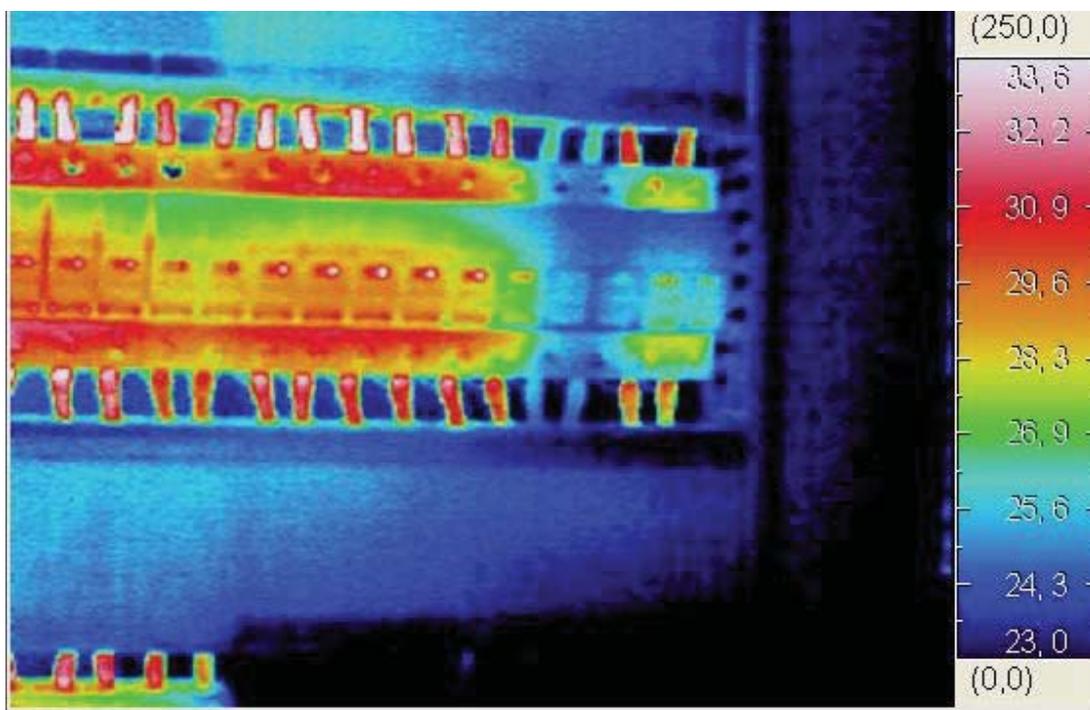


Figura 4. Se observa que ha caído 1 circuito, el que está en colores más fríos.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Trazador de curvas I/V.

Permite evaluar todos los estados de funcionamiento de los módulos así como cuantificar las pérdidas por conexionado debidas a trabajar los módulos en puntos de trabajo no adecuados.

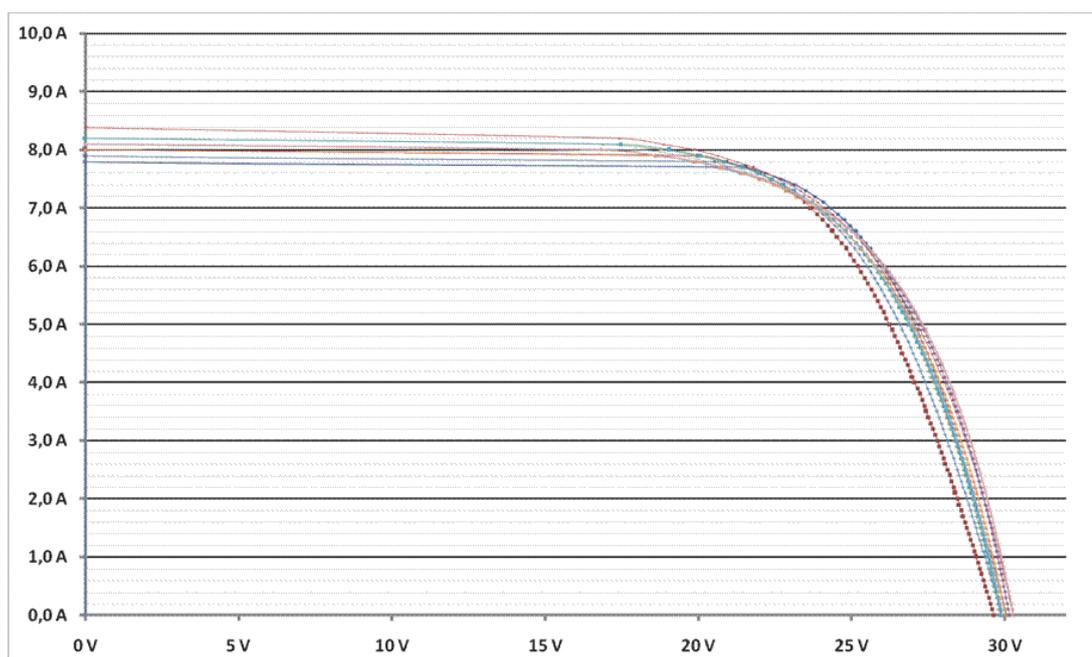


Figura 5. Gráficas de cada módulo que configura un string.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

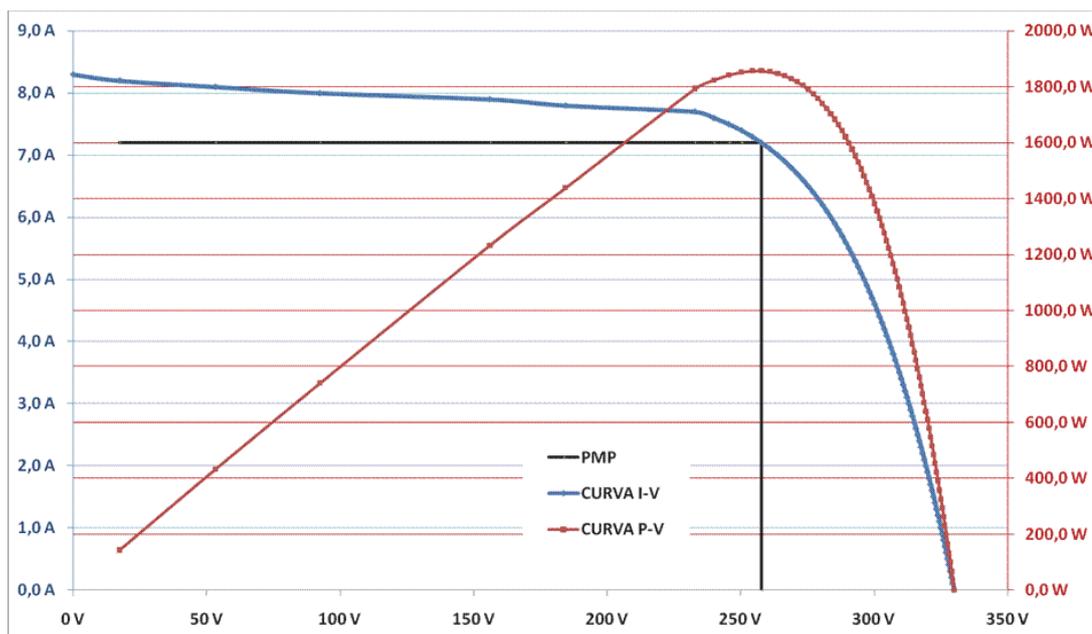


Figura 6. Gráficas resultante del string.

# **DOCUMENTO N° 5: PRESUPUESTO**

## Índice del Presupuesto

Equipos generadores	página 209
Elementos eléctricos de conexión	página 209
Sistemas de protección y seguridad	página 210
Obras y acondicionamientos	página 210
Elementos de media tensión y conexionado a la red	página 211
Totales	página 211
Estudio de la viabilidad	página 212
Ingresos	página 220
Gastos	página 228
VAN y TIR	página 231
Conclusiones	página 233

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Equipos generadores:

Artículo	Unidades	Precio por unidad (€)	Precio total (€)
Módulo fotovoltaico ATERSA OPTIMUM 260W	3840	242	929.280,00
Inversor Sun Power 110TL 220	8	22154,01	177.232,08
Soportes Habdank FA Uno S con instalación incluida	960 metros	360	345.600
Subtotal			1.452.112,06

### Elementos eléctricos de conexión:

Artículo	Unidades	Precio por unidad (€)	Precio total (€)
Cable CC PRYSMIAN P-SUN 2.0 (2,5 mm <sup>2</sup> )	3.576 metros	1,351	4.831,18
Cable CC PRYSMIAN AFUMEX PLUS (25 mm <sup>2</sup> )	396 metros	4,974	1.969,71
Cable CA PRYSMIAN AI AFUMEX (240 mm <sup>2</sup> )	918 metros	5,27	4.837,86
Cable CA PRYSMIAN AI AFUMEX (300 mm <sup>2</sup> )	651 metros	6,98	4.543,98
Cable CA PRYSMIAN AI AFUMEX (400 mm <sup>2</sup> )	3.756 metros	20,74	77.899,44
Tubería enterrada 200 mm de diámetro	9.297 metros	15,88	98.424,24
Conductor de cobre para cableado a tierra (70 mm <sup>2</sup> )	618 metros	6,26	3.868,68
Cajas de conexiones CC Midnite Solar MNPV10-1000	32 unidades	245,00	7.840,00
Caja de conexiones CA Midnite Solar MNPV6	8 unidades	200,00	1.600,00
Subtotal			205.815,09

