ÍNDICE

Resumen **3**

Resum **3**

Abstract **4**

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN **5**

1.1 Objeto del proyecto. **5**

1.2. Situación y emplazamiento. **5**

1.3. Descripción general del proyecto. **8**

CAPÍTULO 2: LOCALIZACIÓN DEL SOL **9**

2.1. Declinación solar diaria (δ) **10**

2.2. Distancia Sol-Tierra. **10**

2.3. El tiempo solar **11**

2.3.1. Ecuación de tiempo. 11

2.3.2. Ángulos de puesta y salida del Sol (ωs y ωd) 12

2.4 Posición del sol **12**

2.4.1. Ángulo Zenit (Θz) y Altura Solar (αs) 12

2.4.2 Azimut Solar (γs) 13

CAPÍTULO 3: ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE **15**

3.1. La constante solar y la energía que llega a la tierra. **15**

3.2. Radiación solar en superficie inclinada. **19**

CAPÍTULO 4: Normativa de aplicación **31**

CAPÍTULO 5: Trámites administrativos para la conexión a Red. **33**

CAPÍTULO 6: Diseño del sistema fotovoltaico. **35**

6.1. Distancia mínima entre módulos. **35**

6.2 Cálculo del número de paneles. **36**

6.2.1 Cálculo del número de módulos en serie por rama. 37

6.2.2 Cálculo del número de ramas en paralelo. 39

6.2.3. Dimensiones de la huerta solar. 41

6.3. Cálculo de las secciones del cableado. **42**

6.3.1 Criterios para el cálculo de la sección de los conductores. 43

6.3.2 Cálculo de los conductores de CC. 44

6.3.3 Cálculo de los conductores de CA. 51

6.4. Protecciones. **54**

6.4.1. Protecciones en el lado de CC. 55

6.4.2. Protecciones en el lado de CA. 56
6.5. Puesta a tierra. 58
6.5.1. Cálculo de la resistencia de PAT. 59
6.6. Caja General de Protección. 60
6.7. Conjuntos de protección y medida para instalaciones fotovoltaicas. 61
6.7.1. Ubicación y emplazamiento. 62
6.7.2. Tipos 64
6.8. Equipo de medida. 65
6.8.1. Clasificación de los puntos de medida 65
6.8.2. Contadores electrónicos multifunción (de energía activa y reactiva). 66
6.8.3 Equipos indirectos 68
6.8.4. Telemedida. 68
CAPÍTULO 7: ESTUDIO ENERGÉTICO 71
7.1 Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR. 71
7.1.1. Pérdidas por dispersión de los parámetros en los módulos (A_1) 72
7.1.2. Pérdidas por suciedad sobre los módulos (A_2). 72
7.1.3. Pérdidas por reflectancia angular y mismatch (A_3). 73
7.1.4. Pérdidas por sombreado (A_4) 73
7.1.5. Pérdidas totales en el generador FV (A) 73
7.1.6. Pérdidas los conductores de CC (B). 74
7.1.7. Pérdidas en los conductores de CA (C) 74
7.1.8. Pérdidas por disponibilidad (D). 74
7.1.9. Pérdidas por el rendimiento del inversor (E) 75
7.1.10. Pérdidas en el seguimiento del MPP (F) 75
7.1.11. Pérdidas por temperatura (Ptemp). 75
7.1.12. Cálculo del PR mensual y anual. 79
7.2. Estimación de la energía eléctrica inyectada a la Red. 81
CAPÍTULO 8: ESTUDIO DE EMISIONES 83
8.1. Emisiones medias de la producción actual. 83
8.2. Resultados del estudio 85
CAPÍTULO 9: BIBLIOGRAFÍA. 87
9.1. Bibliografía de consulta. 87
9.2. Referencias 87

Resumen

Este proyecto consiste en el dimensionado y diseño de una huerta solar fotovoltaica conectada a red de 100 kW sobre suelo con soportes fijo inclinados óptimamente. La instalación está situada en una parcela llana y sin proyección de sombras en el término municipal de Cervelló, provincia de Barcelona.

El conjunto de módulos de la huerta permite generar 114.240 Wp de potencia en condiciones STC y está constituido por 408 módulos policristalinos de 280 Wp, conectándose 17 módulos en serie por rama y 24 ramas en paralelo. La tensión y corriente nominales en continua de entrada en el inversor son 598,4 V y 190,8 A.

Un solo inversor central con una potencia nominal de 100 kW en CA se encargará de la conversión de CC a CA para su inyección a la red de baja tensión con una tensión nominal de 400 V (trifásico) y frecuencia de 50 Hz. Se han previsto las diferentes protecciones así como aparamenta necesaria y condiciones particulares de la compañía distribuidora predominante en Cataluña (Fecsa-Endesa) para la conexión a su red.

La viabilidad económica del proyecto depende directamente de los últimos cabios en la normativa que regula el precio del kWh generado en estas instalaciones y su coste inicial y de operación. Como valores más críticos se pueden destacar los 172.510 kWh generados anualmente y los 0,134585 €/kWh que vale cada uno de estos. Contando con una vida útil de 30 años, la inversión proporciona un VAN del 78.031,67 €, una TIR de 4,70% y un periodo de retorno de la inversión de 18 años, lo cual demuestra que es un proyecto viable.

Por último se ha realizado un pequeño estudio ambiental que determina que esta planta ahorraría la emisión de 1168,7 t de CO_2 así como otros contaminantes.

Resum

Aquest projecte consisteix en el dimensionat i disseny d'una horta solar fotovoltaica connectada a xarxa de 100 kW sobre terra amb suports fix inclinats òptimament. La instal·lació està situada en una parcela plana i sense projecció d'ombres al terme municipal de Cervelló, província de Barcelona.

El conjunt de mòduls de l'horta permet generar 114.240 Wp de potència en condicions STC i està constituït per 408 mòduls policristalins de 280 Wp, connectant 17 mòduls en sèrie per branca i 24 branques en paral·lel. La tensió i corrent nominals en contínua d'entrada en l'inversor són 598,4 V i 190,8 A.

Un sol inversor central amb una potència nominal de 100 kW CA s'encarregarà de la conversió de CC a CA per a la seva injecció a la xarxa de baixa tensió amb una tensió nominal de 400 V (trifàsic) i freqüència de 50 Hz. S'han previst les

diferents proteccions així com els aparells necessàris i condicions particulars de la companyia distribuïdora predominant a Catalunya (Fecsa-Endesa) per a la connexió a la seva xarxa.

La viabilitat econòmica del projecte depèn directament dels canvis recents a la normativa que regula el preu del kWh generat en aquestes instal·lacions i el seu cost inicial i d'operació. Com a valors més crítics es poden destacar els 172.510 kWh generats anualment i els 0,134585 €/kWh que val cada un d'aquests. Comptant amb una vida útil de 30 anys, la inversió proporciona un VAN de l'78.031,67 €, una TIR de 4,70 % i un període de retorn de la inversió de 18 anys, la qual cosa demostra que és un projecte viable.

Finalment s'ha realitzat un petit estudi ambiental que determina que aquesta planta estalviaria l'emissió de 1.168,7 t de CO_2 així com altres contaminants.

Abstract

This project consists of the sizing and design of a photovoltaic solar farm connected to the grid of 100 kW on ground with fixed supports sloped optimally. The facility is located on a flat terrain without casting shadows in the town of Cervelló, Barcelona province.

The set of modules can generate 114,240 Wp of power in STC and consists of 408 polycrystalline modules of 280 Wp each one, connecting 17 modules in series per branch and 24 branches in parallel. The rated voltage and current in continuous input to the inverter are 598.4 V and 190.8 A.

A single central inverter with an output of 100 kW in CA will be responsible for converting DC to AC for feeding the low voltage grid with a nominal voltage of 400 V and frequency of 50 Hz. Different devices and protection required and conditions of the predominant distribution company in Catalonia (Fecsa-Endesa) for connecting to your network have been planned.

The project's economic viability depends directly on the last rafter in the regulations governing the price per kWh generated at these facilities and their initial cost and operating. As critical values can be emphasized 172,510 kWh generated annually and € 0.134585 / kWh worth every one of them.

Counting with a lifetime of 30 years, the investment provides an NPV of € 78,031.67, an IRR of 4.70% and a payback period of investment of 18 years, which proves to be a viable project.

Finally, we have made a small environmental study determines that the plant would save the emission of 1168.7 tons of CO_2 and other pollutants.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto del proyecto.

El objeto de este proyecto será el diseño (cálculo, dimensionado, etc…) de una huerta solar fotovoltaica de 100 kWn conectada a la red de distribución de baja tensión, propiedad de la compañía FECSA ENDESA, para venta de energía eléctrica a esta. No será necesario la inclusión de un centro de transformación de BT/MT en el presente proyecto ya que la compañía dispone de uno en las inmediaciones de la instalación.

El presente proyecto definirá lo necesario para el montaje de la instalación como la elección justificada de los diferentes componentes que la formarán, teniendo en cuenta los criterios de diseño y la aplicación de las normas y reglamentos vigentes (nacionales, autonómicos y particulares de la empresa distribuidora) a fecha de la redacción del proyecto, para este tipo de instalaciones.

Una parte importante será el análisis de rentabilidad económica de la huerta solar, ya que la inversión inicial para una instalación fotovoltaica es elevada y se hace necesario estimar de la forma más precisa posible el periodo de amortización de la huerta en cuestión. Por ello, este proyecto incluirá un presupuesto detallado de los costes de la huerta y un estudio energético, el cual combinado con una aplicación de las tarifas vigentes para este tipo de instalaciones proporcionará una idea de este periodo y los posteriores beneficios.

El titular del conjunto será una sociedad gestora elegida por el propietario de la parcela en la que se situará la huerta solar, esta gestora será la encargada del mantenimiento y la correcta explotación de la instalación.

Asimismo el autor constata que por ser un Proyecto académico, este proyecto no deberá ser utilizado para el diseño real o justificación de la legalidad de una instalación ante ningún organismo oficial o entidad de ningún tipo.

1.2. Situación y emplazamiento.

El lugar de la instalación corresponde a la Parcela nº5 del Polígono 3 de Can Lladoné, situado en el término municipal de Cervelló, provincia de Barcelona. Concretamente, la instalación se situaría en la zona Sur de la parcela: una zona llana dedicada a cultivos de secano, cercana a la carretera N-340 y al Camí del Lladoné. Este terreno es poco productivo desde el punto de vista agrario y plano, por lo que su reconversión en huerta solar no necesitará de costes adicionales por nivelado ni desbrozado.

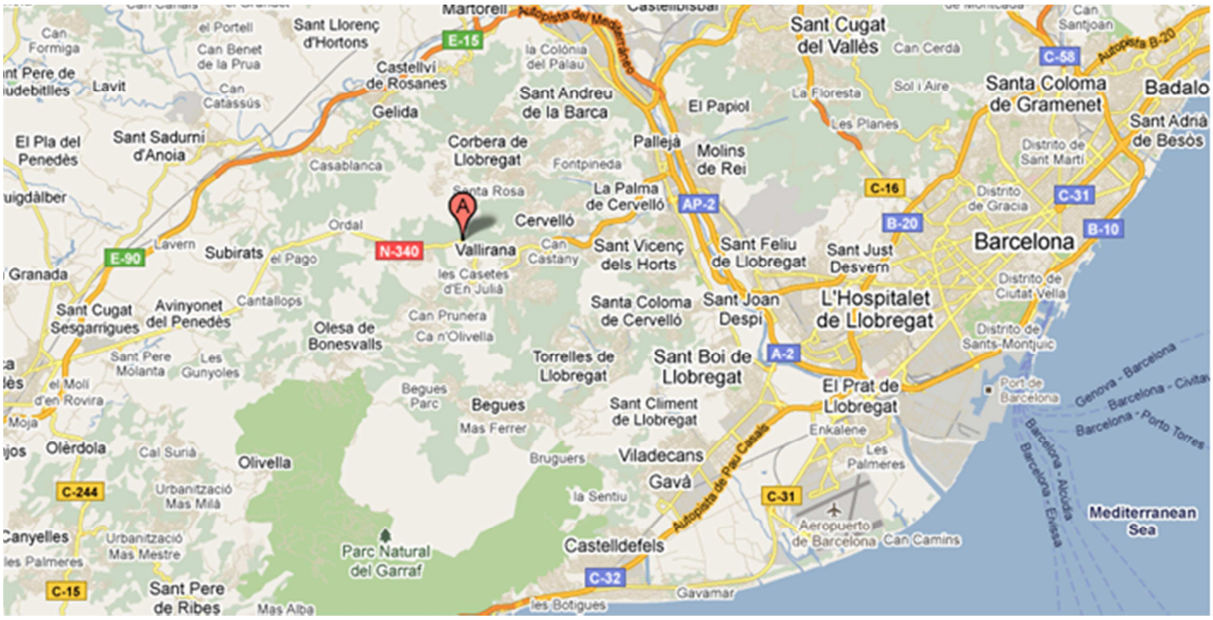


Fig. 1.1. *Mapa de situación de la parcela objeto del proyecto.*
Fuente: Google Maps.

A continuación se muestra la información de la parcela obtenida de la sede electrónica del catastro:

Tabla 1.1. *Datos de la Parcela objeto del proyecto.*

Datos del Bien Inmueble			
Referencia catastral	08067A003000050000AZ		
Localización	Polígono 3 Parcela 5 CAN LLADONE. CERVELLO (BARCELONA)		
Clase	Rústico		
Coeficiente de participación	100 %		
Uso	Agrario		
Datos de la Finca en la que se integra el Bien Inmueble			
Localización	Polígono 3 Parcela 5 CAN LLADONE. CERVELLO (BARCELONA)		
Superficie suelo	276.675 m2		
Subparcela	**Clase de Cultivo**	**Intens. Productiva**	**Superficie (Ha)**
g	C- Labradío secano	01	0,7967

Bordeando al terreno en su límite occidental, discurre una línea subterránea de baja tensión propiedad de la compañía distribuidora FECSA-ENDESA, que será utilizada para la inserción de energía a la red de baja tensión que se transformará para su inyección en la red de distribución de MT mediante un CT propiedad de la compañía.

El terreno no tiene obstáculos ni sombras importantes y resulta ideal para llevar a cabo la instalación planteada.