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Sistemas de protección y seguridad:

Artículo	Unidades	Precio por unidad (€)	Precio total (€)
Magnetotérmico Hager MZ263N	32	130,00	5.200,00
Fusibles 200 A IFONH1200	192	15,10	2.899,20
Cuadros baja tensión Schneider Electric Prima Plus	2	1.413,12	2.826,24
Iluminación exterior	4	166,50	666,00
Iluminación interior	4	50,97	203,88
Equipos de protección individual (casco, gafas protección)	4	28,85	115,4
Estación meteorológica Oregon Scientific WMR300	1	300,00	300,00
Subtotal			12.210,72

### Obras y acondicionamientos:

Artículo	Unidades	Precio por unidad (€)	Precio total (€)
Desbroce y acondicionamiento del terreno (25cm de espesor)	30.000 metros cuadrados	40,60	1.218.000
Excavación de zanjas (1,25 metros profundidad)	1300 metros	36,86	47.918,00
Hormigonado	400 metros cúbicos	70,09	28.036,00
Vallado perimetral (2 metros de altura)	900 metros	11,33	10.166,24
Subtotal			1.304.120,24

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Elementos de media tensión y conexionado a la red:

Artículo	Unidades	Precio por unidad (€)	Precio total (€)
Transformador ABB 1000 kVA	1	15.102,53	15.102,53
Seccionador Spin 24 kV	1	1.595,00	1.595,00
Cuadros media tensión Schneider Electric MCset 4	2	5.834,3	11.668,60
Cuadro de medida Círculo CIRWATT-B-410D	2	2914,00	5.828
Puesta a tierra UNESA 5/86	1	1.371,42	1.371,42
Puesta a tierra UNESA 5/32	1	216,54	216,54
Caseta prefabricada PFU 5 Ormazabal	1	8593,00	8593,00
Celda de protección Schneider electric SM6-24	1	2.974,14	2.974,14
Línea subterránea de media tensión	1500 metros	87,71	121.565,00
Equipo de tele-control y medida Schneider electric Enerlin'X Com'X	1	1432,45	1432,45
Subtotal			170.346,68
Subtotal			3.144.604,79
Gastos Generales (13%)			408.798,62
Subtotal 2			3.553.403,41
Beneficio Industrial (6%)			188.676,29
Total (IVA no incluido)			3.742.079,7
IVA (16%)			806.543,58
Total (IVA incluido)			4.340.812,45

# Estudio de la viabilidad

## SITUACIÓN DEL MERCADO EN ESPAÑA Y EN EL MUNDO

### SITUACIÓN EN ESPAÑA

España es en la actualidad uno de los primeros países con más potencia fotovoltaica del mundo, según la Agencia Internacional de la Energía, con una potencia acumulada instalada de 3.523 MW. Tan solo en 2008 la potencia instalada en España fue de unos 2.500 MW, debido a la entrada del RD 1578/2008.

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada KWh inyectado a la red sobre el precio del mercado.

En 2004 esta energía representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, que en total suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria. Desde el año 2000, y con la previa aprobación del Plan de Fomento de Energías Renovables en 1999, la instalación de placas fotovoltaicas comienzan a tener un crecimiento de un 40% cada año. España se marcaba como objetivo llegar a los 143.000 kilovatios instalados en 2010, cubriendo de ésta manera al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante renovables.

En Marzo de 2004, el gobierno sacó adelante el primer Real Decreto 436/2004 que pretendía promocionar la generación de energía por medios renovables e inversión privada. Éste proporcionaba los incentivos necesarios para el nacimiento y expansión del sector fotovoltaico, destacando la prima para los inversores que era muy atractiva : 575% del precio medio de la electricidad convencional, lo que suponía casi 6 veces

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

más del valor de la tarifa, durante 25 años, y a partir del año 26 se recibía el 80% de esa cantidad.

A pesar del incentivo en la tarifa, se impusieron unos primeros objetivos de potencia muy humildes para un país como España, únicamente 380 MW conectados a la red de distribución. Aún así España tardó más de dos años en cubrir esos 380 MW de potencia (equivalente a la potencia que instala Alemania actualmente en 3 meses).

En agosto de 2005 se aprueba el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, en el cuál se exige crecimientos del 30% entre 2007 y 2010 para cumplir sus objetivos mientras que entre los años 2005 y 2008 el incremento fue del 85%.

En Junio de 2007, el gobierno legisla unilateralmente y de forma retroactiva anulando el Real Decreto 436/2004 y desvincula el precio que se paga por cada KWh. generado por la energía fotovoltaica y marca un precio fijo que se revisará anualmente con el IPC-0,25 hasta 2012 y IPC-0,50 a partir de 2013.

En Septiembre de 2007 el gobierno anuncia una rebaja sustancial de primas a la producción y otorga el plazo de un año para que finalicen las obras que se estén llevando a cabo. Esto provocó que todos los pequeños inversores que tenían planificado en algún momento invertir en este sector lo hacen en masa y a la vez y los grandes grupos adelantan las partidas de inversión de los próximos años al 2008. El sector se desborda, la demanda de España de módulos solares y equipos colapsa el mercado internacional y hace subir los precios.

De esta forma España se convirtió, en 2008, en el primer mercado fotovoltaico del mundo con más de 2500 MW de potencia instalada, superando a Alemania, líder tradicional internacional en implantación de energía solar. España se convirtió técnica e industrialmente en un referente mundial de un sector que comenzaba a interesar a nivel global, muchas

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

empresas españolas se internacionalizaron y se abrieron a mercados como Estados Unidos, otras fueron las pioneras en el desarrollo de la incipiente industria fotovoltaica en países como Italia, Grecia, Francia o Bulgaria que empezaban a introducirse en el mundo de las energías renovables.

Sin embargo el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania. El Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en la actualidad (2012) en España hay casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se superan los 3.300 MW. Es de destacar que en 2008 se produjo un incremento de más del 300% de la potencia instalada con respecto a 2007.

Ante éste excesivo incremento, el Gobierno decidió recortar su política de ayudas al aprobar en Septiembre de 2008 el Real Decreto 1578/2008. En él se publican las condiciones técnicas y económicas que regularán las nuevas instalaciones fotovoltaicas, se imponen unos cupos máximos de instalación de poco más de 100 MW al trimestre y se establece la retribución mediante unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/KWh o tejado: 0,34 €/KWh), que suponían una reducción del 30%. Con éste Real Decreto se llegó casi a paralizar el sector fotovoltaico español a causa de los cambios de regulación, el cual estuvo totalmente parado alrededor de seis meses por el cambio regulatorio.

El sector mejora su curva de aprendizaje, cada vez es más eficiente y el precio de cada MW instalado es más barato, casi el 50%, de lo que valía en 2007, cuando fue el auge de la energía. La industria fotovoltaica aportó un 0,62% del PIB entre 2006 y 2008 y mantuvo 93.000 empleos durante 2009.

La Comisión Nacional de Energía se convierte desde Noviembre de 2009 en la encargada directa de gestionar el pago de las instalaciones fotovoltaicas, y quien quiera cobrar por sus kilovatios tiene que estar registrado en los archivos del órgano regulador.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

En 2010 se promulgó el Real Decreto 14/2010 para la energía solar fotovoltaica, la llamada “ley anti-fotovoltaica”. Los cambios producidos con este Real Decreto son:

- Se aplica retroactividad suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas, sólo, a los primeros 25 años de vida útil (en la normativa anterior se tenía derecho a 30 años, e incluso toda la vida útil).

- Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.

- Se obliga a que las instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, cuenten en su interior con un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar para que la instalación fotovoltaica sea considerada sobre cubierta del Tipo I.

- Se dispone que las instalaciones sobre invernaderos se consideren como suelo y no como lo que realmente son: cubierta. Por lo tanto, los invernaderos y balsas de riego serán consideradas como instalaciones de Tipo II sobre Suelo. Son las Comunidades Autónomas las que tendrán que considerar si otras instalaciones sobre techados, cristaleras, depósitos, zonas de sombreado se consideran Suelo o Tejado.

- No se fijan compensaciones económicas por adaptación de las instalaciones existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.

Otra de las causas que están frenando el impulso de las instalaciones es el excesivo papeleo en la tramitación y la reticencia de las eléctricas, éstas están obligadas a dar un punto de enganche o conexión a la red eléctrica,

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

pero buscan motivos técnicos, como pueden ser la saturación de la red o incumplimiento de algún requisito para bloquear la iniciativa de los pequeños productos de energía solar fotovoltaica.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias y la realidad de una escasa liberalización en España del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables.