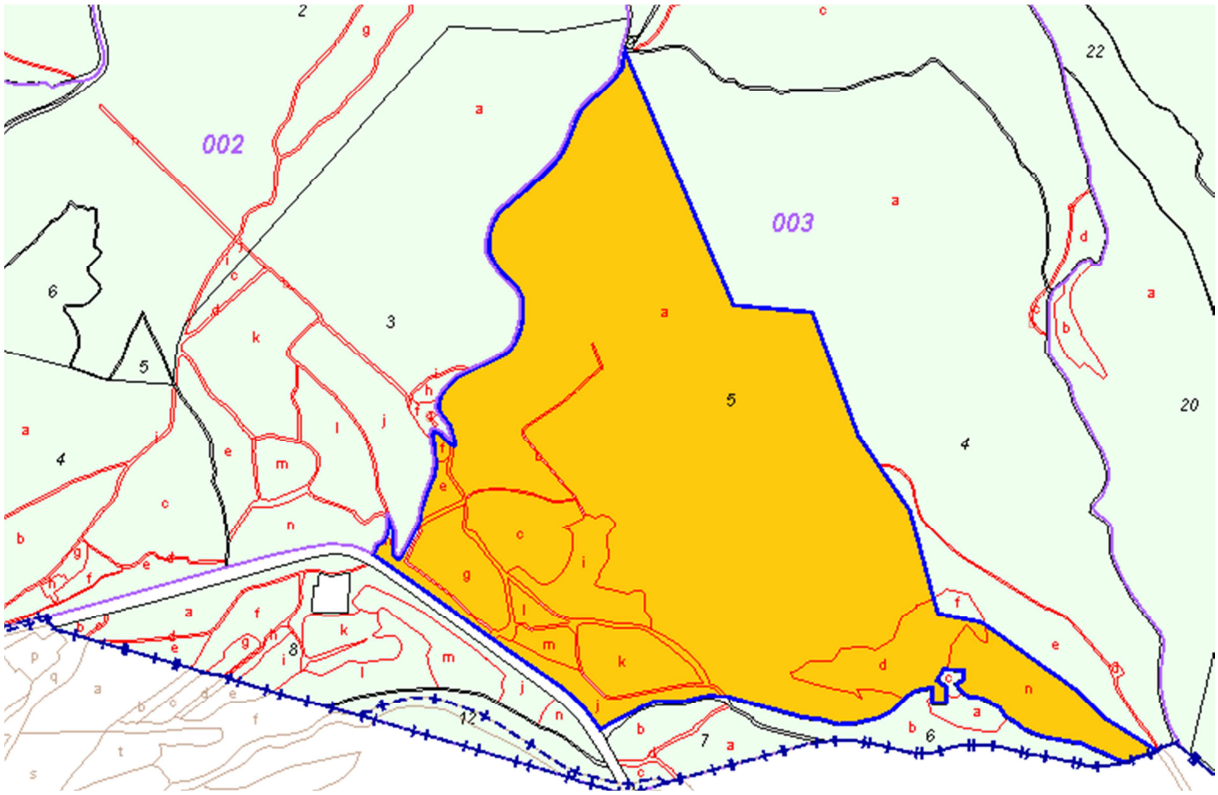


Fig. 1.2. *Mapa* del catastro *de la parcela objeto del proyecto.*
Fuente: Sede electrónica del Catastro; https://www.sedecatastro.gob.es

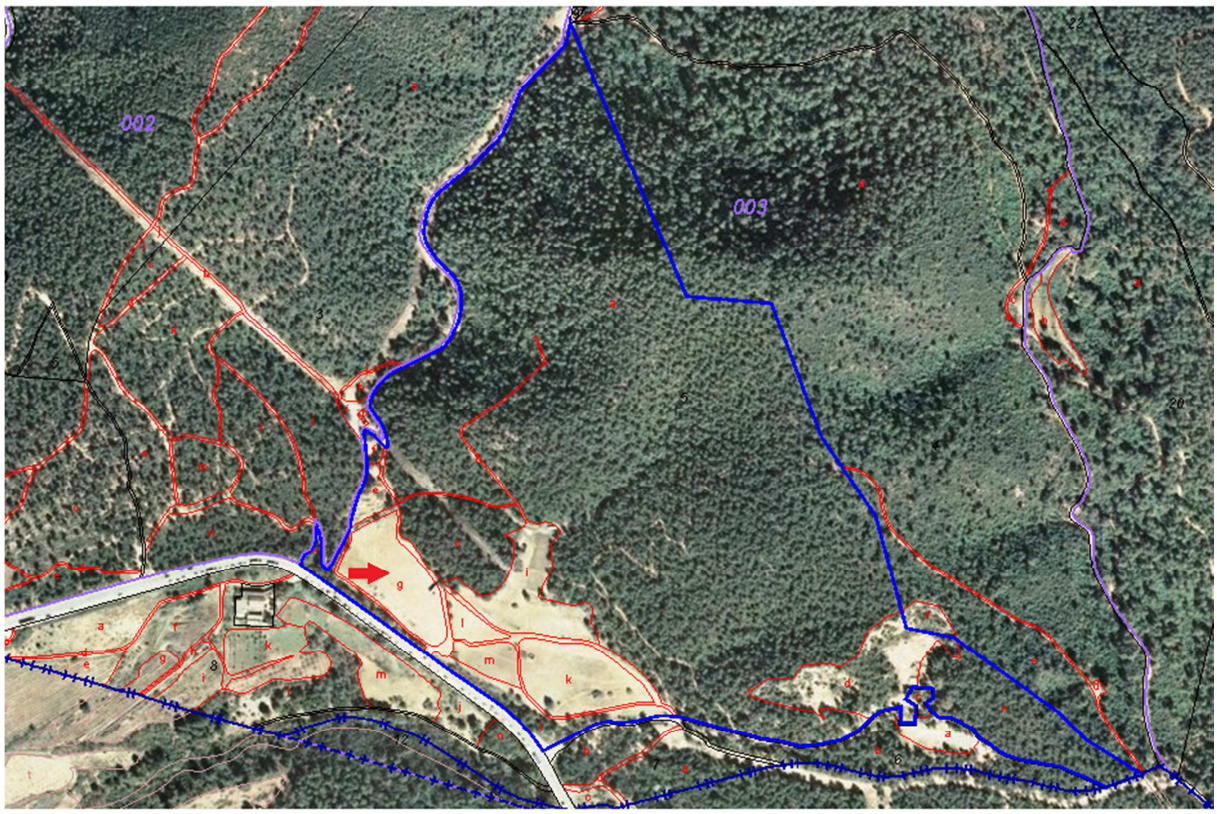


Fig. 1.3. *Fotografía de la parcela (Ortofotos de SIGPAC).*
Fuente: Sede electrónica del Catastro; https://www.sedecatastro.gob.es

1.3. Descripción general del proyecto.

La instalación consistirá en una central fotovoltaica de 100 kWn de potencia nominal en el lado de AC con las protecciones DC y AC correspondientes y por un inversor. Se calculará el número de paneles a instalar y su configuración (serie-paralelo), se elegirá un inversor de potencia nominal en el lado de AC de 100 kW teniendo en cuenta sus características técnicas y se dimensionará el cableado.

Se ha incluido una verificación de los datos de radiación solar mediante un modelo matemático para la transformación de la radiación solar existente en la superficie horizontal en radiación en superficie inclinada.

Los módulos solares estarán colocados sobre un soporte fijo (sin seguimiento solar) y la perpendicular del plano de los módulos fotovoltaicos estará orientado hacia el Sur (Azimut α=0º) y se inclinará respecto a la línea del horizonte con el ángulo que permita una mayor producción a lo largo del año, que se determinará en el presente proyecto, presumiblemente (teniendo en cuenta la latitud del lugar de la instalación) alrededor de los 40º.

Se diseñará la puesta a tierra de la instalación en esquema IT teniendo en cuenta que es un emplazamiento a la intemperie, por lo que es considerado húmedo y se calculará su resistencia de puesta a tierra.

Se diseñará el sistema de medición de la energía siguiendo tanto las normas técnicas particulares de FECSA ENDESA como el RD 1110/2007 que definen las características que han de presentar los equipos del punto de medida.

Se realizará un estudio energético que permitirá conocer la energía mensual y anual producida por la instalación. Para este estudio se tendrán en cuenta varios factores de pérdidas en los que se seguirán diversos criterios (justificados en cada caso) y aplicados al emplazamiento de la instalación como por ejemplo los rangos estimados de expertos del sector (sobre todo en los más subjetivos), datos del fabricante de los módulos o cálculos de pérdidas (poniendo especial hincapié en las pérdidas por temperatura).

Se realizará un estudio económico que permitirá conocer el tiempo de amortización, los beneficios, etc…

Además se realizará un pequeño estudio medioambiental que, tomando datos de emisiones y producción de contaminantes producidos actualmente en España (peninsular), dará una idea de la cantidad de emisión de contaminantes que evita la huerta solar (con 0 emisiones).

CAPÍTULO 2: LOCALIZACIÓN DEL SOL

Para el buen diseño de una huerta solar, es necesario conocer la localización de su fuente de energía, el Sol.

La Tierra, orbita alrededor del Sol con dos tipos de movimiento: rotación y traslación. En el primero, rota alrededor de un eje imaginario (eje polar) dando una vuelta aproximadamente cada 24 horas. Este eje de rotación está inclinado 23,45º respecto al plano de la órbita alrededor del Sol, que como se verá más adelante, es el valor máximo de *declinación solar (δ).* Este valor (aunque de signo opuesto) se alcanza tanto en el solsticio de verano como en el solsticio de invierno.

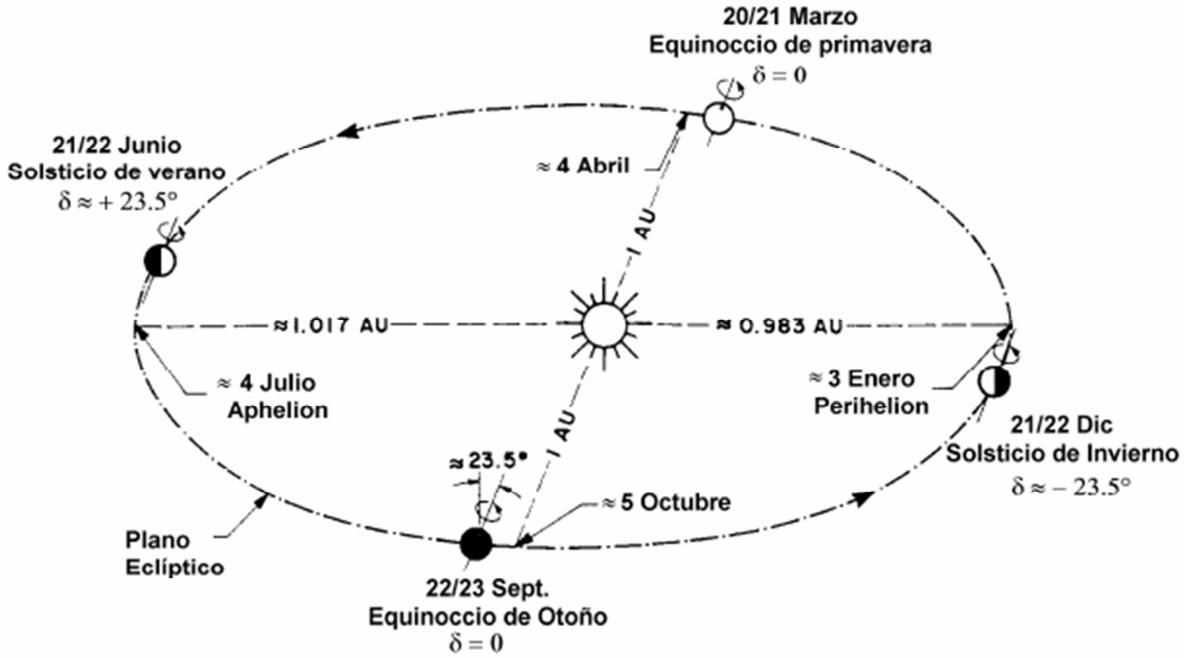


Fig. 2.1. *Inclinación de la tierra en los 4 puntos más característicos. Además, muestra la órbita elíptica de la Tierra y sus puntos más cercano y alejado del Sol. Fuente: http://www.astronomia.net/*

En el segundo describe una órbita elíptica alrededor del Sol en la que la Tierra ocupa uno de sus focos. El plano que contiene esta órbita se llama *plano de la elíptica* y tarda un año en recorrerlo por completo. Esta órbita elíptica hace que la distancia entre el Sol y la tierra varié a lo largo del año, lo cual hace que la radiación extraterrestre, y en consecuencia la radiación solar que llega a la superficie de la tierra también varíe a lo largo del año, siendo máxima en el

afelio (verano en el hemisferio Norte) y mínima en el perihelio (invierno en el hemisferio Norte).

2.1. Declinación solar diaria (δ).

La declinación es la posición angular del Sol en el mediodía solar respecto al plano del ecuador. Es uno de los parámetros necesarios para el cálculo de la posición del Sol a cualquier hora del día en cualquier día del año.

Aunque existe una ecuación para calcular la declinación con una gran exactitud (Spencer, 1971), en el campo de la ingeniería se pueden aplicar ecuaciones de menos exactitud pero mucho más simples como la ecuación (2.1), (Cooper, 1969):

$$\delta(°) = 23{,}45° \cdot \sin\left\{360° \cdot \left(\frac{284+n}{365}\right)\right\} \tag{2.1}$$

Siendo:
n= día del año, 1 para el 1 de Enero y 365 para el 31 de Diciembre.

2.2. Distancia Sol-Tierra.

La distancia media entre la Tierra y el Sol es de aproximadamente 149,46x10^6 km. Esta constante es conocida como Unidad Astronómica o (U.A.). La distancia entre la Tierra y el Sol se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{UA \cdot (1-e^2)}{1+e \cdot \cos(\Gamma)} \tag{2.2}$$

$$\Gamma = \frac{2\pi \cdot (n-1)}{365} \tag{2.3}$$

donde:

R =distancia de la Tierra al Sol
UA = Unidad Astronómica
e = excentricidad de la órbita terrestre (e = 0,01673)
Γ= ángulo diario [rad]

Si se toma como ángulo diario $\Gamma = 0$, la distancia R toma un valor de 146,96x10^6 km, el Perihelio o valor mínimo de esta distancia. Si se toma como ángulo diario $\Gamma = \pi$ (180°), la distancia R toma un valor de 151.96x10^6 km, el afelio o valor máximo.

Esta variación del ±1,673% en la distancia al Sol puede parecer insignificante a efectos prácticos pero hace que la radiación solar extraterrestre varíe entre 1420

W/m^2 y 1320 W/m^2, tal como se puede ver en la fig. 2.2. y afectando a su vez a la radiación en la superficie de la Tierra.

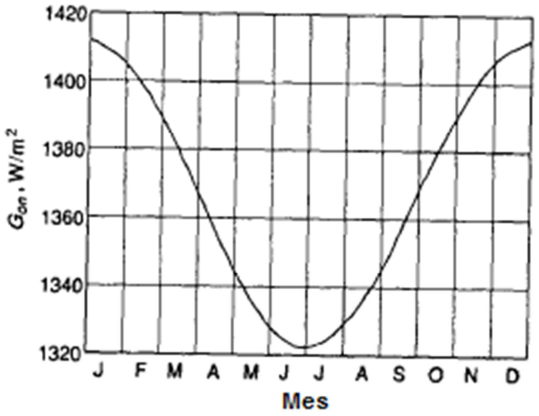


Fig. 2.2. *Variación del valor de la radiación extraterrestre a lo largo del año. Fuente: Ref.* [1].

2.3. El tiempo solar

2.3.1. Ecuación de tiempo.

A lo largo de su órbita alrededor del Sol, la Tierra no mantiene una velocidad uniforme por lo que existen dos tipos de hora solar, la hora solar verdadera y la hora solar media.

Entre la hora solar real y la hora solar media, hay una diferencia que varía a lo largo del año y cuyo valor máximo es de aprox. 16 minutos. La ecuación que mide la diferencia entre el tiempo solar y el legal para cualquier posición de la Tierra en su órbita alrededor del Sol es la ecuación de tiempo. La expresión de la ecuación de tiempo que se expone a continuación es la propuesta por Spencer en 1971 (2.4):

$$E_t = (0.000075 + 0.001868 \cdot \cos\Gamma + 0.032077 \cdot \sin\Gamma - 0.014615 - 0.04089 \cdot \sin\Gamma) \cdot (229{,}18) \qquad (2.4)$$

La multiplicación por 229,18 se hace para convertir los radianes en minutos. A continuación, se encuentra la gráfica con el resultado de dicha ecuación para el cada uno de los ángulos solares diarios del año.

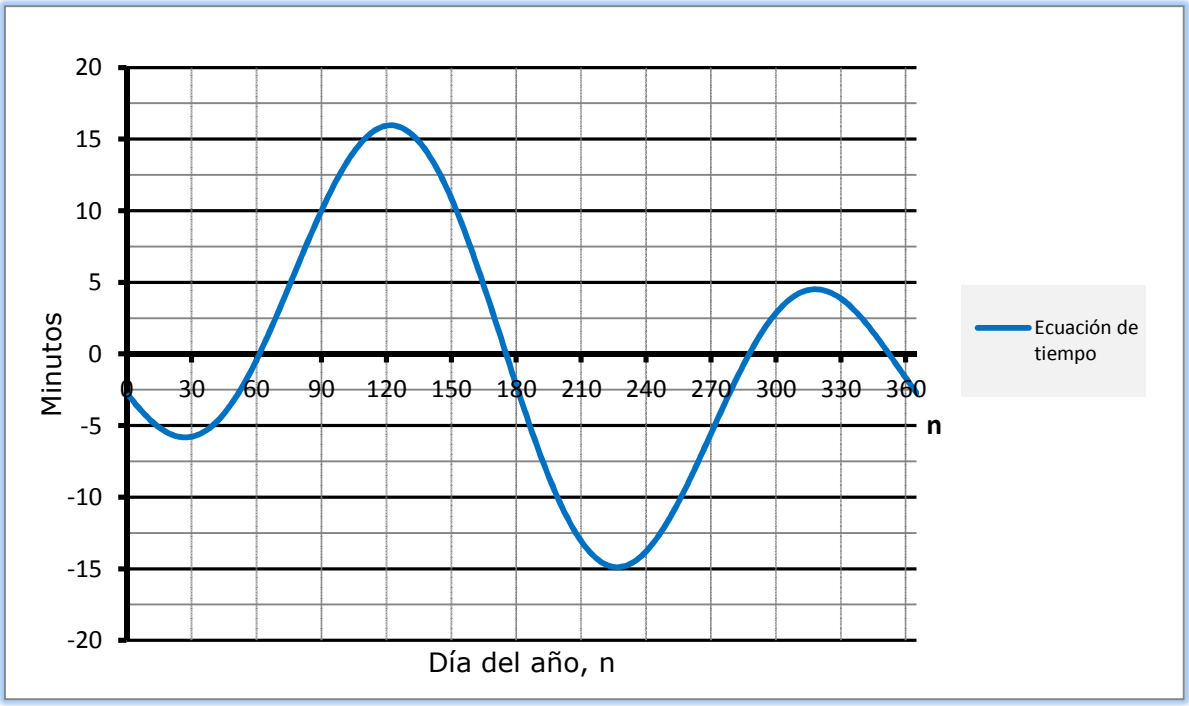


Fig 2.3. *Ecuación de tiempo obtenida mediante la ecuación anterior.*
Fuente: Elaboración propia.

2.3.2. Ángulos de puesta y salida del Sol (ωs y ωd)

Utilizando los datos de declinación (δ) a lo largo del año y la latitud de un lugar geográfico (ϕ), es posible encontrar la hora solar (ángulo horario ω) de salida y puesta del Sol. Para ello, se aplicará esta expresión 2.5 y 2.6:

$$\omega_s = \cos^{-1}\left[-\frac{\sin\delta\cdot\sin\varphi}{\cos\delta\cdot\cos\varphi}\right] \tag{2.5}$$

$$\omega_d = -\omega_s \tag{2.6}$$

Este dato es muy útil, ya que además de ser un dato necesario para calcular la altura del Sol a lo largo de todas las horas del año, permite saber cuántas horas de día (y por lo tanto máximo horas de generación) tendrá el sistema para una localización concreta.

2.4 Posición del sol

2.4.1. Ángulo Zenit (Θz) y Altura Solar (αs).

El ángulo cenital (Θ_Z). Es el ángulo formado la línea del Sol y la vertical a la superficie del lugar. Es positivo a partir del cénit y equivale al ángulo de

incidencia de la radiación directa sobre superficie horizontal. Para calcular el ángulo zenit, se utiliza la siguiente expresión:

$$\cos(\theta z) = \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) = \sin(a_s) \quad (2.7)$$

donde:
ω = ángulo horario (˚)
α_S = altura solar (˚)

Este ángulo también es importante ya que como se puede observar en la expresión (2.2), es el complementario de la altura solar, es decir:

$$a_s = 90 - \theta z \quad (2.8)$$

2.4.2 Azimut Solar (γs).

El ángulo acimutal solar (γ_S) es el ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano horizontal respecto a la dirección Sur. Este valor se toma positivo hacia el Oeste (0º a 180º) y negativo hacia el Este (0º a -180º).

Para obtener el azimut solar horario para cualquier día y hora del año se deber calcular primero otros parámetros:

$$\gamma_S' = \sin^{-1}\left[\frac{\sin\omega \cdot \cos\delta}{\sin\theta_Z}\right] \quad (2.9)$$

$$\omega_{ew} = \sin^{-1}\left[\frac{\tan\delta}{\tan\varphi}\right] \quad (2.10)$$

Una vez calculados estos parámetros mediante las ecuaciones (2.9), (2.10), se procederá al cálculo de 3 factores correctores necesarios para la obtención del azimut solar:

$$C_1 = \begin{cases} 1 & si \quad |\omega| \le \omega_{ew} \\ -1 & si \quad |\omega| > \omega_{ew} \end{cases} \quad (2.11)$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & si \quad \omega - \delta \le \omega_{ew} \\ -1 & si \quad \omega - \delta > \omega_{ew} \end{cases} \quad (2.12)$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & si \quad \omega \le \omega_{ew} \\ -1 & si \quad \omega > \omega_{ew} \end{cases} \quad (2.13)$$

Habiendo obtenido los factores correctores anteriores (C_1, C_2 y C_3), se procede al cálculo definitivo del azimut:

$$\gamma_S = C_1 C_2 \gamma_S' + C_3 \left(\frac{1 - C_1 C_2}{2}\right) 180 \quad (2.14)$$

Gracias a las ecuaciones presentadas en este capítulo, es posible determinar el punto en el que se encuentra el Sol en cualquier momento y lugar, así como la trayectoria del mismo a lo largo de todo el año, necesitándose solo como dato la latitud del lugar. Por ejemplo:

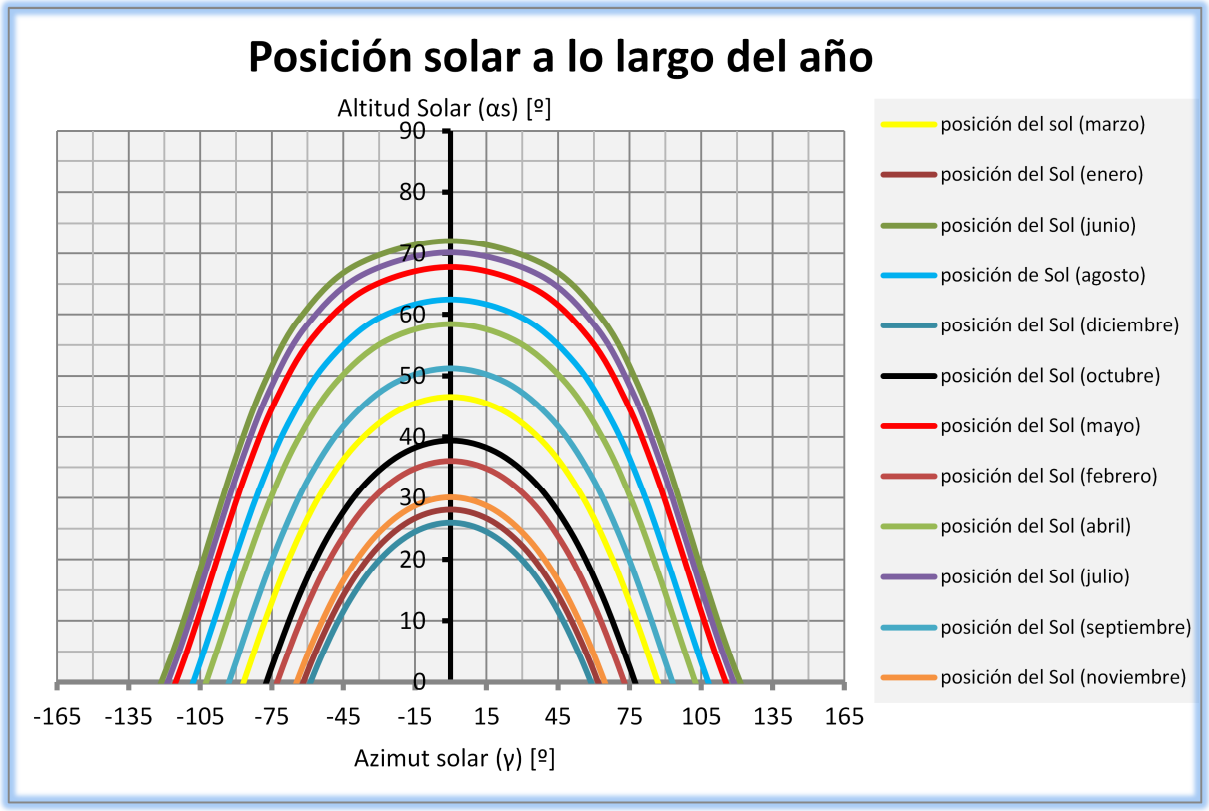


Fig. 2.4. *Gráfica de trayectoria solar para latitud 41˚N.*
Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 3: ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE

Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red tienen como objetivo la producción de energía eléctrica para inyectarla en la red de distribución. Estas instalaciones se diseñan buscando una buena producción energética para así obtener un beneficio económico que haga atractiva la instalación, teniendo en cuenta el tiempo de amortización de la inversión y los posteriores beneficios anuales.

Debido a esto, el método de cálculo de estas instalaciones es diferente al de las instalaciones aisladas (enfocadas a cubrir unas necesidades preestablecidas), aunque ambos tipos de instalación utilizan las mismas expresiones para el cálculo de algunos parámetros.

En este capítulo se busca establecer la energía solar disponible en el emplazamiento escogido para la instalación, indispensable para la posterior estimación de la producción energética neta.

3.1. La constante solar y la energía que llega a la tierra.

La constante solar es la energía media que proviene del Sol por unidad de tiempo. Como ya se ha explicado anteriormente, la radiación proveniente del Sol varia aprox. entre los 1320 y los 1420 W/m^2 según varía la distancia de la Tierra al Sol a lo largo del año [1].

A efectos de cálculo, se utiliza un valor medio constante, G_{SC}= 1367 W/m^2 , que después será corregido según el día del año en que nos encontremos utilizando la siguiente expresión:

$$H_o = \left[\frac{24 \cdot 3600}{\pi}\right] \cdot G_{SC} \cdot \left[1 + 0{,}033 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} n\right)\right] \cdot \left[\cos\varphi \cos\delta \sin\omega_S + \frac{\pi \cdot \omega_S}{180} \sin\varphi \sin\delta\right] \quad (3.1)$$

donde:
H_O= Irradiación diaria extraterrestre en plano horizontal.

G_{SC}= Constante solar: 1367 W/m^2.

Para una latitud de (por ejemplo) 41° N y el día n=105, la irradiación extraterrestre en plano horizontal es de 34,35 MJ/m^2 al día, o lo que es lo mismo, 9,54 kWh/m^2. A continuación se presenta una tabla con los resultados para el día más significativo de cada mes en la localización escogida para la instalación:

Tabla 3.1. *Resultados de H_0 para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E.*

H_0 [kWh/m^2]						
Enero	**Febrero**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**
3,984	5,480	7,440	9,510	10,993	11,604	11,284
Agosto	**Septiembre**	**Octubre**	**Noviembre**	**Diciembre**	**Total**	
10,071	8,178	6,047	4,330	3,580	7,708	

Además, también se procederá al cálculo de la irradiación horaria extraterrestre en superficie horizontal mediante la siguiente expresión:

$$I_o = \left[\frac{12\cdot 3600}{\pi}\right] \cdot G_{SC} \cdot \left[1 + 0{,}033 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} n\right)\right] \cdot \left[\begin{matrix}\cos\varphi \cos\delta \,(\sin\omega_2 - \sin\omega_1) + \\ + \frac{\pi\cdot(\omega_2-\omega_1)}{180} \sin\varphi \sin\delta\end{matrix}\right] \qquad (3.2)$$

Aplicando los datos necesarios, obtenemos estos resultados para el día más significativo de cada mes.

Tabla 3.2. *Resultados de Io para el dia n de cada mes.*

Io [kWh/m^2]												
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	0,015	0,159	0,222	0,193	0,077	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	0,097	0,277	0,407	0,461	0,435	0,332	0,167	noche	noche	noche
-75	0,048	0,186	0,358	0,531	0,647	0,692	0,669	0,578	0,424	0,240	0,082	0,010
-60	0,271	0,417	0,592	0,758	0,862	0,899	0,879	0,798	0,654	0,470	0,307	0,230
-45	0,454	0,606	0,783	0,943	1,037	1,068	1,050	0,978	0,841	0,659	0,490	0,410
-30	0,583	0,740	0,918	1,075	1,161	1,187	1,171	1,105	0,974	0,792	0,620	0,537
-15	0,650	0,809	0,988	1,143	1,225	1,249	1,234	1,171	1,043	0,861	0,687	0,603
0	0,650	0,809	0,988	1,143	1,225	1,249	1,234	1,171	1,043	0,861	0,687	0,603
15	0,583	0,740	0,918	1,075	1,161	1,187	1,171	1,105	0,974	0,792	0,620	0,537
30	0,454	0,606	0,783	0,943	1,037	1,068	1,050	0,978	0,841	0,659	0,490	0,410
45	0,271	0,417	0,592	0,758	0,862	0,899	0,879	0,798	0,654	0,470	0,307	0,230
60	0,048	0,186	0,358	0,531	0,647	0,692	0,669	0,578	0,424	0,240	0,082	0,010

75	noche	noche	0,097	0,277	0,407	0,461	0,435	0,332	0,167	noche	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,015	0,159	0,222	0,193	0,077	noche	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

Para la obtención de la radiación solar disponible en el lugar de la instalación se ha utilizado la nueva base de datos (disponible desde otoño del 2010) de la página web del Instituto para la Energía, en concreto del Centro de Investigación Conjunta de la Comisión Europea o JRC por sus siglas en inglés (*Joint Research Centre*). El JRC reúne desde hace años datos para el *Photovoltaic Geographical Information System* o PVGIS, los cuales son accesibles de manera gratuita para cualquier persona interesada en el tema.

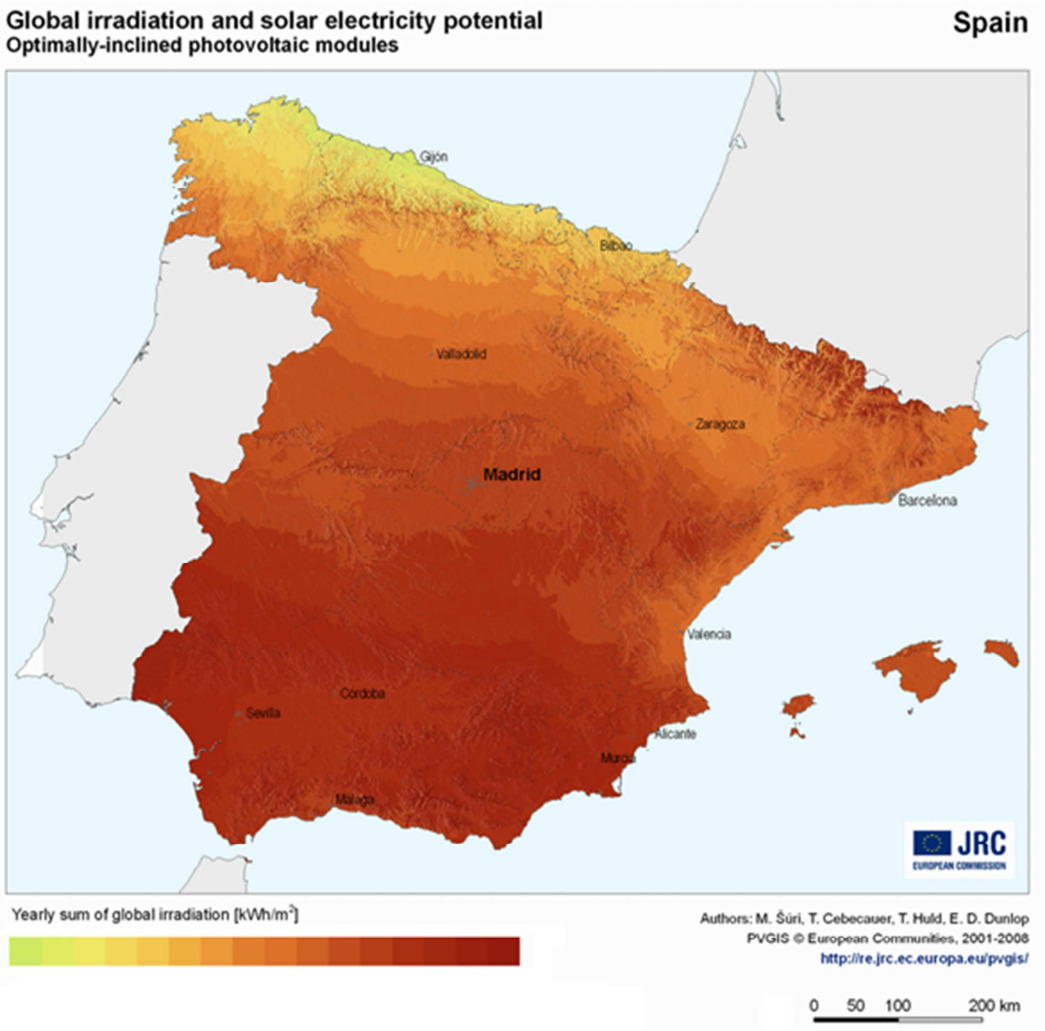


Fig. 3.1. *Mapa de irradiación solar en España.*
Fuente: PVGIS [3]

Esta base de datos, llamada "CM SAF-PVGIS" (Satellite Application Facility on Climate Monitoring), no sólo realiza una interpolación de los datos obtenidos previamente de estaciones meteorológicas (como hacia la versión anterior conocida como clásica o PVGIS-3) sino que incorpora datos obtenidos de satélites meteorológicos durante los últimos 12 años. De la primera generación de satélites meteorológicos (Meteosat 5-7), tiene datos desde 1998 a 2005 y de la segunda generación de satélites Meteosat conocidos como MSG) tiene datos desde Junio del 2006 a Mayo del 2010.