Los últimos acontecimientos en la regulación del sector solar fotovoltaico en España se dan el 18 de Noviembre de 2011, con la aparición del Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, fomentando el cambio hacia el autoconsumo.

El 27 de Enero de 2012 mediante la publicación del Real Decreto-ley 1/2012 se suspende el procedimiento de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. De esta forma, las nuevas instalaciones fotovoltaicas ya no dispondrán de una tarifa eléctrica garantizada por el estado.

En España existen actualmente más de 50.000 instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución eléctrica:

Más de 35.000 son instalaciones de menos de 20 KW, pertenecen a pequeños inversores privados, familias o pymes industriales. Otras 13.000 son instalaciones de empresa (pymes) de 100 KW en tejados de naves construidas para promover la participación de pequeños ahorradores [?]

El menor número de instalaciones son grandes plantas fotovoltaicas promovidas por fondos de inversión y grandes grupos empresariales.

## SITUACIÓN MUNDIAL

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Alemania se consolida como el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos, siendo Japón el que ocupa el primer lugar, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares. La venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20%, mientras que en la Unión Europea el crecimiento medio anual es del 30%.

El mayor crecimiento del sector se produjo en Alemania, responsable de más del 25% (7,5 GW) del total de 27,7 GW instalados en todo el mundo en 2011. De hecho el mercado fotovoltaico alemán creció un 97,8% en 2011 con 75.000 nuevas instalaciones de solar fotovoltaica. Alemania es el país líder mundial por capacidad instalada acumulada, seguido por España, con 3,5 GW. Les siguen Italia con una capacidad acumulada de 1,2 GW, Japón, Estados Unidos, República Checa y Bélgica.

En cuanto a la cuota mundial, Alemania controla el 46% del mercado, situando a sus empresas en muy buena posición, gracias a las soluciones innovadoras y las medidas de reducción de los costes de fabricación. El mayor porcentaje (80%) de la facturación del mercado alemán proviene de Asia, principalmente de China y un 7% de Europa, mientras que el mercado estadounidense ha descendido fuertemente, siendo prácticamente inexistente. De este modo, la exportación de la industria fotovoltaica alcanzó en 2011 el 55% y se espera que en 2020 la cifra llegue al 80%.

Con respecto a la producción de células, esta alcanzó 29,5 GW en 2011, frente a los 23 GW del año anterior. China y Taiwán cubrieron el 74% de la producción mundial de células (el año precedente la cuota era del 63%).

En la UE se instalaron en 2009 más de las tres cuartas partes de los nuevos sistemas fotovoltaicos sumando un total acumulado (equipos nuevos más los ya existentes) de generación de electricidad fotovoltaica de 16 GW, cerca del 70% del total mundial (22 GW). Cada gigavatio de capacidad de

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

generación de electricidad fotovoltaica puede abastecer a unos 250.000 hogares europeos durante un año.

## PRODUCTORES MUNDIALES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La producción mundial de módulos fotovoltaicos viene creciendo desde el año 2000 en un 30% anual y actualmente España es considerada, junto con Estados Unidos, Israel y Australia, como uno de los grandes inversores mundiales en el desarrollo de la energía solar para producir electricidad.

Algunos de los países productores de energía solar fotovoltaica a destacar son:

**ESPAÑA:** Es uno de los países europeos con niveles más altos de radiación solar y tiene un elevado mercado potencial interior en sistemas conectados a la red. Pero, por contra, en la implantación de energía solar se encuentra por detrás de países nórdicos como Suecia, Holanda o Alemania. En España inciden 1.500 kilovatios/hora/m<sup>2</sup>

**JAPÓN:** Actualmente, es el principal país productor de energía fotovoltaica a nivel mundial, el segundo puesto lo ocupa Alemania.

**CHINA:** Al igual que otros países, intenta reducir su dependencia del carbón, que supone el 70% de la energía generada en 2010. Con ello China busca dejar de ser el peor país a nivel mundial en cuanto a calidad de su agua y aire por las altas emisiones no controladas durante las últimas décadas.

El gobierno chino se ha propuesto, para el periodo 2011-2020, el objetivo de incrementar su capacidad instalada a 50 GW, lo cual es todo un reto ya que en la actualidad China tiene una capacidad instalada inferior a 1 GW. Según dichos planes, en 2015 deberían haber instalados 10 GW del total, y a partir del 2016 incrementarse en 8 GW anuales, similar a la totalidad de la

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

capacidad instalada por Alemania en 2010. China tiene a su favor que posee una integración vertical en lo que se refiere a la producción de paneles fotovoltaicos. Las más importantes compañías de producción de paneles son de origen chino, al igual que sucede con la producción de células donde el 60% de la producción mundial proviene de China, destacar que el 80% de la producción de células se concentra en Asia.

## TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

Para conseguir la conexión a red de la instalación fotovoltaica son necesarios los siguientes trámites burocráticos:

1.- Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora tal y como dice el RD 1663/2000.

2.- Licencia de Obra: En el ayuntamiento donde se ubique la instalación y previamente a cualquier trabajo se solicitará la correspondiente licencia de obra.

3.- Autorización administrativa e inclusión de la instalación en el régimen especial: corresponde realizar este trámite en la comunidad autónoma, concretamente a la consejería de industria.

4.-. Inscripción previa el registro autonómico de productores de electricidad en régimen especial: dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro. Esta inscripción previa, tendrá una validez de dos años, para la realización de la inscripción definitiva.

5.- Aval y depósito: a realizar en la Caja General de Depósitos de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma, consignando aval de 500 €/KW para instalaciones en suelo y 50€/KW para tejados o construcciones.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

6.- Inscripción en el Registro de preasignación de retribución: Es necesario este registro previo para poder disponer de la tarifa regulada. Existen cuatro convocatorias por año. (este paso se suprime para las nuevas instalaciones a partir de la presentación del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero).

7- Alta censal en Hacienda: mediante el modelo 036 se dará de alta el titular como productor de energía, y está obligado a hacer declaraciones de IVA.

8.- Celebración del contrato con la empresa distribuidora: la empresa distribuidora está obligada a suscribir este contrato en el plazo máximo de un mes y procederá a la verificación técnica de la instalación .

9- Boletín de instalación: será emitido por parte de un instalador de baja tensión autorizado.

10.- Puesta en servicio provisional: previa solicitud a la consejería de Industria.

11.- Inscripción definitiva y conexión final: una vez obtenida la inscripción definitiva en el registro, la instalación tendrá carácter definitivo y a partir de entonces se aplicará el régimen económico estipulado para estas instalaciones.

## INGRESOS

Los ingresos de la instalación se obtienen por la venta de la energía eléctrica generada por ésta, que dependen de una serie de variables, las cuales son:

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

La potencia instalada.

La energía producida en el año en KWh.

El precio de venta que se otorga por cada KWh.

La eficiencia y degradación de los paneles fotovoltaicos.

### PRODUCCIÓN ESTIMADA DE ELECTRICIDAD

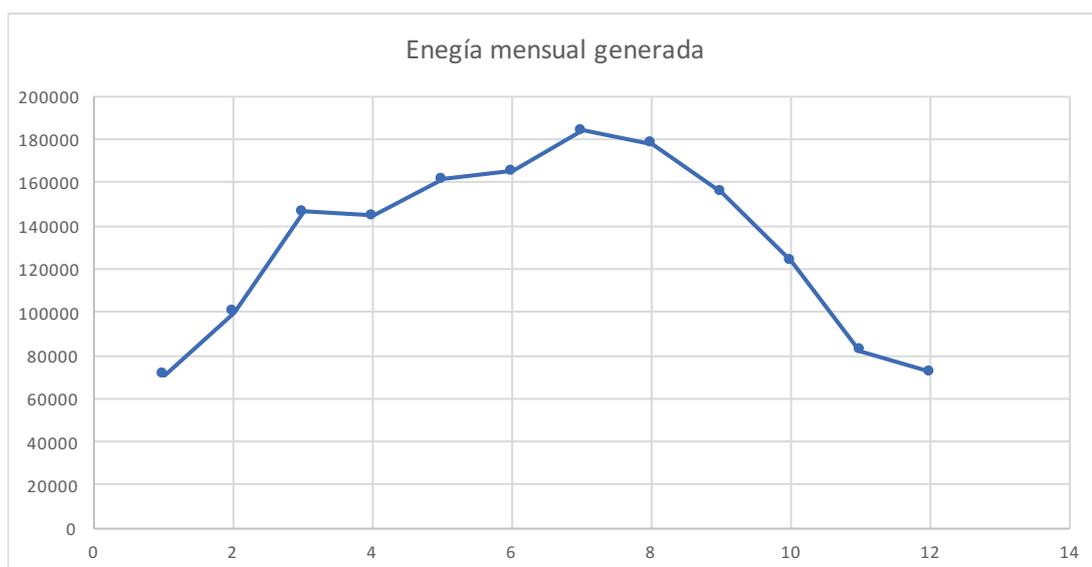
Según los datos sobre la radiación en la localización de la planta solar fotovoltaica, Padilla de Arriba (Burgos) y la potencia de pico objetivo en esta instalación se puede conocer la producción estimada anual de energía que se inyectará a la red.