Aunque no parezca relevante, es importante conocer todos estos datos sobre la propia base de datos utilizada ya que existe una gran variación entre las medidas de irradiación de la base de datos CM SAF-PVGIS y la PVGIS-3 ampliamente utilizada. Generalmente, esta variación representa un aumento del 8% de media en Europa aunque es algunos puntos esta diferencia se dispara. Debido al método de medida más exacto que la interpolación anterior, los nuevos datos son, generalmente superiores a los anteriores, inferiores en regiones de montaña (como los Pirineos, con entre un 20 y un 30% de diferencia en algunos puntos) y superiores en valles y costas (un 12-15% superior en el valle del Ebro a su paso por Lleida o un 20% en Zaragoza). Todo esto hace que cualquier cálculo realizado con los nuevos datos pueda tener una gran variación respecto a cálculos anteriores.

Tabla 3.3. *Datos de irradiación, claridad y temperatura de para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E. Fuente: CM SAF-PVGIS.*

Mes	$\mathbf{H_{(0)}}$	$\mathbf{H_{(OPT)}}$	$\mathbf{\beta_{(OPT)}}$	**Hd/H**	**T24h**	$\boldsymbol{T_D}$
-	**[Wh/m²]**	**[Wh/m²]**	**[º]**	**-**	**[ºC]**	**[ºC]**
Enero	2160	4060	66	0,38	7,6	8,5
Febrero	2950	4650	57	0,37	8,2	9,5
Marzo	4320	5620	45	0,36	10,8	12,6
Abril	5480	6000	29	0,34	12,8	16,5
Mayo	6490	6250	16	0,34	16,6	18,8
Junio	7460	6770	8	0,3	20,9	23,2
Julio	7360	6870	12	0,29	23,2	25,5
Agosto	6190	6410	23	0,33	23,3	25,4
Septiembre	4680	5660	39	0,36	19,8	21,7
Octubre	3340	4830	53	0,39	16,5	18,0
Noviembre	2460	4410	64	0,36	10,9	12,2
Diciembre	1860	3690	68	0,39	7,9	8,8
Año	**4570**	**5440**	**38**	**0,34**	**14,9**	**16,7**

Los datos presentados en esta tabla son:

$H_{(0)}$: Irradiación en plano horizontal diaria (Wh/m2).
$H_{(OPT)}$: Irradiación en plano óptimamente inclinado para $\beta_{(OPT)}$ anual (Wh/m2).
$\beta_{(OPT)}$: Inclinación óptima mensual (º)
Hd/H: Ratio entre la irradiación global directa y la difusa (-)

T24h: Media de la temperatura media diaria (°C)
T_D: media de la temperatura durante el día (°C)

Para la base de datos clásica PVGIS-3 tenemos:

Tabla 3.4. *Datos de irradiación, claridad y temperatura de para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E. Fuente: PVGIS-3.*

Mes	$H_{(0)}$	$H_{(OPT)}$	$\beta_{(OPT)}$	**Hd/H**	**T24h**	T_D
-	**[Wh/m²]**	**[Wh/m²]**	**[º]**	**-**	**[ºC]**	**[ºC]**
Enero	1990	3520	64	0.46	8.5	7.7
Febrero	2700	4040	56	0.45	9.5	8.4
Marzo	4080	5200	44	0.41	12.6	10.9
Abril	5000	5390	27	0.43	15.4	12.9
Mayo	5910	5700	14	0.44	18.8	16.7
Junio	6630	6080	8	0.40	23.2	21.0
Julio	6730	6330	12	0.37	25.5	23.3
Agosto	5900	6100	23	0.39	25.4	23.5
Septiembre	4690	5660	38	0.37	21.7	19.9
Octubre	3260	4630	52	0.42	18.0	16.6
Noviembre	2150	3580	62	0.46	12.2	11.1
Diciembre	1770	3310	67	0.46	8.8	8.0
Año	**4240**	**4970**	**37**	**0.41**	**16.6**	**15.0**

Como se puede observar, en la nueva base de datos existe un aumento del 7,8% en la irradiación en plano horizontal y un aumento del 11,47% en la irradiación en plano fijo óptimamente inclinado. Además de contar con estos datos, se calculará la radiación solar disponible mediante el método isotrópico para el cálculo de radiación total sobre superficie inclinada.

3.2. Radiación solar en superficie inclinada.

El objetivo del siguiente apartado es determinar la radiación solar que reciben las superficies inclinadas partiendo de los datos de radiación en plano horizontal en la superficie de la tierra y el cálculo de la radiación extraterrestre en plano horizontal.

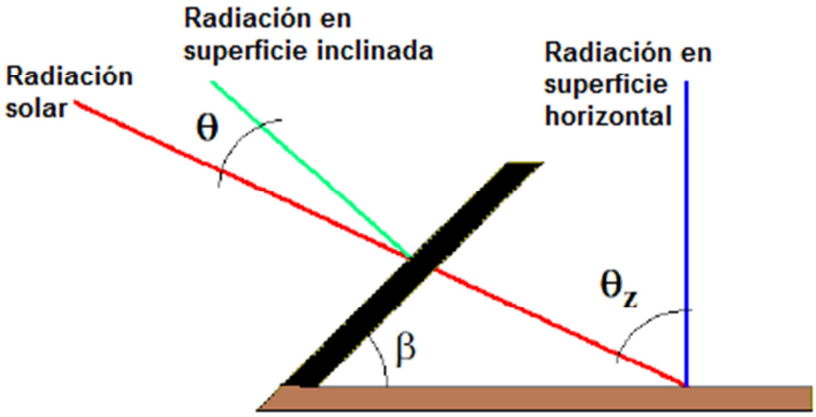


Fig. 3.2. *Diferentes tipos de radiación solar según su ángulo de incidencia. Fuente: Monografía sobre La energía solar fotovoltaica y sus aplicaciones.* [2]

Para ello **se utilizará el modelo isotrópico**, el cual requiere el cálculo de tres tipos de irradiación en plano inclinado: la directa ($H_{b,T}$), la difusa ($H_{d,T}$) y la reflejada por las superficies ($Hρ_{,T}$).

Con los datos de irradiación solar en plano horizontal disponibles, es fácil calcular el *índice de claridad* o KT utilizando la siguiente expresión:

$$KT = \frac{Gdm_{(0)}}{H_0} \tag{3.3}$$

Este índice, relaciona la cantidad de energía que llega a la atmosfera terrestre con la que llega finalmente a la superficie de la tierra, es decir, da el porcentaje de la energía solar que se pierde en la atmosfera terrestre debida a nubes, reflexión, etc…

En el caso de esta instalación, la aplicación de la expresión anterior utilizando los datos de CM SAF-PVGIS da los siguientes resultados:

Tabla 3.5. *Índice de claridad para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

mes	**KT**	**mes**	**KT**
enero	0,5421	julio	0,6523
febrero	0,5383	agosto	0,6146
marzo	0,5806	septiembre	0,5723
abril	0,5762	octubre	0,5523
mayo	0,5904	noviembre	0,5681
junio	0,6429	diciembre	0,5196
año	**0,5791**		

Una vez obtenido el índice KT, se procederá a calcular la proporción de radiación difusa respecto a la global en plano horizontal utilizando la correlación de Erbs (1982):

- Para ω_S<81,4˚

$$\frac{H_d}{H_o} = \begin{cases} 1 - 0{,}2727K_T + 2{,}4495K_T^2 - 11{,}9514K_T^3 + 9{,}3879K_T^4 & K_T < 0{,}715 \\ 0{,}143 & K_T \geq 0{,}715 \end{cases} \quad (3.4)$$

- Para $\omega_S \geq$ 81,4˚

$$\frac{H_d}{H_o} = \begin{cases} 1 + 0{,}2832K_T - 2{,}5557K_T^2 + 0{,}8448K_T^3 & K_T < 0{,}722 \\ 0{,}175 & K_T \geq 0{,}722 \end{cases} \quad (3.5)$$

Una vez aplicados los resultados del índice de claridad K_T a la expresión anterior, obtenemos los siguientes resultados:

Tabla 3.6. *Proporción de rad. difusa para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

mes	Hd/H	mes	Hd/H
enero	0,4787	julio	0,3318
febrero	0,4870	agosto	0,4047
marzo	0,4682	septiembre	0,4834
abril	0,4763	octubre	0,5191
mayo	0,4502	noviembre	0,4222
junio	0,3503	diciembre	0,5273
año	**0,4499**		

Como se puede observar, los datos obtenidos a partir del modelo matemático están comprendidos entre los obtenidos mediante las 2 bases de datos oficiales, por lo que se considerarán válidos.

A continuación, se procede al cálculo del parámetro cos(θ), necesario para hallar la radiación directa:

$$\cos\theta = \sin\partial \cdot \sin\varphi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega \cdot \cos\beta + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega \quad (3.6)$$

Aplicando esta expresión se consiguen los siguientes resultados pala los días más significativos de cada mes:

Tabla 3.7. *Cos(Θ) horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	Cos (Θ)											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	-0,472	-0,357	-0,191	0,007	0,165	0,237	0,205	0,075	-0,114	-0,306	-0,444	-0,500
-150	-0,335	-0,235	-0,084	0,097	0,243	0,309	0,280	0,160	-0,014	-0,188	-0,311	-0,360
-135	-0,158	-0,066	0,069	0,230	0,358	0,416	0,390	0,285	0,131	-0,025	-0,136	-0,180

-120	0,036	0,122	0,245	0,386	0,495	0,543	0,522	0,433	0,300	0,161	0,057	0,015
-105	0,231	0,314	0,425	0,547	0,637	0,676	0,659	0,586	0,473	0,349	0,252	0,210
-90	0,413	0,493	0,594	0,697	0,769	0,798	0,785	0,729	0,636	0,526	0,434	0,392
-75	0,573	0,649	0,739	0,824	0,878	0,898	0,889	0,848	0,774	0,679	0,593	0,552
-60	0,704	0,774	0,852	0,918	0,954	0,967	0,962	0,935	0,880	0,800	0,722	0,684
-45	0,801	0,865	0,929	0,975	0,994	0,998	0,997	0,985	0,951	0,888	0,818	0,782
-30	0,866	0,922	0,973	0,998	0,998	0,992	0,995	1,000	0,987	0,941	0,882	0,849
-15	0,902	0,952	0,991	0,998	0,977	0,961	0,969	0,992	0,998	0,968	0,916	0,886
0	0,913	0,961	0,995	0,994	0,963	0,940	0,951	0,984	1,000	0,975	0,927	0,898
15	0,902	0,952	0,991	0,998	0,977	0,961	0,969	0,992	0,998	0,968	0,916	0,886
30	0,866	0,922	0,973	0,998	0,998	0,992	0,995	1,000	0,987	0,941	0,882	0,849
45	0,801	0,865	0,929	0,975	0,994	0,998	0,997	0,985	0,951	0,888	0,818	0,782
60	0,704	0,774	0,852	0,918	0,954	0,967	0,962	0,935	0,880	0,800	0,722	0,684
75	0,573	0,649	0,739	0,824	0,878	0,898	0,889	0,848	0,774	0,679	0,593	0,552
90	0,413	0,493	0,594	0,697	0,769	0,798	0,785	0,729	0,636	0,526	0,434	0,392
105	0,231	0,314	0,425	0,547	0,637	0,676	0,659	0,586	0,473	0,349	0,252	0,210
120	0,036	0,122	0,245	0,386	0,495	0,543	0,522	0,433	0,300	0,161	0,057	0,015
135	-0,158	-0,066	0,069	0,230	0,358	0,416	0,390	0,285	0,131	-0,025	-0,136	-0,180
150	-0,335	-0,235	-0,084	0,097	0,243	0,309	0,280	0,160	-0,014	-0,188	-0,311	-0,360
165	-0,472	-0,357	-0,191	0,007	0,165	0,237	0,205	0,075	-0,114	-0,306	-0,444	-0,500
180	-0,527	-0,404	-0,230	-0,026	0,137	0,211	0,179	0,045	-0,151	-0,350	-0,497	-0,558

A continuación, se procederá al cálculo del factor r_t, necesario para la obtención de irradiación horaria en plano horizontal. Para ello se aplica la siguiente fórmula:

$$r_t = \frac{\pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos\omega) \cdot \frac{\cos\omega - \cos\omega_S}{\sin\omega_S - \frac{\pi\omega_S}{180}\cos\omega_S} \tag{3.7}$$

Dónde:

$$a = 0{,}409 + 0{,}5016 \cdot \sin(\omega_S - 60) \tag{3.8}$$

$$b = 0{,}6609 - 0{,}4767 \cdot \sin(\omega_S - 60) \tag{3.9}$$

Al aplicar todo estas expresiones obtenemos los siguientes resultados de r_t:

Tabla 3.8. *r_t horario para el día más significativo de cada mes en las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E.*

	r_t											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,002	0,007	0,005	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,011	0,020	0,024	0,022	0,015	0,003	noche	noche	noche
-75	noche	0,008	0,023	0,035	0,041	0,044	0,043	0,038	0,028	0,013	noche	noche
-60	0,032	0,046	0,055	0,062	0,064	0,065	0,065	0,063	0,058	0,049	0,036	0,027
-45	0,083	0,087	0,089	0,088	0,087	0,086	0,086	0,088	0,089	0,088	0,085	0,081
-30	0,131	0,125	0,118	0,111	0,105	0,103	0,104	0,108	0,115	0,122	0,129	0,132
-15	0,164	0,151	0,138	0,126	0,118	0,114	0,116	0,122	0,133	0,146	0,160	0,168
0	0,176	0,160	0,145	0,131	0,122	0,118	0,120	0,127	0,139	0,155	0,171	0,182
15	0,164	0,151	0,138	0,126	0,118	0,114	0,116	0,122	0,133	0,146	0,160	0,168
30	0,131	0,125	0,118	0,111	0,105	0,103	0,104	0,108	0,115	0,122	0,129	0,132
45	0,083	0,087	0,089	0,088	0,087	0,086	0,086	0,088	0,089	0,088	0,085	0,081
60	0,032	0,046	0,055	0,062	0,064	0,065	0,065	0,063	0,058	0,049	0,036	0,027
75	noche	0,008	0,023	0,035	0,041	0,044	0,043	0,038	0,028	0,013	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,011	0,020	0,024	0,022	0,015	0,003	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,002	0,007	0,005	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

Ahora se procede al cálculo del factor r_d, necesario para la obtención de irradiación horaria difusa en plano horizontal. Para ello se aplica la siguiente fórmula:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos\omega - \cos\omega_S}{\sin\omega_S - \frac{\pi\omega_S}{180}\cos\omega_S} \tag{3.10}$$

De donde se obtiene:

Tabla 3.9. *r_d horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	r_d											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,003	0,009	0,007	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,015	0,026	0,029	0,028	0,020	0,004	noche	noche	noche
-75	noche	0,011	75,000	0,043	0,048	0,050	0,049	0,045	0,036	0,019	noche	noche
-60	0,041	0,056	0,578	0,068	0,069	0,069	0,069	0,069	0,066	0,059	0,046	0,035

-45	0,092	0,094	0,000	0,090	0,087	0,085	0,086	0,089	0,092	0,094	0,093	0,090
-30	0,131	0,124	0,000	0,107	0,101	0,098	0,099	0,104	0,112	0,121	0,129	0,133
-15	0,156	0,142	0,000	0,117	0,109	0,106	0,107	0,114	0,124	0,137	0,152	0,160
0	0,164	0,148	75,000	0,121	0,112	0,109	0,110	0,117	0,128	0,143	0,159	0,169
15	0,156	0,142	0,474	0,117	0,109	0,106	0,107	0,114	0,124	0,137	0,152	0,160
30	0,131	0,124	0,000	0,107	0,101	0,098	0,099	0,104	0,112	0,121	0,129	0,133
45	0,092	0,094	0,000	0,090	0,087	0,085	0,086	0,089	0,092	0,094	0,093	0,090
60	0,041	0,056	0,000	0,068	0,069	0,069	0,069	0,069	0,066	0,059	0,046	0,035
75	noche	0,011	75,000	0,043	0,048	0,050	0,049	0,045	0,036	0,019	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,015	0,026	0,029	0,028	0,020	0,004	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,003	0,009	0,007	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

El último factor a concretar es el factor r_b que sirve para calcular la irradiación horaria directa en plano horizontal. Para ello se aplica la siguiente fórmula:

$$r_b = \frac{\cos\Theta}{\cos\Theta} \tag{3.11}$$

Los resultados son:

Tabla 3.10. *r_b horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	r_b											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	-0,487	8,614	11,811	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	6,479	-1,544	3,095	3,305	4,765	24,987	noche	noche	noche
-75	noche	15,212	4,421	2,746	-7,340	2,054	2,121	2,476	3,514	8,213	noche	noche
-60	6,007	3,521	2,443	1,916	7,456	1,600	1,633	1,801	2,191	3,058	5,041	7,661
-45	3,047	2,325	1,842	1,541	3,326	1,334	1,357	1,468	1,704	2,135	2,813	3,360
-30	2,311	1,888	1,559	1,329	2,457	1,156	1,176	1,270	1,456	1,763	2,181	2,474
-15	2,027	1,694	1,417	1,209	2,136	1,037	1,057	1,152	1,327	1,592	1,927	2,149
0	1,947	1,637	1,373	1,168	2,048	0,988	1,011	1,111	1,285	1,540	1,855	2,059
15	2,027	1,694	1,417	1,209	2,136	1,037	1,057	1,152	1,327	1,592	1,927	2,149
30	2,311	1,888	1,559	1,329	2,457	1,156	1,176	1,270	1,456	1,763	2,181	2,474
45	3,047	2,325	1,842	1,541	3,326	1,334	1,357	1,468	1,704	2,135	2,813	3,360
60	6,007	3,521	2,443	1,916	7,456	1,600	1,633	1,801	2,191	3,058	5,041	7,661

75	noche	15,212	4,421	2,746	-7,340	2,054	2,121	2,476	3,514	8,213	noche	noche
90	noche	noche	noche	6,479	-1,544	3,095	3,305	4,765	24,987	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	-0,487	8,614	11,811	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

Habiendo obtenido ya todos los factores r, se procede al cálculo de la radiación sobre superficie horizontal diaria (I) mediante la multiplicación de H por el factor r_t:

Tabla 3.11. *I horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	I											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	0,037	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,014	0,062
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,020
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,015	0,049	0,034	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	noche	0,130	0,176	0,162	0,093	0,013	noche	noche	noche
-75	noche	0,022	0,101	noche	0,268	0,327	0,314	0,234	0,133	noche	noche	noche
-60	0,070	0,135	0,240	noche	0,418	0,487	0,478	0,389	0,273	noche	0,090	0,050
-45	0,180	0,257	0,383	0,483	0,563	0,640	0,635	0,542	0,415	noche	0,208	0,151
-30	0,282	0,368	0,509	0,607	0,684	0,768	0,766	0,671	0,538	0,409	0,318	0,246
-15	0,354	0,444	0,594	0,690	0,765	0,852	0,853	0,758	0,621	0,488	0,394	0,313
0	0,380	0,472	0,625	0,720	0,793	0,882	0,883	0,788	0,651	0,516	0,422	0,338
15	0,354	0,444	0,594	0,690	0,765	0,852	0,853	0,758	0,621	0,488	0,394	0,313
30	0,282	0,368	0,509	0,607	0,684	0,768	0,766	0,671	0,538	0,409	0,318	0,246
45	0,180	0,257	0,383	0,483	0,563	0,640	0,635	0,542	0,415	0,294	0,208	0,151
60	0,070	0,135	0,240	0,337	0,418	0,487	0,478	0,389	0,273	0,165	0,090	0,050
75	noche	0,022	0,101	0,190	0,268	0,327	0,314	0,234	0,133	0,045	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,060	0,130	0,176	0,162	0,093	0,013	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,015	0,049	0,034	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,020
165	0,037	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,014	0,062
180	0,052	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,028	0,077

Para la obtención de la radiación difusa sobre superficie horizontal diaria (I_d), se multiplica el factor r_d por la irradiación diaria (H) y KT (que proporciona la relación entre irradiación total y difusa):

Tabla 3.12. *I_d horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	I_d											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,010	0,023	0,016	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,040	0,075	0,077	0,068	0,051	0,010	noche	noche	noche
-75	noche	noche	0,063	0,112	0,141	0,130	0,120	0,114	0,083	0,033	noche	noche
-60	noche	noche	0,132	0,179	0,202	0,180	0,169	0,173	0,151	0,104	0,049	0,035
-45	0,098	0,138	0,190	0,236	0,255	0,223	0,211	0,224	0,210	0,165	0,100	0,091
-30	0,140	0,181	0,236	0,280	0,295	0,256	0,243	0,262	0,255	0,212	0,138	0,134
-15	0,166	0,208	0,264	0,308	0,320	0,277	0,263	0,287	0,283	0,242	0,163	0,162
0	0,175	0,218	0,274	0,318	0,329	0,284	0,270	0,295	0,293	0,252	0,171	0,171
15	0,166	0,208	0,264	0,308	0,320	0,277	0,263	0,287	0,283	0,242	0,163	0,162
30	0,140	0,181	0,236	0,280	0,295	0,256	0,243	0,262	0,255	0,212	0,138	0,134
45	0,098	0,138	0,190	0,236	0,255	0,223	0,211	0,224	0,210	0,165	0,100	0,091
60	0,044	0,082	0,132	0,179	0,202	0,180	0,169	0,173	0,151	0,104	0,049	0,035
75	noche	0,016	0,063	0,112	0,141	0,130	0,120	0,114	0,083	0,033	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,040	0,075	0,077	0,068	0,051	0,010	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,010	0,023	0,016	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

Para encontrar la irradiación horaria directa (I_b) no hay más que restar la irradiación horaria difusa (I_d) a la irradiación horaria total (I_t):

Tabla 3.13. *I_b horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	I_b											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,005	0,025	0,018	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,020	0,054	0,099	0,094	0,042	0,004	noche	noche	noche
-75	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,194	0,120	0,050	0,012	noche	noche
-60	0,026	0,053	0,108	0,158	0,216	0,307	0,309	0,216	0,121	0,061	0,041	0,015
-45	0,082	0,120	0,193	0,246	0,308	0,417	0,424	0,319	0,205	0,129	0,109	0,060
-30	0,143	0,187	0,273	0,326	0,389	0,512	0,523	0,409	0,283	0,196	0,179	0,112
-15	0,189	0,236	0,330	0,382	0,445	0,576	0,590	0,471	0,338	0,246	0,231	0,152
0	0,206	0,254	0,351	0,402	0,464	0,598	0,614	0,493	0,358	0,264	0,251	0,167
15	0,189	0,236	0,330	0,382	0,445	0,576	0,590	0,471	0,338	0,246	0,231	0,152
30	0,143	0,187	0,273	0,326	0,389	0,512	0,523	0,409	0,283	0,196	0,179	0,112
45	0,082	0,120	0,193	0,246	0,308	0,417	0,424	0,319	0,205	0,129	0,109	0,060
60	0,026	0,053	0,108	0,158	0,216	0,307	0,309	0,216	0,121	0,061	0,041	0,015
75	noche	noche	noche	noche	noche	noche	0,194	0,120	0,050	0,012	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,020	0,054	0,099	0,094	0,042	0,004	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

La irradiación albedo sobre superficie inclinada diaria ($I_{p,T}$) se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$I_{P,T} = I \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \quad (3.12)$$

Donde:
ρ_g=factor de albedo, es este caso se toma 0,2.
β= Inclinación de los módulos, en este caso 38º.

Tabla 3.14. *$I_{P,T}$ horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	$I_{P,T}$											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,000	0,001	0,001	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,001	0,003	0,004	0,003	0,002	0,000	noche	noche	noche
-75	noche	0,000	0,002	0,004	0,006	0,007	0,007	0,005	0,003	0,001	noche	noche
-60	0,001	0,003	0,005	0,007	0,009	0,010	0,010	0,008	0,006	0,004	0,002	0,001

-45	0,004	0,005	0,008	0,010	0,012	0,014	0,013	0,011	0,009	0,006	0,004	0,003
-30	0,006	0,008	0,011	0,013	0,015	0,016	0,016	0,014	0,011	0,009	0,007	0,005
-15	0,008	0,009	0,013	0,015	0,016	0,018	0,018	0,016	0,013	0,010	0,008	0,007
0	0,008	0,010	0,013	0,015	0,017	0,019	0,019	0,017	0,014	0,011	0,009	0,007
15	0,008	0,009	0,013	0,015	0,016	0,018	0,018	0,016	0,013	0,010	0,008	0,007
30	0,006	0,008	0,011	0,013	0,015	0,016	0,016	0,014	0,011	0,009	0,007	0,005
45	0,004	0,005	0,008	0,010	0,012	0,014	0,013	0,011	0,009	0,006	0,004	0,003
60	0,001	0,003	0,005	0,007	0,009	0,010	0,010	0,008	0,006	0,004	0,002	0,001
75	noche	0,000	0,002	0,004	0,006	0,007	0,007	0,005	0,003	0,001	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,001	0,003	0,004	0,003	0,002	0,000	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,000	0,001	0,001	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

La irradiación directa sobre superficie inclinada diaria ($I_{b,T}$), se obtiene multiplicando el factor r_b por la irradiación directa sobre superficie horizontal (I_b):

Tabla 3.15. *$I_{b,T}$ horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	$I_{b,T}$											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,123	0,218	0,217	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,131	0,198	0,308	0,311	0,202	0,091	noche	noche	noche
-75	noche	0,000	0,167	0,215	0,281	0,403	0,412	0,296	0,175	0,099	noche	noche
-60	0,156	0,003	0,264	0,303	0,362	0,491	0,504	0,390	0,266	0,187	0,204	0,115
-45	0,250	0,005	0,355	0,380	0,428	0,557	0,576	0,468	0,349	0,275	0,306	0,201
-30	0,329	0,008	0,425	0,434	0,468	0,592	0,615	0,519	0,412	0,346	0,391	0,276
-15	0,382	0,009	0,468	0,462	0,482	0,597	0,624	0,543	0,448	0,392	0,446	0,326
0	0,400	0,010	0,482	0,470	0,483	0,591	0,620	0,548	0,460	0,407	0,465	0,344
15	0,382	0,009	0,468	0,462	0,482	0,597	0,624	0,543	0,448	0,392	0,446	0,326
30	0,329	0,008	0,425	0,434	0,468	0,592	0,615	0,519	0,412	0,346	0,391	0,276
45	0,250	0,005	0,355	0,380	0,428	0,557	0,576	0,468	0,349	0,275	0,306	0,201
60	0,156	0,003	0,264	0,303	0,362	0,491	0,504	0,390	0,266	0,187	0,204	0,115
75	noche	0,000	0,167	0,215	0,281	0,403	0,412	0,296	0,175	0,099	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,131	0,198	0,308	0,311	0,202	0,091	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	de noch	0,123	0,218	0,217	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

La irradiación difusa sobre superficie inclinada diaria ($I_{d,T}$), se obtiene aplicando la ecuación siguiente:

$$I_{d,T} = I_d \cdot \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) \tag{3.13}$$

Y se obtienen los resultados mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 3.16. *$I_{d,T}$ horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	$I_{d,T}$											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,009	0,021	0,014	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,036	0,067	0,069	0,061	0,046	0,009	noche	noche	noche
-75	noche	0,014	0,056	0,100	0,126	0,117	0,107	0,102	0,074	0,029	noche	noche
-60	0,039	0,073	0,118	0,160	0,181	0,161	0,151	0,155	0,135	0,093	0,044	0,031
-45	0,088	0,123	0,170	0,211	0,228	0,199	0,188	0,200	0,188	0,148	0,089	0,082
-30	0,125	0,162	0,211	0,251	0,264	0,229	0,217	0,235	0,228	0,190	0,124	0,120
-15	0,148	0,186	0,236	0,276	0,286	0,247	0,235	0,256	0,253	0,216	0,146	0,144
0	0,156	0,195	0,245	0,284	0,294	0,254	0,241	0,264	0,262	0,225	0,153	0,153
15	0,148	0,186	0,236	0,276	0,286	0,247	0,235	0,256	0,253	0,216	0,146	0,144
30	0,125	0,162	0,211	0,251	0,264	0,229	0,217	0,235	0,228	0,190	0,124	0,120
45	0,088	0,123	0,170	0,211	0,228	0,199	0,188	0,200	0,188	0,148	0,089	0,082
60	0,039	0,073	0,118	0,160	0,181	0,161	0,151	0,155	0,135	0,093	0,044	0,031
75	noche	0,014	0,056	0,100	0,126	0,117	0,107	0,102	0,074	0,029	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,036	0,067	0,069	0,061	0,046	0,009	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,009	0,021	0,014	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

Por último y después de obtener las 3 componentes de la radiación incidente sobre plano inclinado solo queda sumarlo. Así, se obtienen los siguientes resultados de irradiación horaria en plano inclinado a β=38º:

Tabla 3.17. *$I_{,T}$ horario para el día más significativo de cada mes para las coordenadas 41°24'42" N, 1°52'53" E*

	I,t (38º)											
ω	**Ene**	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
-165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
-105	noche	noche	noche	noche	0,132	0,240	0,232	noche	noche	noche	noche	noche
-90	noche	noche	noche	0,168	0,268	0,380	0,376	0,249	0,100	noche	noche	noche
-75	noche	0,112	0,225	0,320	0,413	0,526	0,526	0,403	0,252	0,129	noche	noche
-60	0,197	0,263	0,386	0,470	0,552	0,662	0,665	0,553	0,407	0,284	0,250	0,148
-45	0,341	0,407	0,533	0,601	0,667	0,770	0,777	0,679	0,546	0,429	0,399	0,286
-30	0,460	0,522	0,647	0,697	0,746	0,837	0,848	0,768	0,651	0,545	0,521	0,402
-15	0,538	0,596	0,717	0,752	0,785	0,862	0,877	0,815	0,715	0,618	0,600	0,477
0	0,565	0,621	0,740	0,769	0,794	0,864	0,880	0,828	0,735	0,643	0,627	0,504
15	0,538	0,596	0,717	0,752	0,785	0,862	0,877	0,815	0,715	0,618	0,600	0,477
30	0,460	0,522	0,647	0,697	0,746	0,837	0,848	0,768	0,651	0,545	0,521	0,402
45	0,341	0,407	0,533	0,601	0,667	0,770	0,777	0,679	0,546	0,429	0,399	0,286
60	0,197	0,263	0,386	0,470	0,552	0,662	0,665	0,553	0,407	0,284	0,250	0,148
75	noche	0,112	0,225	0,320	0,413	0,526	0,526	0,403	0,252	0,129	noche	noche
90	noche	noche	noche	0,168	0,268	0,380	0,376	0,249	0,100	noche	noche	noche
105	noche	noche	noche	noche	0,132	0,240	0,232	noche	noche	noche	noche	noche
120	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
135	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
150	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
165	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche
180	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche	noche

Si se comparan estos resultados con los obtenidos de la base de datos antes mencionada, observaremos que los resultados están en un ±50 W/m2 de media por lo que se considera que los resultados han sido validados y serán tomados para el cálculo de la energía producida por la instalación.

CAPÍTULO 4: Normativa de aplicación

A continuación se presenta una lista con la normativa básica aplicada en el presente proyecto:

UNE 20460-7-712:2006 "Condiciones de funcionamiento e influencias externas" de los aparatos y cableado.

UNE 20460-7-12:2006 Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales, sistemas de alimentación solar fotovoltaica.

UNE 20460-5-523, Selección e instalación de los materiales eléctricos, Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.

UNE 60687 (Energia Activa) y UNE 61268 (Energía Reactiva) sobre la precisión de los equipos de medida.

RD 942/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

REBT y su Guía Técnica de Aplicación. Dando especial importancia a las Instrucciones Técnicas Complementarias número 06, 07, 14, 18, 30 y 40.

RD 1578/2008 por el que se fija la 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.

RD 1565/2010, de 19 de noviembre por el que se modifica en RD 1578/2008. Se elimina el pago de energía primada a partir del año 25 y se reducen las tarifas en un 5, 25 y 45% para pequeña potencia sobre cubierta, cubierta y suelo respectivamente.

RDL 14/2010 de 23 de diciembre en el que se modifica retroactivamente todas las tarifas reguladas y prometidas en el Real Decreto 661/2007 y se amplía la prima a 28 años.

RD 1110/2007 sobre los requisitos técnicos de los puntos de medida.

RD 1663/2000 sobre punto de conexión a la empresa distribuidora.

RD 314/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de Edificación con sus consiguientes zonas climáticas.

Normas Técnicas Particulares (NTP) de la empresa distribuidora FECSA-ENDESA, concretamente la NTP Instalaciones de Enlace de Baja Tensión (NTP IEBT) y la NTP instalaciones Fotovoltaicas interconectadas a la red de distribución de Baja Tensión (NTP FVBT).

CAPÍTULO 5: Trámites administrativos para la conexión a Red.