Mes	Días	PR(%)	Radiación óptima (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	Energía generada (kWh/día)	Energía mensual (kWh/mes)
Enero	31	91,91	2,5	2.293,15	71.087,79
Febrero	28	90,07	3,98	3.577,62	100.173,26
Marzo	31	88,25	5,37	4.729,55	146.615,96
Abril	30	86,87	5,55	4.811,64	144.349,27
Mayo	31	83,8	6,22	5.201,94	161.259,99
Junio	30	81,95	6,73	5.504,20	165.126,14
Julio	31	81,33	7,31	5.933,33	183.933,31
Agosto	31	81,48	7,05	5.732,85	177.718,39
Septiembre	30	83,16	6,23	5.170,51	155.115,19
Octubre	31	87	4,58	3.976,63	123.275,55

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Mes	Días	PR(%)	Radiación óptima (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	Energía generada (kWh/día)	Energía mensual (kWh/mes)
Noviembre	30	89,45	3,06	2.731,70	81.950,87
Diciembre	31	91,02	2,56	2.325,45	72.089,01
				Energía media mensual	131.891,23
Totales	365	86,36	5,10	4.332,38	1.582.694,73

## INGRESOS POR VENTA DE LA ELECTRICIDAD



## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Para poder realizar un estudio de viabilidad de calidad es necesario analizar la vida de la instalación a 25 años, si el proyecto es económicamente rentable o no, aunque la vida de los paneles fotovoltaicos, con un buen mantenimiento, sea de hasta 40 años, lo cual significa que nuestra instalación seguirá generando ingresos más allá de la garantía de los módulos solare fotovoltaicos.

Para calcular los ingresos por la venta de la electricidad generada hay que tener en cuenta ciertos aspectos como:

La energía producida en un año en KWh/año

Se ha calculado anteriormente la energía producida por la instalación en un año tipo. Este valor es altamente fluctuante ya que depende exclusivamente de la climatología de la zona pudiendo obtenerse años de mayor o menor producción.

El mantenimiento anual de la instalación

Se contratarán servicios de mantenimiento de las instalaciones de manera de que se aseguro un correcto funcionamiento y una eficiencia de los módulos máxima. Estos servicios tendrán un coste de 10.000 € al año que serán realizado por la empresa externa Alromar.

El precio de venta a la compañía de distribución

Desde la supresión del sistema de primas del gobierno de España se debe vender la energía eléctrica en igualdad de condiciones que

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

el resto de generadores por lo que la rentabilidad de este tipo de instalaciones ha sufrido un serio impacto. Teniendo en cuenta el precio de la energía eléctrica en la actualidad y que el precio por kWh será determinado el contrato con la compañía distribuidora se asume un precio medio por kWh de 9 céntimos de Euro. Se deberá añadir un pago por el peaje de conexión con la compañía distribuidora que vendrá incluido en el precio pagado por el kWh.

### La degradación de los paneles fotovoltaicos.

En el caso de los módulos fotovoltaicos de nuestra instalación ATERSA se garantiza por parte del fabricante de 25 años de la potencia de salida por lo que para los años 25 a 40 la pérdida de eficiencia de cada módulo será de un 5%.

### Incremento del IPC anual

Se tomará como valor el 1,5% de incremento del índice de precios al consumo. Es un dato que se toma teniendo en cuenta una recuperación de la economía mundial y española ya que es prácticamente imposible predecir este tipo de datos de mucho factores económicos a nivel global.

Con estos datos podremos conocer los ingresos por la energía.

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Año	Producción de energía (MWh/año)	IPC (%)	Precio del kWh (céntimos de Euro)	Total
2016	1.582,70	1,5	9	142.443,00
2017	1.582,70	1,5	9,14	144.579,65
2018	1.582,70	1,5	9,27	146.748,34
2019	1.582,70	1,5	9,41	148.949,56
2020	1.582,70	1,5	9,55	151.183,81
2021	1.582,70	1,5	9,70	153.451,57
2022	1.582,70	1,5	9,84	155.753,34
2023	1.582,70	1,5	9,99	158.089,64
2024	1.582,70	1,5	10,14	160.460,98
2025	1.582,70	1,5	10,29	162.867,90
2026	1.582,70	1,5	10,44	165.310,92
2027	1.582,70	1,5	10,60	167.790,58
2028	1.582,70	1,5	10,76	170.307,44
2029	1.582,70	1,5	10,92	172.862,05
2030	1.582,70	1,5	11,09	175.454,98
2031	1.582,70	1,5	11,25	178.086,81
2032	1.582,70	1,5	11,42	180.758,11
2033	1.582,70	1,5	11,59	183.469,48
2034	1.582,70	1,5	11,77	186.221,52
2035	1.582,70	1,5	11,94	189.014,85
2036	1.582,70	1,5	12,12	191.850,07
2037	1.582,70	1,5	12,30	194.727,82
2038	1.582,70	1,5	12,49	197.648,74
2039	1.582,70	1,5	12,68	200.613,47
2040	1.582,70	1,5	12,87	203.622,67
2041	1.582,70	1,5	13,06	206.677,01
<b>Total al cabo de 25 años</b>				<b>4.488.944,28</b>

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Obtendríamos un beneficio durante los primeros 25 años de 4.488.944,28 Euros lo cual sería apenas suficiente como para amortizar la inversión de 4.340.812,45 Euros que es el precio de la instalación.

Si observamos lo que pasa a los 40 años de tener en marcha la instalación y teniendo en cuenta la pérdida de potencia de los módulos fotovoltaicos:

Año	Producción de energía (MWh/año)	IPC (%)	Precio del kWh (céntimos de Euro)	Total
2016	1.582,70	1,5	9	142.443,00
2017	1.582,70	1,5	9,14	144.579,65
2018	1.582,70	1,5	9,27	146.748,34
2019	1.582,70	1,5	9,41	148.949,56
2020	1.582,70	1,5	9,55	151.183,81
2021	1.582,70	1,5	9,70	153.451,57
2022	1.582,70	1,5	9,84	155.753,34
2023	1.582,70	1,5	9,99	158.089,64
2024	1.582,70	1,5	10,14	160.460,98
2025	1.582,70	1,5	10,29	162.867,90
2026	1.582,70	1,5	10,44	165.310,92
2027	1.582,70	1,5	10,60	167.790,58
2028	1.582,70	1,5	10,76	170.307,44
2029	1.582,70	1,5	10,92	172.862,05
2030	1.582,70	1,5	11,09	175.454,98
2031	1.582,70	1,5	11,25	178.086,81
2032	1.582,70	1,5	11,42	180.758,11
2033	1.582,70	1,5	11,59	183.469,48
2034	1.582,70	1,5	11,77	186.221,52

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Año	Producción de energía (MWh/año)	IPC (%)	Precio del kWh (céntimos de Euro)	Total
2035	1.582,70	1,5	11,94	189.014,85
2036	1.582,70	1,5	12,12	191.850,07
2037	1.582,70	1,5	12,30	194.727,82
2038	1.582,70	1,5	12,49	197.648,74
2039	1.582,70	1,5	12,68	200.613,47
2040	1.582,70	1,5	12,87	203.622,67
2041	1.582,70	1,5	13,06	206.677,01
2042	1.503,57	1,5	13,25	199.288,31
2043	1.503,57	1,5	13,45	202.277,63
2044	1.503,57	1,5	13,65	205.311,80
2045	1.503,57	1,5	13,86	208.391,47
2046	1.503,57	1,5	14,07	211.517,34
2047	1.503,57	1,5	14,28	214.690,10
2048	1.503,57	1,5	14,49	217.910,46
2049	1.503,57	1,5	14,71	221.179,11
2050	1.503,57	1,5	14,93	224.496,80
2051	1.503,57	1,5	15,15	227.864,25
2052	1.503,57	1,5	15,38	231.282,22
2053	1.503,57	1,5	15,61	234.751,45
2054	1.503,57	1,5	15,85	238.272,72
2055	1.503,57	1,5	16,08	241.846,81
				7.568.024,75

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### GASTOS

Se estudiarán los costes relacionados con la instalación como el mantenimiento, vigilancia, reparación y sustitución de paneles.

Una parte importante a tener en cuenta para que la instalación obtenga el rendimiento económico durante su vida serán el seguro y el mantenimiento tanto preventivo como de reparación.

Seguro y vigilancia: para disuadir del robo de aparatos, cableado y paneles el pago de la prima de seguros se valora en 5.000 Euros al año, así como gastos de vigilancia de la instalación que serán 1.500 Euros anuales.

Mantenimiento y limpieza: Se suele subcontratar a empresas especializadas en este tipo de servicios por valor de unos 10.000 Euros al año para el tamaño de este tipo de instalación

Coste de reparación y sustitución: ya sea por rotura o desgaste a lo largo de la vida de la instalación se deberá en algún momento cambiar piezas. Asumiremos que cuesta unos 500 Euros cada año a partir del quinto y de 1.500 Euros a partir del décimo año.

Comprar o alquiler del terreno: Asumiremos en el proyecto que el terreno es de nuestra propiedad

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### Energía eléctrica: la instalación

consumirá por las noches, en épocas de parada de muy bajo consumo una cierta cantidad de electricidad que se deberá descontar de la factura de ingresos por la venta de nuestra energía. Se valora en unos 1000 Euros al año.

Esto equivaldrá a unos gastos en la vida de la instalación de:

Año	Inflación (%)	Seguro (Euros)	Vigilancia (Euros)	Mantenimiento (Euros)	Sustitución (Euros)	Electricidad (Euros)	Total (Euros)
2016	1,60	5.000,00	1.500,00	10.000,00	0,00	1.000,00	17.500,00
2017	1,60	5.080,00	1.524,00	10.160,00	0,00	1.016,00	17.780,00
2018	1,60	5.161,28	1.548,38	10.322,56	0,00	1.032,26	18.064,48
2019	1,60	5.243,86	1.573,16	10.487,72	0,00	1.048,77	18.353,51
2020	1,60	5.327,76	1.598,33	10.655,52	0,00	1.065,55	18.647,17
2021	1,60	5.413,01	1.623,90	10.826,01	500,00	1.082,60	19.445,52
2022	1,60	5.499,61	1.649,88	10.999,23	508,00	1.099,92	19.756,65
2023	1,60	5.587,61	1.676,28	11.175,22	516,13	1.117,52	20.072,76
2024	1,60	5.677,01	1.703,10	11.354,02	524,39	1.135,40	20.393,92
2025	1,60	5.767,84	1.730,35	11.535,68	532,78	1.153,57	20.720,22
2026	1,60	5.860,13	1.758,04	11.720,26	1.500,00	1.172,03	22.010,45
2027	1,60	5.953,89	1.786,17	11.907,78	1.524,00	1.190,78	22.362,61
2028	1,60	6.049,15	1.814,75	12.098,30	1.548,38	1.209,83	22.720,42
2029	1,60	6.145,94	1.843,78	12.291,88	1.573,16	1.229,19	23.083,94
2030	1,60	6.244,27	1.873,28	12.488,55	1.598,33	1.248,85	23.453,29
2031	1,60	6.344,18	1.903,25	12.688,36	1.623,90	1.268,84	23.828,54
2032	1,60	6.445,69	1.933,71	12.891,38	1.649,88	1.289,14	24.209,80
2033	1,60	6.548,82	1.964,65	13.097,64	1.676,28	1.309,76	24.597,15
2034	1,60	6.653,60	1.996,08	13.307,20	1.703,10	1.330,72	24.990,71
2035	1,60	6.760,06	2.028,02	13.520,12	1.730,35	1.352,01	25.390,56

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Año	Inflación (%)	Seguro (Euros)	Vigilancia (Euros)	Mantenimiento (Euros)	Sustitución (Euros)	Electricidad (Euros)	Total (Euros)
2036	1,60	6.868,22	2.060,47	13.736,44	1.758,04	1.373,64	25.796,81
2037	1,60	6.978,11	2.093,43	13.956,22	1.786,17	1.395,62	26.209,56
2038	1,60	7.089,76	2.126,93	14.179,52	1.814,75	1.417,95	26.628,91
2039	1,60	7.203,20	2.160,96	14.406,39	1.843,78	1.440,64	27.054,97
2040	1,60	7.318,45	2.195,53	14.636,90	1.873,28	1.463,69	27.487,85
2041	1,60	7.435,54	2.230,66	14.871,09	1.903,25	1.487,11	27.927,66
2042	1,60	7.554,51	2.266,35	15.109,02	1.933,71	1.510,90	28.374,50
2043	1,60	7.675,38	2.302,62	15.350,77	1.964,65	1.535,08	28.828,49
2044	1,60	7.798,19	2.339,46	15.596,38	1.996,08	1.559,64	29.289,75
2045	1,60	7.922,96	2.376,89	15.845,92	2.028,02	1.584,59	29.758,38
2046	1,60	8.049,73	2.414,92	16.099,46	2.060,47	1.609,95	30.234,52
2047	1,60	8.178,52	2.453,56	16.357,05	2.093,43	1.635,70	30.718,27
2048	1,60	8.309,38	2.492,81	16.618,76	2.126,93	1.661,88	31.209,76
2049	1,60	8.442,33	2.532,70	16.884,66	2.160,96	1.688,47	31.709,12
2050	1,60	8.577,41	2.573,22	17.154,82	2.195,53	1.715,48	32.216,46
2051	1,60	8.714,65	2.614,39	17.429,29	2.230,66	1.742,93	32.731,93
2052	1,60	8.854,08	2.656,22	17.708,16	2.266,35	1.770,82	33.255,64
2053	1,60	8.995,75	2.698,72	17.991,49	2.302,62	1.799,15	33.787,73
2054	1,60	9.139,68	2.741,90	18.279,36	2.339,46	1.827,94	34.328,33
2055	1,60	9.285,91	2.785,77	18.571,83	2.376,89	1.857,18	34.877,58
<b>Total en 40 años</b>							1.029.807,

Se observa que para la vida total de la instalación de 40 años el beneficio bruto será de 2.197.404,41 Euros

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

### VAN y TIR

Cuando se desea ver la viabilidad de un proyecto de estas características se observa mediante el valor actual neto VAN y la tasa interna de retorno TIR.

El VAN se calcula mediante la fórmula descrita a continuación y el TIR será el valor del tipo de interés para el cual el valor del VAN es cero al final de la vida de la instalación.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

t es el periodo escogido para el estudio

$V_t$  representa los flujos de caja en cada periodo t.

$I_0$  es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

k es el tipo de interés.

Analizando la vida a 40 años de la instalación obtenemos:

Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Año	Flujo de caja
2016	122.511,15
2017	121.911,71
2018	121.315,19
2019	120.721,56
2020	120.130,82
2021	119.098,58
2022	118.515,25
2023	117.934,75
2024	117.357,09
2025	116.782,23
2026	115.437,87
2027	114.871,51
2028	114.307,91
2029	113.747,05
2030	113.188,92
2031	112.633,52
2032	112.080,82
2033	111.530,81
2034	110.983,48
2035	110.438,82
2036	109.896,81
2037	109.357,45
2038	108.820,71
2039	108.286,59
2040	107.755,07
2041	107.226,14
2042	100.530,31
2043	100.035,87
2044	99.543,83
2045	99.054,20

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Año	Flujo de caja
2046	98.566,96
2047	98.082,10
2048	97.599,60
2049	97.119,46
2050	96.641,66
2051	96.166,19
2052	95.693,04
2053	95.222,21
2054	94.753,67
2055	94.287,42
<b>VAN</b>	<b>0</b>

Para un VAN igual a cero a los 40 años el interés debe ser de 1,99% lo cual calificaría a la inversión como no rentable. Mucho menos rentable sería la opción a 25 años.

## CONCLUSIONES

Para que la energía solar fotovoltaica sea rentable ahora y en el futuro se deberá incidir cuatro puntos:

En los costes de los materiales así como en los de fabricación de módulos fotovoltaicos. Consiguiendo paneles más asequibles se podrán ahorrar costes de instalaciones con lo que la inversión inicial sería menor consiguiendo así intereses más bajos y más fáciles de amortizar.

## Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

En la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Actualmente apenas llegan al 17% por ciento de rendimiento por que es necesario invertir en la investigación y desarrollo de nuevos paneles mucho más eficientes, menos sensibles a la temperatura y más resistentes al paso de los años.

En la economía de escala. La mejor manera de ahorrar en costes fijos es haciendo instalaciones de gran tamaño donde los costes de material eléctrico común se diluyan con respecto a los gastos de los módulos. Estas instalaciones se deberán realizar en zonas de alta radiación solar y en terrenos baratos y fáciles de acceder. Una vez realizadas este tipo de inversiones tienen mejor rendimiento a la hora de vender la energía generada.

El apoyo estatal. La ayuda de las empresas y de los gobiernos serán clave en la transición de fuentes de energía basadas en hidrocarburos a energías renovables. Las ayudas al sector renovables deberán ser cada vez menores a medida que se aumente la eficiencia de los módulos pero se necesitará una gran cantidad de inversiones si se quiere reemplazar otras fuentes de energía más contaminantes. En una situación económica delicada del país es más difícil obtener prestamos y apoyo pero si se quiere cumplir con las cuotas de emisiones de CO<sub>2</sub>, disminuir la dependencia del petróleo e impulsar a España como potencia en energías renovables aprovechando la situación privilegiada en cuanto a radiación solar y empresas de ingeniería de prestigio es necesario invertir en instalaciones de este tipo. En nuestro caso el apoyo dado podría ser la diferencia entre hacer una instalación rentable o económicamente inasumible.