Los trámites a seguir para la conexión a red de una instalación solar fotovoltaica son varios. A continuación se realiza una breve explicación de los necesarios para la planta proyectada (100 kW, pequeña superficie):

1.- Solicitud del punto de conexión a la red de la empresa distribuidora (en este caso FECSA-ENDESA) tal y como estipula el RD 1663/2000 en su artículo 3, Solicitud:

"El titular de la instalación o, en su caso, el que pretenda adquirir esta condición, solicitará a la empresa distribuidora el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto o la documentación técnica de la instalación, según corresponda en función de la potencia instalada. La solicitud se acompañará de la siguiente información:

a) Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
b) Situación de la instalación.
c) Esquema unifilar de la instalación.
d) Punto propuesto para realizar la conexión.
e) Características técnicas de la instalación entre las que se incluirá la potencia pico del campo de paneles y potencia nominal de la instalación; descripción, modos de conexión y características del inversor o inversores; y descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.

En el caso de que resulte necesaria la presentación de alguna documentación adicional, la empresa distribuidora la solicitará en el plazo de diez días a partir de la recepción de la solicitud, justificando la procedencia de tal petición."

2.- Licencia de Obra y Licencia municipal de actividad: Se solicitarán en el ayuntamiento cuyo término municipal incluya el lugar en el cual se ubica la instalación, antes de comenzar cualquier trabajo. La instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios está sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de actividad y obra

3.- Autorización administrativa e inclusión de la instalación en el régimen especial. Se ha de realizar este trámite en la comunidad autónoma, concretamente solicitar a la Dirección General de la Energía de la Generalitat de Cataluña la correspondiente autorización.

4.- Inscripción previa en el registro autonómico de productores de electricidad en régimen especial (REPE).

5.- Aval y depósito: Siguiendo el RD 1578/2008, Articulo 9, Aval:

"caso en el que no existiera un depósito de un aval equivalente al menos a un importe equivalente a 500 €/kW de potencia, deberá depositarse ante la Caja General de Depósitos un aval por una cuantía de 50 €/kW o 500 €/kW de potencia del proyecto o instalación fotovoltaica del tipo I.1, o I.2, respectivamente. En el caso en el que la instalación contara con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, no se exigirá el depósito de este aval.

2. El aval a que hace referencia el apartado 1, será cancelado cuando el peticionario obtenga la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas."

6.- Inscripción en el Registro de preasignación de retribución: Para poder cobrar la tarifa regulada de este tipo de instalaciones es necesario su inclusión en esta inscripción. Existen cuatro convocatorias por año, se ha supuesto que esta instalación será incluida en la segunda convocatoria de 2011.

7.- Celebración del contrato con la empresa distribuidora. Siguiendo lo estipulado en el RD 1663/2000, artículo 5:

"Una vez acordado el punto y las condiciones de conexión, la empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato en el plazo máximo de un mes desde que para ello fuese requerida por el solicitante."

8.-Certificado de puntos de medida. Será expedido por la empresa distribuidora.

9.- Boletín de la instalación. Deberá ser emitido por un instalador autorizado.

10.- Puesta en servicio provisional. Se deberá cursar una solicitud a la

10.- Inscripción definitiva y conexión final: Se inscribirá definitivamente en el RIPRE y se dispondrá de la tarifa aplicable según el caso.

Los documentos a presentar en el Departamento de Energía y Minas de la Generalitat de Catalunya, mencionados en este capítulo, están disponibles en el Anexo 2: Impresos Administrativos.

CAPÍTULO 6: Diseño del sistema fotovoltaico.

6.1. Distancia mínima entre módulos.

Este a distancia se determinara de acuerdo con las especificaciones presentes en el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.

La distancia d, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / tan\,(61º - \varphi) \qquad (6.1)$$

Donde:

1 / tan (61º - φ) es un coeficiente adimensional denominado k.

El pliego de condiciones también ofrece la siguiente figura Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d:

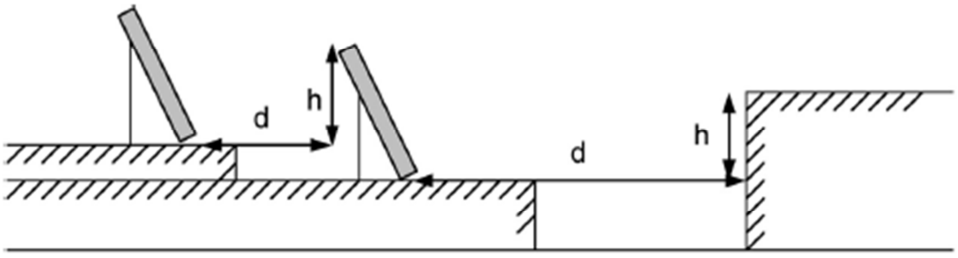


Fig. 6.1. *Ejemplo de determinación de las distancias y alturas para el cálculo. Fuente:* [4]

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

El primer paso para obtener la distancia mínima será determinar la altura h, dependiente de las dimensiones del módulo utilizado y de la inclinación elegida. Las dimensiones del módulo solar elegido, el Suntech STP280-24/Vd son:

Tabla 6.1. *Dimensiones del módulo fotovoltaico Suntech STP280-24/Vd en STC.*

Altura	1956 mm
Largo	992 mm
Ancho	50 mm

Teniendo en cuenta que la inclinación de los módulos será de β=38º, no hay más que multiplicar el seno de este ángulo por la altura del módulo y sumarle 200 mm por el soporte que deja los paneles un poco elevados respecto al suelo:

$$h = \sin(38) \cdot 1956 + 200 = 1404{,}23\ mm \approx 1{,}4\ m \tag{6.2}$$

Una vez obtenida la altura (h) basta con aplicar la fórmula presentada anteriormente:

$$d = \frac{h}{tan\ (61º - \varphi)} = \frac{1404{,}23}{\tan(61-41{,}4)} = 3965{,}43\ mm \approx 4\ m \tag{6.3}$$

Por lo que la distancia mínima entre las filas de módulos será de 4 m.

6.2 Cálculo del número de paneles.

Para el dimensionado del sistema generador fotovoltaico del presente proyecto se ha tenido en cuenta el apartado "Condiciones de funcionamiento e influencias externas" de la norma UNE 20460-7-712:2006 por el que se determina que los aparatos conectados en el lado de CC han de ser apropiados las tensiones e intensidades continuas. Por ello, se han establecido varios criterios que limitarán el número de módulos fotovoltaicos a instalar tanto en serie (tensiones de trabajo y máximas) como en paralelo (intensidades y potencias máximas) teniendo en cuenta la variación de las diferentes características de estos con la temperatura.

El número de paneles a instalar se calculará teniendo en cuenta que se quiere que la potencia de pico de la instalación sea de aproximadamente 100 kWp. Para la realización de los cálculos, es necesario obtener los parámetros de funcionamiento, tanto de los módulos solares como del inversor.

El inversor escogido es el Gefran Radius APV-100k, cuyas características en la parte de continua se exponen a continuación:

Tabla 6.2. *Parámetros del* inversor central GEFRAN Radius 100k, en la parte continúa.

Potencia FV máxima recomendada $P_{DC,\ máx.}$	117 kw
Intervalo de voltaje MPPT U_{CC}	465 V - 850 V
Voltaje mínimo operativo $U_{CC\ mín.}$	465 V
Voltaje máximo permitido $U_{CC,\ máx.}$	1000 V

Corriente máxima permitida $I_{DC,\ máx.}$	216 A

El tipo de módulo fotovoltaico elegido para la instalación será el policristalino, por su elevada eficiencia a un precio más reducido que el monocristalino. El módulo escogido (Suntech STP280-24/Vd) tiene una eficiencia según el fabricante de un 14,4%. Para el cálculo del número de paneles a instalar, se utilizan los siguientes parámetros extraídos del catálogo del fabricante:

Tabla 6.3. *Parámetros del módulo fotovoltaico Suntech STP280-24/Vd en STC.*

Voltaje de máxima potencia (V_{PMAX})	35.2 V
Intensidad de máxima potencia (I_{PMAX})	7.95 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	44.8 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.33 A
Potencia de pico en STC (P_{PMAX})	280 W
Eficiencia del módulo	14.4%
Rango de temperaturas	De -40 °C a +85 °C
Voltaje máximo del sistema	1000 V DC (IEC) / 600 V DC (UL)
Tolerancia de la potencia	0/+5 %
Coeficiente de temperatura de la Pmax (α_P)	-0.44%/°C
Coeficiente de temperatura de la Voc (α_V)	-0.33%/°C
Coeficiente de temperatura de la Isc (α_I)	0.055%/°C

6.2.1 Cálculo del número de módulos en serie por rama.

Para determinar el número máximo de paneles en serie, antes se debe calcular la tensión máxima que proporcionan estos. Como el coeficiente de temperatura de V_{OC} (α_V) es negativo en todos los módulos, se utilizará la temperatura mínima como criterio de dimensionado. Para ello se considerará como temperatura extrema los -10°C, imposible de alcanzar durante el día en el lugar de la instalación, ni siquiera en los inviernos más extremos:

$$Voc_{(-10°C)} = Voc_{(25°C)} \cdot \left[1 + (-10 - 25) \cdot \frac{\alpha_V}{100}\right] = 44{,}8 \cdot \left[1 + (-10 - 25) \cdot \frac{-0{,}33}{100}\right] = 49{,}974\ V \quad (6.4)$$

Dónde:

α_V= Coeficiente de temperatura de la Voc (%/ºC)

Por lo que queda demostrado que la V_{OC} máxima de este módulo será menor de 50 V en las condiciones más desfavorables posibles, lo cual hace prácticamente imposible que se supere este valor. Una vez realizado el cálculo de la tensión máxima, se procede a calcular el número máximo de paneles en serie, estableciendo como criterio límite la tensión máxima de trabajo en MPPT del inversor, comprobando que el cableado, módulos, etc… estén por debajo de ese valor: 850 V.

$$N_{S,máx} = \frac{V_{máx}}{V_{OC(-10\,℃)}} = \frac{850}{49{,}97} = 17{,}01\ módulos \quad (6.5)$$

Evidentemente, es imposible instalar 17,01 módulos por lo que se redondeara al entero inmediatamente inferior: N_S=17. La tensión del ramal o *string* máxima será el número de paneles instalados (17) multiplicado por la tensión en vacío de cada módulo a -10˚C.

$$V_{MAXstring,(-10\,℃)} = N_S \cdot V_{OC(-10\,℃)} = 17 \cdot 49{,}974 = 849{,}565\ V \quad (6.6)$$

Para que este número de módulos en serie se pueda considerar válido este debe cumplir 2 condiciones:

Condición I: La tensión de cada rama en el punto de potencia máxima a las diferentes temperaturas de funcionamiento de los módulos (-10, 15, 25, 50, 70˚C) debe estar dentro del Intervalo de voltaje MPPT del inversor (465 – 850 V).

Siendo la tensión a -10˚C la más elevada y la tensión a 70˚C la más baja, si estos valores están en el rango de tensiones del inversor, el resto también lo estarán, por lo tanto:

$$V_{PMÁX(-10°C)} = V_{PMÁX(25°C)} \cdot \left[1 + (-10 - 25) \cdot \frac{\alpha_V}{100}\right] = 35{,}2 \cdot \left[1 + (-10 - 25) \cdot \frac{-0{,}33}{100}\right] = 39{,}266\ V \quad (6.7)$$

$$V_{string,PMAX(-10\,℃)} = N_S \cdot V_{PMÁX(-10\,℃)} = 17 \cdot 39{,}266 = 667{,}52\ V \quad (6.8)$$

Al ser $V_{string,PMAX(-10°C)}$= 677,52 V< 850 V, se cumple el primer requisito de la Condición I. Ahora se procede a calcular la tensión de cada rama a 70 ºC:

$$V_{PMÁX(70°C)} = V_{PMÁX(25°C)} \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{\alpha_V}{100}\right] = 35{,}2 \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{-0{,}33}{100}\right] = 29{,}973\ V \quad (6.9)$$

$$V_{string,PMAX(70\,℃)} = N_S \cdot V_{PMÁX(70\,℃)} = 17 \cdot 29{,}973 = 505{,}54\ V \quad (6.10)$$

Siendo $V_{string,PMAX(70°C)}$= 505,54 V > 465 V, se cumple el segundo requisito de la Condición I. Esto significa que el inversor podrá subministrar potencia a temperatura de célula fotovoltaica de 70ºC. Teniendo en cuenta que este módulo solar es capaz de trabajar a una temperatura máxima de 85 ºC, se hará una comprobación extra, aunque no sea realmente necesaria por lo extremadamente elevada de esta temperatura:

$$V_{PMÁX(85°C)} = V_{PMÁX(25°C)} \cdot \left[1 + (85 - 25) \cdot \frac{\alpha_V}{100}\right] = 35{,}2 \cdot \left[1 + (85 - 25) \cdot \frac{-0{,}33}{100}\right] = 28{,}23\ V \quad (6.11)$$

$$V_{string,PMAX(85\,℃)} = N_S \cdot V_{VPMÁX(85\,℃)} = 17 \cdot 28{,}23 = 479{,}92\ V \quad (6.12)$$

Con una tensión $V_{string,PMAX(85°C)}$= 479,92 V > 465 V, dentro del rango de operación del inversor incluso a la temperatura más elevada que puede soportar este tipo de módulo, queda claro que el inversor podrá trabajar durante todo el año y la Condición I se cumple con creces.

Condición II: La tensión máxima de entrada al inversor (1000 V), ha de ser mayor que la suma de las tensiones de circuito abierto de todos los módulos de la rama para evitar la perforación de los aislantes:

Como ya se ha calculado anteriormente, la tensión más elevada (para 17,01 módulos) se producirá en vacío a -10°C, tensión $V_{MÁX,string} = 859{,}57\ V$. Siendo $859{,}57\ V < 1000\ V$, se cumple la condición II y queda confirmado que:

$$N_S = 17\ módulos$$

6.2.2 Cálculo del número de ramas en paralelo.

Una vez determinado el número de módulos por rama se procede a calcular el número de ramas a instalar. Existen dos limitaciones: la intensidad máxima del inversor y la potencia máxima del inversor, de las cuales se escogerá la más restrictiva. Para calcular la primera limitación se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$N_{P,máx} = \frac{I_{DC,máx}}{I_{SC,string}} = \frac{216}{8{,}33} = 25{,}93\ módulos \quad (6.13)$$

Dónde:

$I_{DC,máx}$: Corriente máxima permitida por el inversor (A).
$I_{SC,string}$: Corriente de cortocircuito de las ramas (A). En este caso es igual a la I_{SC} de cada módulo.

Para calcular la segunda limitación se tiene la siguiente expresión:

$$N'_{P,máx} = \frac{P_{DC,máx}}{N_S \cdot P_{máx,módulo}} = \frac{117 \cdot 10^3}{17 \cdot 280} = 24{,}58\ módulos \quad (6.14)$$

Dónde:

$P_{DC,máx}$: Potencia máxima recomendada por el inversor (A).

Como $N'_{P,máx} < N_{P,máx}$ se tomará como límite $N'_{P,máx}=24$ módulos.

A continuación se determinará que este número de módulos en paralelo es válido mediante 2 condiciones:

Condición I: La corriente de cortocircuito total subministrada por el generador fotovoltaico no será superior a la máxima corriente soportada por el inversor. Aunque es un cálculo complementario a los realizados anteriormente, se aplicará este criterio justificativo de la siguiente forma:

$$I_{SC,total} = I_{SC,string} \cdot N_P = 8{,}33 \cdot 24 = 199{,}92\ A \quad (6.15)$$

$I_{SC,total} < I_{DC,máx} = 216\ A$ por lo que se cumple la Condición I.

Condición II: La potencia generada por el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia (es decir, su potencia máxima) no será superior a la potencia fotovoltaica máxima recomendada para el inversor para ninguno de sus valores de trabajo G=1000 W/m^2. Esto significa que la potencia máxima generada a las diferentes temperaturas de funcionamiento de los módulos (-10, 15, 25, 50, 70˚C) debe estar por debajo de la potencia máxima recomendada para el inversor ($P_{DC,máx}$).

Como el coeficiente de temperatura de la P_{MAX} es negativo (α_P= -0.44%/°C), la potencia máxima más elevada se obtendrá a temperaturas bajas (a igual irradiancia). Por lo tanto, se comprobará que la potencia a 70ºC no caiga a menos de un 70% de su potencia máxima recomendada y la potencia a -10ºC no supere la recomendada:

$$P_{MÁX(70°C)} = P_{MÁX(25°C)} \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{\alpha_P}{100}\right] = 280 \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{-0{,}44}{100}\right] = 224{,}56\, W \quad (6.16)$$

$$P_{gen,MIN} = N_S \cdot N_P \cdot P_{MÁX,(70°C)} = 17 \cdot 24 \cdot 224{,}56 = 91620{,}48\, W \quad (6.17)$$

Se demuestra que: 0,7·$P_{DC,max}$=117 kW·0,7=81,9 kW < $P_{gen,MIN}$ = 91,62 kW.

$$P_{MÁX(-10°C)} = P_{MÁX(25°C)} \cdot \left[1 + (-10 - 25) \cdot \frac{\alpha_P}{100}\right] = 280 \cdot \left[1 + (-10 - 25) \cdot \frac{-0{,}44}{100}\right] = 323{,}12\, W \quad (6.18)$$

$$P_{gen,MAX} = N_S \cdot N_P \cdot P_{MÁX,(-10°C)} = 17 \cdot 24 \cdot 323{,}12 = 131.832{,}96\, W \quad (6.19)$$

Aunque la potencia generada a -10ºC sobrepasa en un 12,68% la potencia máxima recomendada para el inversor, se considera que 24 ramales es un número aceptable por los siguientes motivos:

1. La temperatura media más baja en esta localización esta alrededor de los 7ºC y un módulo solar que reciba una irradiancia de 1000 W/m^2 o mas (necesario para producir estas potencias), se calentará un mínimo de 15-20ºC sobre la temperatura ambiente, por lo que tomando la hipótesis de T_{amb}=5ºC:

$$P_{MÁX(20°C)} = P_{MÁX(25°C)} \cdot \left[1 + (10 - 25) \cdot \frac{\alpha_P}{100}\right] = 280 \cdot \left[1 + (10 - 25) \cdot \frac{-0{,}44}{100}\right] = 286{,}16\, W \quad (6.20)$$

$$P_{gen,MAX} = N_S \cdot N_P \cdot P_{MÁX,(20°C)} = 17 \cdot 24 \cdot 286{,}16 = 116.753{,}28\, W \quad (6.21)$$

$P_{gen,MAX}$ es ligeramente inferior a la potencia máxima recomendada.

2. Es prácticamente imposible que un campo solar de N_T=17·24= 408 módulos tenga absolutamente todos sus módulos trabajando a la vez en el punto de máxima potencia, por lo que esta bajará.

3. Es muy difícil que un campo solar orientado para obtener la energía máxima a lo largo del año (no inclinado para el invierno) tenga una irradiancia de 1000 W/m^2. En concreto para esta localización, la base de datos *Climate SAF-PVGIS* da una irradiancia máxima (a las 12h, hora solar) durante el día en Enero (el mes

más frio, T_{amb}=7,5ºC) de aprox. 640 W/m^2 de irradiancia total media y 900 W/m^2 de irradiancia total con el cielo totalmente despejado (*Global clear-sky irradiance on a fixed plane*).

4. La potencia máxima recomendada de un inversor se da a una temperatura ambiente "suave" (como 25ºC). Si la T_{amb} fuese lo suficientemente baja como para que la producción del generador sobrepase la potencia máxima recomendada con estos valores de irradiación, el propio inversor también refrigerará mejor eliminando el problema del calentamiento que provocaría una potencia excesiva.

La suma de los 3 primeros factores reduciría la potencia generada sobremanera y el cuarto aumentaría la refirgeración, haciendo que no se supere la potencia recomendada para el inversor. Además, los inversores suelen tener un cierto sobredimensionado con el que no se cuenta en este proyecto.

En resumen, la tensión nominal (STC) del sistema en la parte de continua será:

$$V_{N(STC)} = N_S \cdot V_{PMAX(STC)} = 17 \cdot 35{,}2 = 598{,}4\ V \tag{6.22}$$

La intensidad nominal será:

$$I_{N(STC)} = I_{PMAX} \cdot N_P = 7{,}95 \cdot 24 = 190{,}8\ A \tag{6.23}$$

La potencia nominal de la instalación será

$$P_N = N_S \cdot N_P \cdot P_{MAX} = 17 \cdot 24 \cdot 280 = 114.240\ Wp \tag{6.24}$$

6.2.3. Dimensiones de la huerta solar.

Calculado ya el número de módulos a instalar (17x24=408) y la distancia mínima entre filas de paneles (4m), se procederá al cálculo del espacio necesario para la instalación de la huerta.

Para calcular la longitud, no hay más que multiplicar el número de paneles en serie (N_S=17) a la distancia entre módulos (d_m) y sumarle la distancia hasta la caseta de del inversor (d_C) y la anchura de la misma (A_C).

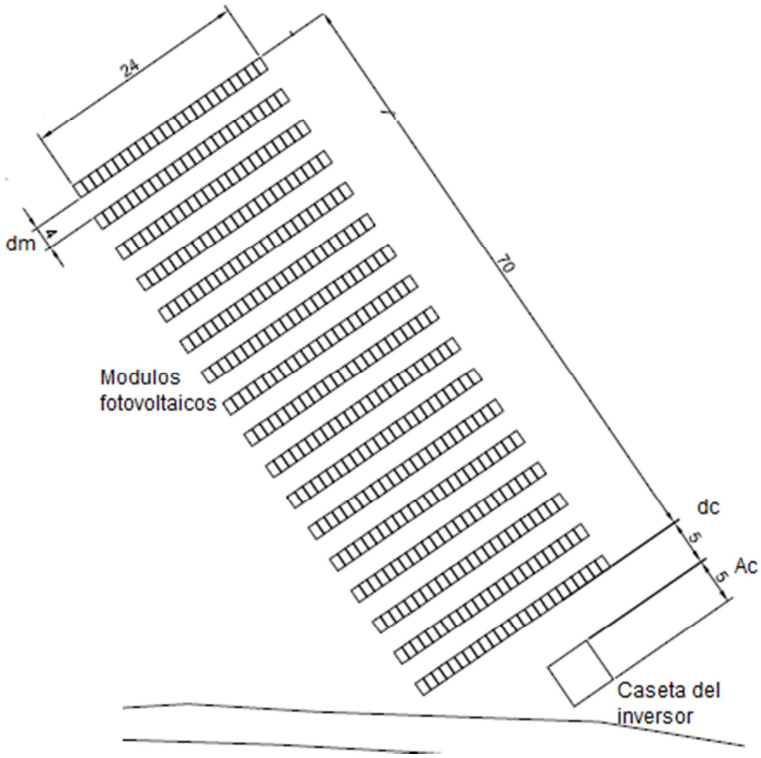


Fig. 6.2. *Vista esquemática de la distribución de la huerta donde se muestran las distancias utilizadas en la expresión (6.25). Fuente: Elaboración propia.*

$$A = N_S \cdot d_m + d_c + A_C = 17 \cdot 3{,}965 + 5 + 5 = 77{,}4\ m \approx 80\ m \tag{6.25}$$

Para la anchura de la huerta simplemente se multiplicará el número de módulos en paralelo (N_P) por su anchura (a_m) y se sumará un extra de 10 metros (5 a cada lado) para evitar posibles sombras.

$$B = N_P \cdot a_m + 10 = 24 \cdot 0{,}995 + 10 = 33{,}808\ m \tag{6.26}$$

La superficie de la huerta será su anchura por su altura:

$$S = A \cdot B = 77{,}4 \cdot 33{,}808 \approx 2617\ m^2 \tag{6.27}$$

Y su perímetro el doble de la suma de la anchura por la altura:

$$P = 2 \cdot (A + B) = 2 \cdot (77{,}4 + 33{,}808) \approx 222{,}4\ m \tag{6.28}$$

La distancia entre un string y la caseta de inversor (d_{SC}), que se encontrará situada justo al norte del string número $N_p/2$ (para evitar sombras y reducir al mínimo las distancias) variara según la colocación relativa de ese string respecto a la caseta. La distancia d_{SC} se calculará en el punto 1 del apartado 6.3.2.

6.3. Cálculo de las secciones del cableado.

Para la realización del cálculo de las secciones de los conductores, se deberá diferenciar entre la parte de continua y la parte de alterna.

Aunque la temperatura de la zona raramente superará los 30-35º, se considerará una temperatura ambiente de 45º por seguridad. Los cables de continua estarán agrupados en 12 grupos de 4, dos de polaridad positiva y 2 de polaridad negativa.

Los conductores de corriente alterna estarán enterrador bajo tubo de PVC flexible (50 m).

6.3.1 Criterios para el cálculo de la sección de los conductores.

Los conductores de la parte de CC se pueden subdividir en 2 tipos: los que conectan los ramales de módulos con el embarrado de continua que estarán a la intemperie, sobre el suelo y los conductores que unen el embarrado de continua con el inversor que irá sobre la pared de hormigón de la caseta del inversor.

Estos cálculos se harán siguiendo lo establecido en la ITC-BT-40 "Instalaciones generadoras de Baja Tensión", presente en el REBT. Concretamente, el artículo 5 "Cables de conexión" que estipula: "Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal."

Para la parte de cableado en continua, se ha aplicado la norma UNE 20460-7-12:2006 "Instalaciones eléctricas en edificios", Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales, Sección 12: Sistemas de alimentación solar fotovoltaica. En esta norma se estipula que los cables deben ser dimensionados para poder soportar una corriente admisible de 1,25 veces la $I_{SC(STC)}$.

Además, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red, elaborado por el IDAE, establece la cdt admisible en el lado de corriente continua en un 1,5%. Según la ITC-BT-40, apartado 5: "Cables de conexión", los conductores de la parte de alterna tendrán una cdt menor a un 1,5% para la intensidad nominal. Además, en la parte de alterna se han aplicado también las normas particulares de la empresa distribuidora FECSA-ENDESA, concretamente las NTP IEBT y FVBT.

Para establecer los factores correctores de la intensidad máxima admisible se tendrán en cuenta los siguientes factores correctores:

Tipo de instalación: según si son conductores aéreos, enterrados, bajo tubo, empotrados, etc… Dentro de este factor se pueden incluir otros varios como exposición solar (si es a la intemperie), resistividad térmica del terreno (si es enterrado), etc…

Temperatura: Para temperaturas ambiente diferentes a las indicadas en las tablas, habrá que aplicar factores correctores.

Agrupación y tipo de cables: Cables multi-conductor o unipolares, agrupados en o no, etc…

Para la obtención de los diferentes factores correctores se tendrá en cuenta la misma norma UNE 20460-5-523, "Instalaciones eléctricas en edificios", pero la Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos, Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables y el REBT.

Una vez obtenidas estas intensidades admisibles, se comprobará que la sección calculada es capaz de soportar dicha intensidad utilizando tablas de la propia norma UNE 20460-5-523.

6.3.2 Cálculo de los conductores de CC.

Siguiendo los criterios antes mencionados, el cálculo de la sección de los conductores se realizará tomando como intensidad a circular por ellos.

Intensidad total:

$$I_N = I_{SC(STC)} \cdot 1{,}25 = 249{,}9\ A \tag{6.29}$$

Intensidad string:

$$I_{N,String} = I_{SC,String(STC)} \cdot 1{,}25 = 10{,}4125\ A \tag{6.30}$$

Para esta instalación se ha decidido tomar utilizar cables de cobre modelo TopSun PV ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC para el trama de strings a embarrado de CC. La denominación técnica completa de estos cables es ZZ-F(AS), donde las Z significan aislamiento y cubierta de elastómero termoestable libre de halógeno, la -F significa cobre estañado clase 5 para servicio móvil, y AS (alta seguridad) no propagador de llama y baja emisión de humos. El nivel de aislamiento en este caso seria 1,8 kV ya que se utilizarán en continua. Se han elegido estos cables por su elevada temperatura máxima de trabajo (90ºC durante 30 años y 120ºC durante 20.000 h) y gran seguridad y resistencia a la intemperie.

El tramo que conecta el embarrado general de CC al inversor estará formado por los cables TopSun PV XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC. La denominación técnica completa de estos cables es XZ1FA3Z-K (AS) donde la X significa aislamiento de polietileno reticulado XLPE, Z1 es el asiento de armadura de poliolefina libre de halógenos, FA3 es armadura de Fleje corrugado de Al, Z es cubierta de elastómero termoestable libre de halógeno, -K es cobre Clase 5 para servicio fijo (-k) y AS significa lo mismo que en el anterior cable. Los motivos de la elección de este cable son los mismo que en el anterior aunque es menos

resistente a la temperatura (no puede pasar de 90ºC) es más resistente mecánicamente debido a su armadura resistente a los roedores.

1. CONDUCTORES STRINGS-EMBARRADO.

Para el cálculo de su sección preliminar según el criterio de cdt es necesario conocer su longitud total. Esta variará según la posición del string respecto de la caseta del inversor, siendo el 13 el más corto y el número 1 el más largo. Para el cálculo de la longitud de los conductores se aplicará la siguiente fórmula:

$$Li = 1{,}1 \cdot \left[(N_S \cdot d_m + d_c) + \left(\frac{N_{Pi}}{2} \right) \right] \tag{6.31}$$

Siendo:

Np_i el número de strings entre la numero 13 y la calculada.

Esta fórmula se basa en aplicación de geometría muy simple, contando que la caseta se encuentra situada en el centro del extremo sur de la huerta.

Por ejemplo, la distancia del string central (el número 13) hasta el inversor será la mínima (es decir, $dC + (Npi/2) = dC = 5\,metros$). Para obtener la longitud de este string solo habrá que sumar la longitud del campo de paneles ($N_S \cdot d_m$) al resultado anterior y multiplicarlo por un factor de 1,1 (un 10% de más) para contar con los trozos de cable no contados (la altura del suelo a los paneles y los radios de curvatura). Aplicando la expresión anterior se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.4. *Longitud de los conductores de cada string utilizando la expresión (6.31).*

Nº String	**L**	**Nº String**	**L**
-	**[m]**	**-**	**[m]**
1	92,75	13	79,65
2	91,66	14	80,74
3	90,57	15	81,84
4	89,47	16	82,93
5	88,38	17	84,02
6	87,29	18	85,11
7	86,20	19	86,20
8	85,11	20	87,29
9	84,02	21	88,38
10	82,93	22	89,47
11	81,84	23	90,57
12	80,74	24	91,66

Para la realización del cálculo de la sección, se mostrará el proceso completo del conductor más largo es decir, el 1 con 93 m.

$$S'_{previa} = \frac{2 \cdot \rho \cdot I_N \cdot L}{V_N \cdot {}^{cdt\%}/_{100}} = \frac{2 \cdot {}^{1}/_{44} \cdot 10{,}4125 \cdot 93}{598{,}4 \cdot {}^{1{,}5}/_{100}} = 4{,}903\ mm^2 \quad (6.32)$$

Por lo que la sección previa por el criterio de la cdt y antes de aplicar los factores de corrección será la sección normalizada inmediatamente superior:

$$S_{previa} = 6\ mm^2 \quad (6.33)$$

Esta sección, a una temperatura máxima del aislante de 90ºC aguantará una intensidad de:

$$I_{previa} = \frac{S_{previa} \cdot V_N \cdot {}^{cdt\%}/_{100}}{2 \cdot \rho \cdot L} = \frac{6 \cdot 598{,}4 \cdot {}^{1{,}5}/_{100}}{2 \cdot {}^{1}/_{44} \cdot 93} = 12{,}74\ A \quad (6.34)$$

Aunque esta intensidad es superior a $1{,}25 \cdot I_{SC(STC),}$ se debe encontrar la intensidad máxima admisible para esta sección en las tablas de la norma UNE 20460-5-523 y aplicarle a dicha intensidad los diversos factores correctores para el tipo de montaje de los conductores. En este caso son: cable a la intemperie sobre el suelo, agrupado en grupos de 2 circuitos con una temperatura ambiente de 45ºC.

El primer factor corrector a encontrar es el tipo de instalación. Para ello, se definen varios métodos de instalación en el Anexo ZB de la norma UNE 20460-5-523, apartado 523.8. En resumen son:

1. Métodos de instalación A.

A1: Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislada.
A2: Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislada.

2. Métodos de instalación B.

B1: Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera.
B2: Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera.

3. Métodos de instalación C. Cable fijado sobre una pared de madera.

4. Métodos de instalación D. Cable multiconductor en conductos enterrados.

5. Métodos de instalación E, F y G. Cables al aire libre. El cable debe estar soportado de manera que no se impida la total disipación de calor, con una distancia a cualquier superficie de 0,3 veces el diámetro de los cables multipolares y el diámetro para los unipolares. Los calentamientos por exposición al Sol, etc… deberán contarse por separado.

Debido a que ninguna de las definiciones anteriores concuerda con el caso en estudio, en el subapartado 523.8.2. "Otros métodos" de la norma anteriormente citada se estipula:

Cable sobre piso o sobre bandeja no perforada: la instalación es análoga al método de referencia C.