# **DOCUMENTO N° 6: PLANOS**

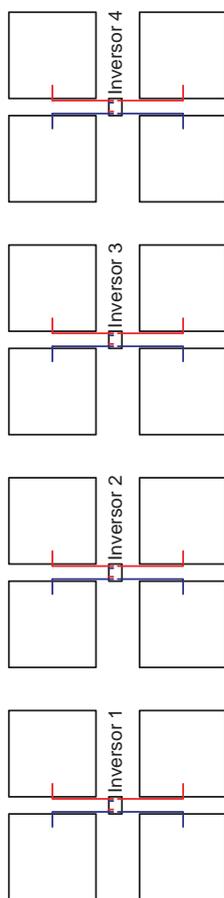
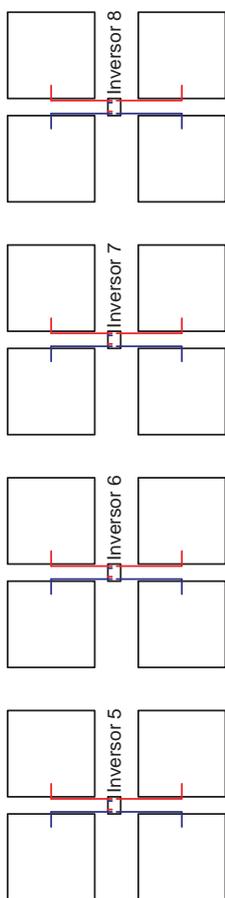
## Índice de Planos

Conexionado de módulos	página 237
Conexionado de cada subcampo	página 238
Posición de las hileras	página 239
Distancias y conexionado	página 240
Línea de media tensión	página 241
Edificio prefabricado	página 242
Entronque subterráneo a aéreo	página 243
Detalle de zanja	página 244
Arqueta de puesta a tierra	página 245



# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

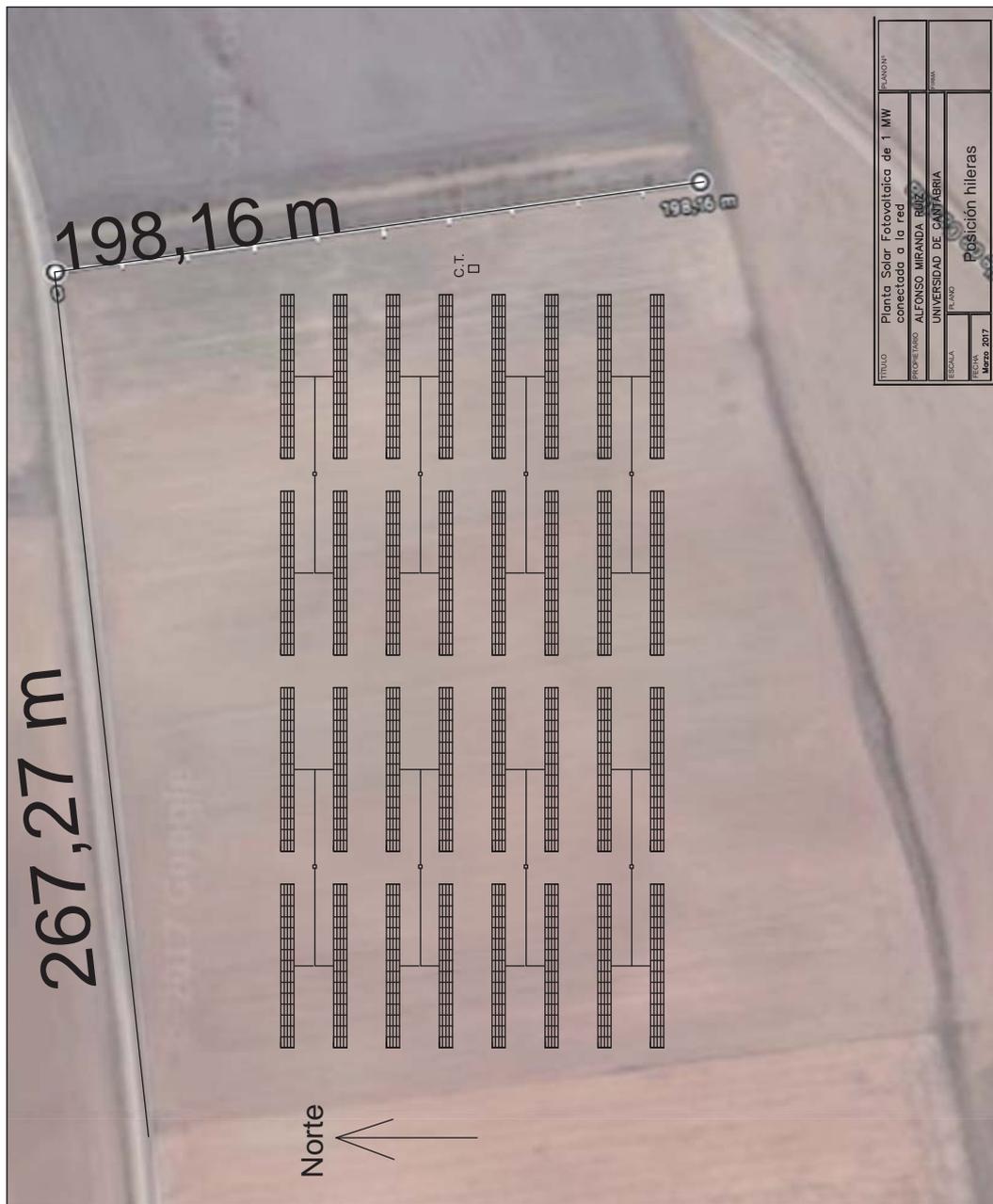
## Detalle de los cableados esquemáticos de los campos del dibujo anterior a los inversores



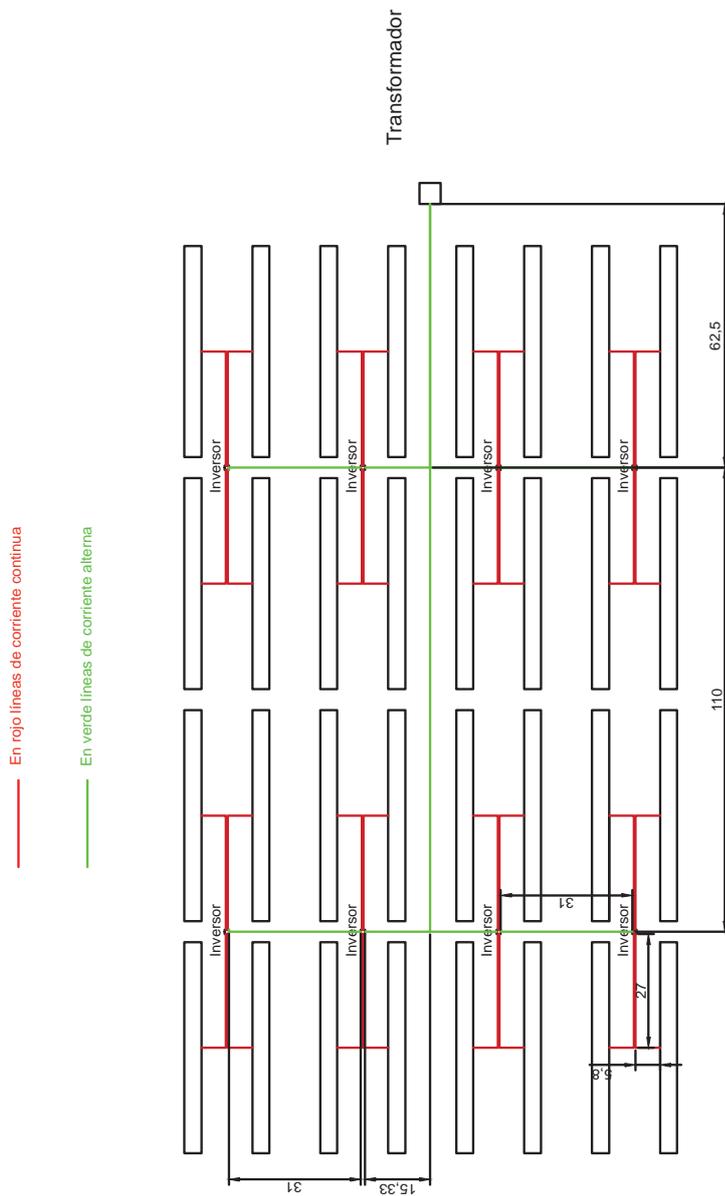
TÍTULO	Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW conectada a la red	PLANO Nº	
PROPIETARIO	ALFONSO MIRANDA RUIZ	FECHA	
ESCALA	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA		
FECHA	Conexión de cada subcampo		
	Marzo, 2017		

# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

## Colocación de los módulos con respecto terreno:



**Distancias y conexionado de los distintos elementos eléctricos:**



TÍTULO	Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW conectada a la red	PLANO Nº
PROPIETARIO	ALFONSO MIRANDA RUIZ	FIRMA
ESCALA	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
FECHA	PLANO	
Marzo 2017	<b>Distancias y conexionado</b>	

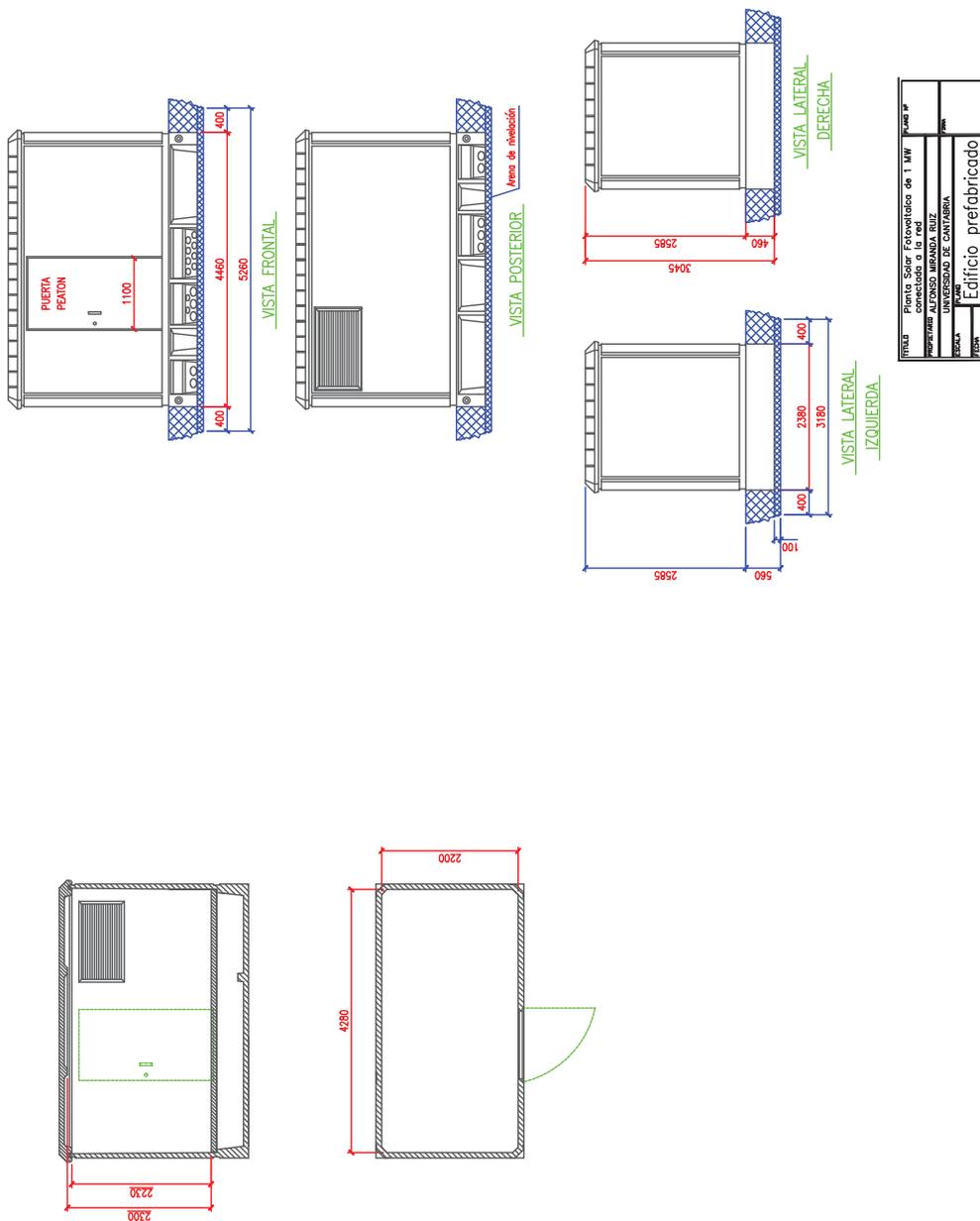
# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

Recorrido de la línea de media tensión subterránea hasta la conexión con la red:



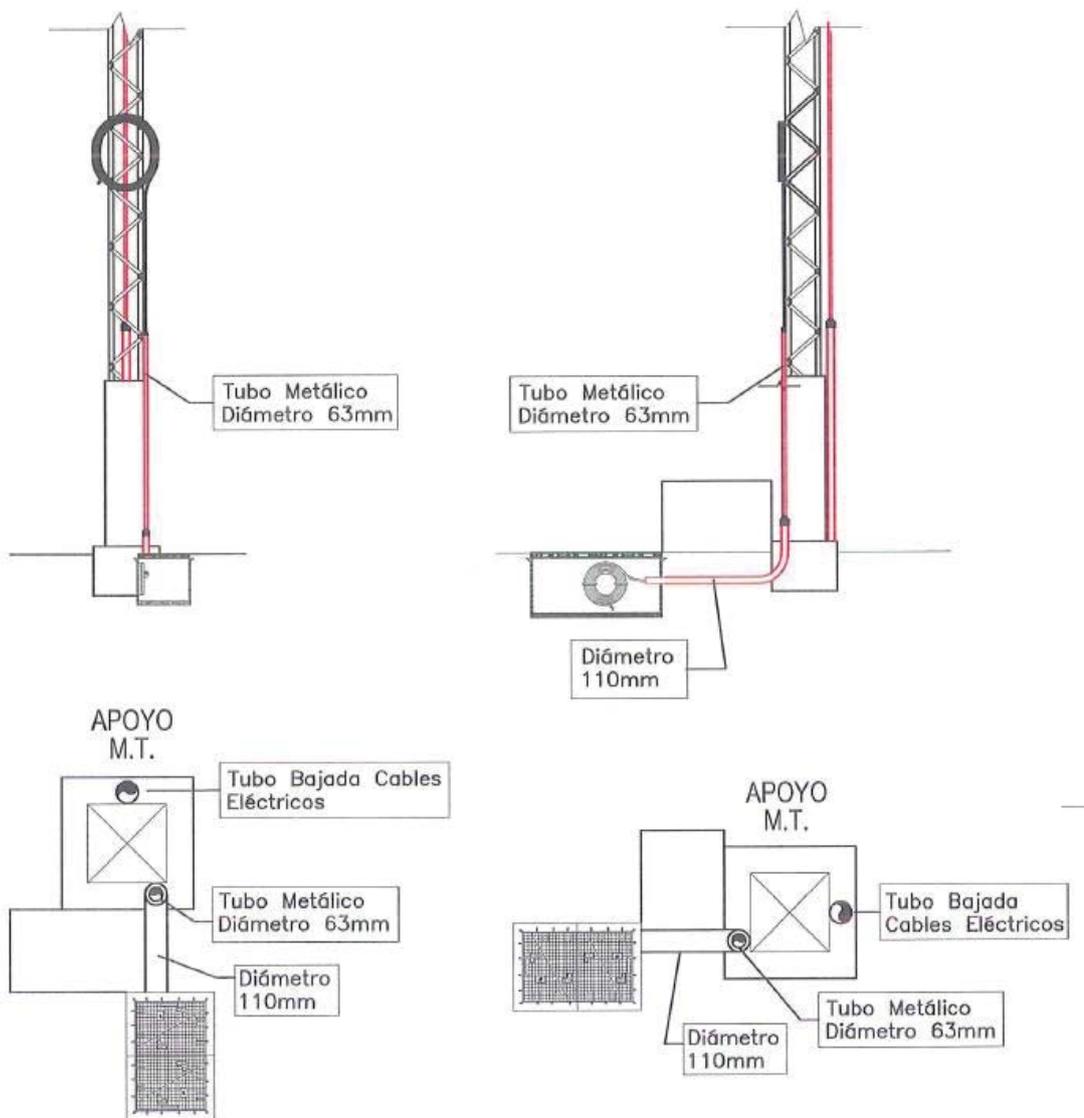
# Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW

## Caseta del transformador:



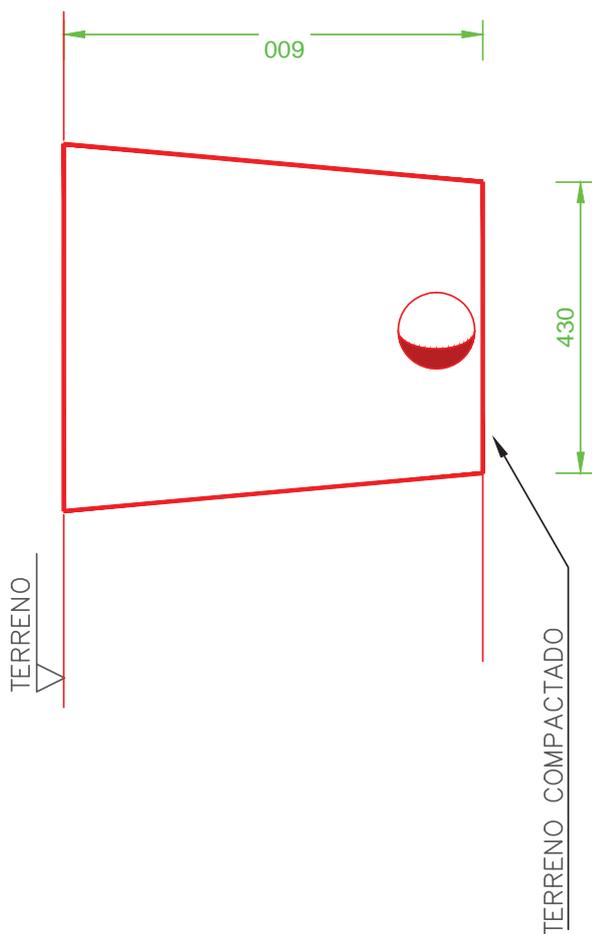
PROYECTO: Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW	
AUTORIA: Alfonso Miranda Ruiz	
EMPRESA: UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
TIPO DE EDIFICIO: Edificio prefabricado	
FECHA: 2017	

**Entronque subterráneo a aereo: Fuente Proyecto Tipo Iberdrola**



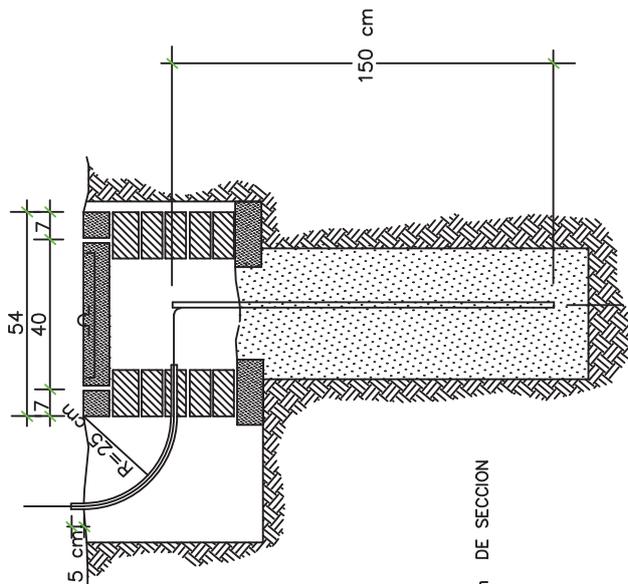
(\*)NOTA: La arqueta se situará como mínimo a 5m y respetando siempre la distancia mínima de seguridad que refleja el reglamento de líneas de alta tensión (RLAT)

DETALLE ZANJA.



TITULO	Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW conectada a la red	PLANO Nº
PROPIETARIO	ALFONSO MIRANDA RUIZ	FRMA
ESCALA	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	FECHA
		Marzo 2017
<b>Detalle de zanja</b>		

ARQUETA DE PUESTA A TIERRA  
ELECTRODO DE PICA VERTICAL



LINEA PRINCIPAL DE TIERRA, CON HILO DE COBRE DE 70 mm DE SECCION

ARQUETA DE 30x30x30  
ALZADO

TÍTULO	Planta Solar Fotovoltaica de 1 MW conectada a la red	PLANO Nº
PROPIETARIO	ALFONSO MIRANDA RUIZ	FECHA
ESCALA	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
FECHA	ARQUETA DE PUESTA A TIERRA	
	Marzo 2017	

# ANEXOS

Anexo 1:  
Simulación en el programa PVSYST de la  
instalación usando datos meteorológicos de  
la localización más próxima, Valladolid.

PVSYST V6.43		12/05/16	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b>	<b>Padilla</b>		
<b>Lugar geográfico</b>	<b>Valladolid</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud	41.6°N	Longitud 4.8°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud 719 m
	Albedo	0.20	
<b>Datos climatológicos:</b>	<b>Valladolid</b>	MeteoNorm 7.1 station - Síntesis	
<b>Variante de simulación :</b>	<b>Nueva variante de simulación</b>		
	Fecha de simulación	12/05/16 11h15	
<b>Parámetros de la simulación</b>			
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación	35°	Acimut 0°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado		
<b>Características generadores FV (4 Tipo de generador definido)</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>ATERSA 260 Wp 60 cells</b>
<small>Custom parameters definition</small>		Fabricante	ATERSA
<b>Sub-generador "Sub-generador #4"</b>			
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo 48 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	960	Pnom unitaria 260 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>250 kWp</b>	En cond. funciona. 222 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	548 V	I mpp 406 A
<b>Sub-generador "Sub-generador #2"</b>			
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo 48 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	960	Pnom unitaria 260 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>250 kWp</b>	En cond. funciona. 222 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	548 V	I mpp 406 A
<b>Sub-generador "Sub-generador #3"</b>			
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo 48 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	960	Pnom unitaria 260 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>250 kWp</b>	En cond. funciona. 222 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	548 V	I mpp 406 A
<b>Sub-generador "Sub-generador #4"</b>			
Número de módulos FV	En serie	20 módulos	En paralelo 48 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	960	Pnom unitaria 260 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>250 kWp</b>	En cond. funciona. 222 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	548 V	I mpp 406 A
<b>Total</b>	Potencia global generadores	Nominal (STC)	<b>998 kWp</b>
	Superficie módulos		<b>6258 m²</b>
		Total	3840 módulos
		Superf. célula	5599 m²
<b>Inversor</b>			
<small>Custom parameters definition</small>	Modelo	<b>Ingecon Sun 110 TL B220</b>	
	Fabricante	Ingeteam	
Características	Tensión Funciona.	405-820 V	Pnom unitaria 110 kWac
<b>Sub-generador "Sub-generador #4"</b>	Nº de inversores	2 unidades	Potencia total 220 kWac
<b>Sub-generador "Sub-generador #2"</b>	Nº de inversores	2 unidades	Potencia total 220 kWac
<b>Sub-generador "Sub-generador #3"</b>	Nº de inversores	2 unidades	Potencia total 220 kWac

PVSYST V6.43		12/05/16		Página 2/4	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)					
<b>Sub-generador "Sub-generador #4"</b>	Nº de inversores	2 unidades	Potencia total	220 kWac	
<b>Total</b>	Nº de inversores	8	Potencia total	880 kWac	
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	23 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#2	23 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#3	23 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#4	23 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-1.3 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
<b>Necesidades de los usuarios :</b>	Carga ilimitada (red)				

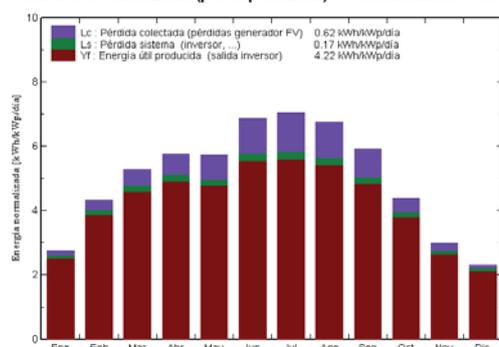
### Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** Padilla  
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

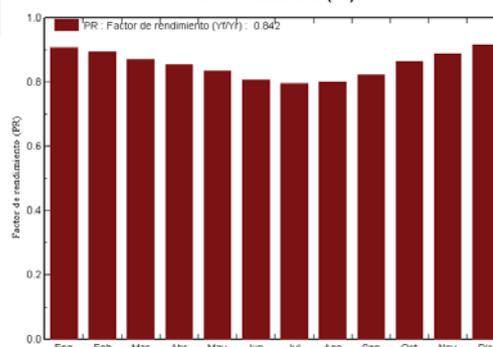
<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Conectado a la red</b>
Tipo de sistema	inclinación	35° acimut 0°
Orientación Campos FV	Modelo	ATERSA 260 Wp 60 cells Pnom 260 Wp
Módulos FV	Nº de módulos	3840 Pnom total <b>998 kWp</b>
Generador FV	Modelo	Ingecon Sun 110 TL B220 Pnom 110 kW ac
Inversor	Nº de unidades	8.0 Pnom total <b>880 kW ac</b>
Banco de inversores	Carga ilimitada (red)	
Necesidades de los usuarios		

**Resultados principales de la simulación**  
 Producción del Sistema **Energía producida 1540 MWh/año** Producción específica 1542 kWh/kWp/año  
 Factor de rendimiento (PR) 84.2 %

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 998 kWp**



**Factor de rendimiento (PR)**



**Nueva variante de simulación**  
**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
<b>Enero</b>	50.7	3.85	85.6	83.4	80.9	77.6	15.10	14.49
<b>Febrero</b>	79.8	5.33	121.3	118.4	112.6	108.2	14.84	14.26
<b>Marzo</b>	128.0	8.71	163.8	159.4	148.3	142.6	14.47	13.91
<b>Abril</b>	157.4	10.55	172.8	167.8	153.6	147.5	14.20	13.84
<b>Mayo</b>	182.5	14.83	177.5	171.8	153.9	147.7	13.85	13.30
<b>Junio</b>	222.3	20.25	206.1	199.5	173.1	166.2	13.42	12.88
<b>Julio</b>	229.0	22.03	218.7	211.8	180.9	173.7	13.22	12.89
<b>Agosto</b>	199.6	21.84	209.7	203.7	174.4	167.6	13.29	12.77
<b>Septiembre</b>	146.3	17.58	177.3	172.6	151.6	145.6	13.66	13.12
<b>Octubre</b>	97.1	12.90	136.5	132.9	122.6	117.8	14.35	13.79
<b>Noviembre</b>	57.0	8.95	89.7	87.4	83.0	79.6	14.78	14.18
<b>Diciembre</b>	44.2	4.17	71.6	69.6	68.4	65.6	15.26	14.64
<b>Año</b>	1593.9	12.44	1830.7	1778.2	1603.3	1539.6	13.99	13.44

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