Por lo tanto el método elegido para los cables que conectan los módulos con el inversor será el C. Una vez identificado el método de instalación se procede a encontrar el factor corrector para el montaje C. A continuación se muestra un extracto de la tabla 52-C2:

Tabla 6.5. *Intensidades máximas admisibles para 2 conductores cargados según sección y tipo de instalación. Fuente: Tabla 52-C2 de la norma UNE 20460-5-523.*

Tabla 52 – C2
Intensidades admisibles, en amperios, para los métodos de la tabla 52 – B1
Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio
Temperatura del conductor: 90 °C
Temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Secciones nominales de los conductores mm^2	Método de instalación de la tabla 52 – B1					
	A1	A2	B1	B2	C	D
1	2	3	4	5	6	7
Cobre						
1,5	19	18,5	23	22	24	26
2,5	26	25	31	30	33	34
4	35	33	42	40	45	44
6	45	42	54	51	58	56
10	61	57	75	69	80	73
16	81	76	100	91	107	95
25	106	99	133	119	138	121
35	131	121	164	146	171	146
50	158	145	198	175	209	173
70	200	183	253	221	269	213
95	241	220	306	265	328	252
120	278	253	354	305	382	287
150	318	290	–	–	441	324
185	362	329	–	–	506	363
240	424	386	–	–	599	419
300	486	442	–	–	693	474

Por lo que la intensidad máxima admisible para este tipo de instalación y sección de cable de cobre con aislamiento de XLPE (max. 90ºC) a 30ºC de temperatura ambiente y 20ºC de temperatura en el terreno es de 328 A.

$$I'_{máx} = 58\ A$$

Una vez hecho esto, se aplicará un factor de corrección de la temperatura ambiente. Para hallar este factor no hay más que utilizar la tabla 52-D1, factores

de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30ºC. De dicha tabla se extrae lo siguiente:

$$f_{T^a(XLPE,45^\circ C)} = 0{,}87$$

Ahora, se determinará el factor de corrección por exposición directa al Sol. Para ello se acude a la ITC-BT-06 apartado 4.2.2 en el que se recomienda un factor de corrector de valor:

$$f_{ES} = 0{,}9$$

Por último deberá aplicarse el factor de corrección por agrupamiento de cables. En la tabla 52-E1 se puede encontrar la categoría capa única sobre pared, suelo o superficie sin empotrar, para 2 circuitos o cables multiconductores se obtiene:

$$f_A = 0{,}85$$

Una vez encontrados los factores de corrección se aplicarán a la intensidad máxima admisible por el conductor:

$$I_{max} = I'_{max} \cdot f_{T^a(XLPE,45^\circ C)} \cdot f_{ES} \cdot f_A = 58 \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}85 = 38{,}6\ A \tag{6.35}$$

$$I_{max} > I_N = I_{SC(STC)} \cdot 1{,}25 \tag{6.36}$$

Ahora que el cable responde al criterio de intensidad máxima admisible se comprobará que cumple con las 2 condiciones siguientes:

Condición I: La caída de tensión no será mayor de 1,5% (entre este conductor y el del embarrado) tal y como se estipula en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red:

$$cdt(\%) = \frac{2 \cdot I_{max} \cdot L \cdot \rho_{90^\circ C}}{V_{string} \cdot S} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 10{,}4125 \cdot 93 \cdot {}^{1}/_{44}}{594{,}8 \cdot 6} \cdot 100 = 1{,}226\ \% < 1{,}5\ \% \tag{6.37}$$

Condición II: La intensidad de cortocircuito debería ser menor a la intensidad de disparo de las protecciones. Como en el conductor se ha sobredimensionado para trabajar en las peores condiciones a un 125% de la intensidad de cortocircuito, no hace falta ningún tipo de protección aunque interruptores magneto térmicos de en cada rama para evitar una eventual sobrecarga por parte de otras ramas.

Así pues, la sección del cable será 6 mm^2.

De la misma manera que el conductor del string 1, se realizará el cálculo de la sección del conductor más corto, el 13 (80 m).

$$S'_{previa} = \frac{2 \cdot \rho \cdot I_N \cdot L}{V_N \,.\, {}^{cdt\%}/_{100}} = \frac{2 \cdot {}^{1}/_{44} \cdot 10{,}4125 \cdot 80}{598{,}4 \,.\, {}^{1{,}5}/_{100}} = 4{,}22\ mm^2 \tag{6.38}$$

Siendo los factores correctores los mismos (mismo tipo de instalación) y la intensidad máxima admisible también la misma debido a que la sección inmediatamente superior es igual a la anterior (6 mm^2), queda demostrado que la sección de todos los conductores deberá ser 6 mm^2 ya que la caída de tensión está por debajo de 1,3% en todos los strings.

En la tabla 6.6. se puede ver además porque se ha colocado la caseta del inversor en el centro de la instalación: gracias a esto la diferencia de tensión entre los strings no supera el 0,2% en ningún momento. A continuación se presenta una tabla con los valores de la caída de tensión para todos los conductores:

Tabla 6.6. *Cdt(%) para todos los conductores de string.*

Nº String -	L [m]	Sección [mm2]	cdt máx [%]	cdt máx [V]
1	92,75	6	1,223	7,316
2	91,66	6	1,208	7,230
3	90,57	6	1,194	7,144
4	89,47	6	1,179	7,058
5	88,38	6	1,165	6,972
6	87,29	6	1,151	6,886
7	86,20	6	1,136	6,800
8	85,11	6	1,122	6,714
9	84,02	6	1,108	6,628
10	82,93	6	1,093	6,542
11	81,84	6	1,079	6,455
12	80,74	6	1,064	6,369
13	79,65	6	1,050	6,283
14	80,74	6	1,064	6,369
15	81,84	6	1,079	6,455
16	82,93	6	1,093	6,542
17	84,02	6	1,108	6,628
18	85,11	6	1,122	6,714
19	86,20	6	1,136	6,800
20	87,29	6	1,151	6,886
21	88,38	6	1,165	6,972
22	89,47	6	1,179	7,058
23	90,57	6	1,194	7,144
24	91,66	6	1,208	7,230

2. CONDUCTOR EMBARRADO-INVERSOR.

Para el cálculo de su sección preliminar según el criterio de cdt es necesario conocer su longitud total, esta será de 10 m.

El método de instalación será la colocación del cable sobre una bandeja no perforada por lo que la tabla a aplicar será la misma que para los conductores anteriores. La sección previa por el método de la cdt máxima es:

$$S'_{previa} = \frac{2 \cdot \rho \cdot I_N \cdot L}{V_N \cdot {cdt\%}/{100}} = \frac{2 \cdot {1}/{44} \cdot 249{,}9 \cdot 10}{598{,}4 \cdot {1{,}5}/{100}} = 12{,}655\ mm^2 \quad (6.39)$$

La intensidad máxima antes de aplicar factores correctores es:

$$I'_{máx} = 107\ A$$

Al no haber más que un circuito y no estar expuesto al Sol, solo se aplicará el factor corrector por temperatura ambiente. La temperatura ambiente escogida será la máxima que el inversor soporta sin sufrir ninguna pérdida de rendimiento según el fabricante: 50 ºC.

$$f_{Tª(XLPE,50℃)} = 0{,}82$$

Está claro que incluso antes de aplicar el factor corrector, la sección no será suficiente ya que $I'_{max} < I_N$. Así pues se pasa a la sección inmediatamente superior según intensidad antes de aplicar factores: 70 mm^2.

$$I'_{máx} = 269\ A$$

Aplicando el factor corrector (que no varía de una sección a otra) se obtiene la intensidad máxima admisible:

$$I_{max} = I'_{max} \cdot f_{Tª(XLPE,50℃)} = 269 \cdot 0{,}82 = 220{,}58\ A \quad (6.40)$$

$$I_{max} < I_N = I_{SC(STC)} \cdot 1{,}25 \quad (6.41)$$

Aún no es suficiente, por lo que se pasara a la siguiente sección normalizada: 95 mm^2.

$$I'_{máx} = 328\ A$$

$$I_{max} = I'_{max} \cdot f_{Tª(XLPE,50℃)} = 328 \cdot 0{,}82 = 268{,}96\ A \quad (6.42)$$

$$I_{max} > I_N = I_{SC(STC)} \cdot 1{,}25 = 249{,}9\ A \quad (6.43)$$

La caída de tensión no será mayor de 0,274% ya que sumada a la de los conductores de string, se pasaría del 1,5% estipulado:

$$cdt(\%) = \frac{2 \cdot I_{max} \cdot L \cdot \rho_{90℃}}{V_{string} \cdot S} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 249{,}9 \cdot 10 \cdot {1}/{44}}{594{,}8 \cdot 95} \cdot 100 = 0{,}1998\ \% < 0{,}274\ \% \quad (6.44)$$

Con lo que la mayor caída de tensión sería de aprox 1,42% < 1,5% y se tomará la sección de 95 mm^2 como válida.

6.3.3 Cálculo de los conductores de CA.

Los parámetros del inversor en la parte de alterna son los siguientes:

Tabla 6.7. *Parámetros del inversor central GEFRAN Radius 100k, en la parte alterna*.

Potencia nominal $P_{N,AC}$	100 kW
Voltaje de red U_{CA}	400±15% V
Corriente nominal $I_{N,AC.}$	144,3 A
Frecuencia de red f_{AC}	50 Hz
Distorsión armónica THD grid	< 3%
Factor de potencia cos(φ)	0,99

Los cables elegidos para la parte de CA

El mismos criterio del apartado anterior, el cálculo de la sección de los conductores se realizará tomando como intensidad un 125% de la intensidad a circular por ellos, salvo que en este caso se aplicará a la intensidad nominal de salida del inversor.

$$I_N = I_{Ninv} \cdot 1{,}25 = 144{,}3 \cdot 1{,}25 = 180{,}38\ A \tag{6.45}$$

1. Línea de Conexión de la Instalación (LCI): Tramo de la Línea de Conexión entre el Conjunto de Protección y Medida del Productor en Régimen Especial y la Instalación Fotovoltaica. Se correspondería con la Derivación Individual en instalaciones de usuario.

Para esta parte de la instalación se ha decidido tomar utilizar el cable unipolar de cable de cobre con aislamiento de polietileno reticulado o XLPE con una tensión de aislamiento de 0,6/1kV trifásico. Para comenzar a calcular se supone la temperatura máxima de trabajo del conductor (90ºC) y la caída de tensión admisible será de 1%:

$$S'_{previa} = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot I_N \cdot L \cdot K}{V_N \cdot {cdt\%}/{100}} = \frac{\sqrt{3} \cdot {1}/{44} \cdot 180{,}38 \cdot 50 \cdot 1{,}05}{400 \cdot {1}/{100}} = 93{,}20\ mm^2 \tag{6.46}$$

Dónde:

K= aumento estimado en la resistividad de la corriente alterna respecto a la continua.

La sección previa por el criterio de la cdt y antes de aplicar los factores de corrección será la sección normalizada inmediatamente superior:

$$S_{previa} = 95\ mm^2$$

Esta sección, a una temperatura máxima del aislante de 90ºC aguantará una intensidad de:

$$I_{previa} = \frac{S_{previa} \cdot V_N \cdot {cdt\%}/{100}}{2 \cdot \rho \cdot L} = \frac{95 \cdot 400 \cdot {1}/{100}}{\sqrt{3} \cdot {1}/{44} \cdot 50} = 193{,}07\ A \qquad (6.47)$$

Aunque esta intensidad es superior a $1{,}25 \cdot I_{N,inv,}$ se debe encontrar la intensidad máxima admisible para esta sección en las tablas de la norma UNE 20460-5-523 del mismo modo que para los conductores de continua. En este caso los factores a encontrar son: cable enterrado bajo tubo, cable multiconductor trifásico (solo 1 cable), temperatura del terreno de 30ºC y resistividad térmica estándar de 2,5 K·m/W.

Siguiendo los criterios antes mencionados, se identifica este tipo de instalación como tipo D. En la tabla 53-C4 se encuentran las intensidades máximas admisibles para cables trifásicos con aislante de XLPE a 20ºC de temperatura en el terreno:

Tabla 6.8. *Intensidades máximas admisibles para tres conductores cargados según sección y tipo de instalación. Fuente: Tabla 52-C2 de la norma UNE 20460-5-523.*

Tabla 52 – C4
Intensidades admisibles, en amperios, para los métodos de la tabla 52 – B1
Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio
Temperatura del conductor: 90 °C
Temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno

Secciones nominales de los conductores mm²	Método de instalación de la tabla 52 – B1					
	A1	A2	B1	B2	C	D
1	2	3	4	5	6	7
Cobre						
1,5	17	16,5	20	19,5	22	22
2,5	23	22	28	26	30	29
4	31	30	37	35	40	37
6	40	38	48	44	52	46
10	54	51	66	60	71	61
16	73	68	88	80	96	79
25	95	89	117	105	119	101
35	117	109	144	128	147	122
50	141	130	175	154	179	144
70	179	164	222	194	229	178
95	216	197	269	233	278	211
120	249	227	312	268	322	240
150	285	259	–	–	371	271
185	324	295	–	–	424	304
240	380	346	–	–	500	351
300	435	396	–	–	576	396

De donde se obtiene una intensidad de 211 A antes de aplicar factores:

$$I'_{máx} = 211\ A$$

El factor por corrección de la temperatura del terreno se encuentra en la tabla 52-D2. Para una temperatura de 30ºC se obtiene:

$$f_{T^{a}(XLPE,30^{\circ}C)} = 0{,}93$$

el factor corrector de la resistividad térmica del terreno se obtiene en la tabla 52-D3. Para la peor resistividad térmica (3 K·m/W) se tiene el siguiente valor:

$$f_{\rho T} = 0{,}96$$

El factor de agrupamiento será 1 debido a que no hay ningún tipo de agrupación de cables.

$$f_A = 1$$

Encontrados todos los factores correctores se procede a calcular la intensidad máxima admisible:

$$I_{max} = I'_{max} \cdot f_{T^{a}(XLPE,30^{\circ}C)} \cdot f_{\rho T} \cdot f_A = 211 \cdot 0{,}93 \cdot 0{,}96 \cdot 1 = 188{,}38\ A \qquad (6.48)$$

$$I_{max} < I_N = I_{Ninv} \cdot 1{,}25 \qquad (6.49)$$

Ahora que el cable responde al criterio de intensidad máxima admisible se comprobará que cumple con las 2 condiciones siguientes:

Condición I: La caída de tensión no será mayor de 1% para este tramo y así no superar el 1,5% total, tal y como se estipula en el REBT:

$$cdt(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L \cdot \rho_{90^{\circ}C} \cdot K}{V_N \cdot S} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 180{,}38 \cdot 50 \cdot {}^{1}/_{44} \cdot 1{,}05}{400 \cdot 95} \cdot 100 = 0{,}981\ \% < 1\ \% \qquad (6.50)$$

Condición II: La intensidad de cortocircuito debería ser menor a la intensidad de disparo de las protecciones. Véase apartado 6.4.

Cumplidos los criterios, la sección del conductor del neutro será de más de un 50% del conductor de fase siguiendo los criterios mencionados en diferentes documentos (por ejemplo ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión), es decir será de 50 mm^2.

El diámetro exterior de los tubos será de 140 mm, siguiendo la tabla 14.1 de la ITC-BT-14 (exactamente la misma que la Tabla 10 de la NTP IEBT: "Corrientes máximas admisibles, conductores aislados en tubos en montaje superficial o en tubos empotrados en la obra").

2. Línea de Conexión Primaria (LCP): Tramo de la Línea de Conexión entre el Punto de Conexión y Medida y la CGP o Conjunto de Protección y Medida del Productor en Régimen Especial. Se correspondería con la Acometida en instalaciones de usuario.

La longitud de este tramo de cableado será 30 m y Siendo el mismo tipo de instalación y cable que el utilizado en la LCI, los factores correctores serán los mismos, por lo que la sección por el criterio de intensidad máxima admisible será la misma.

$$S_{previa} = 95\, mm^2$$

La caída de tensión será:

$$cdt(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L \cdot \rho_{90℃} \cdot K}{V_N \cdot S} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 180{,}38 \cdot 30 \cdot {}^{1}/_{44} \cdot 1{,}05}{400 \cdot 95} \cdot 100 = 0{,}589\ \% \qquad (6.51)$$

Como esta es superior a la cdt máxima se deberá aumentar la sección del conductor a la sección normalizada inmediatamente superior:

$$S_{LCP} = 120\, mm^2$$

La caída de tensión será para la nueva sección será:

$$cdt(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot L \cdot \rho_{90℃} \cdot K}{V_N \cdot S} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 180{,}38 \cdot 30 \cdot {}^{1}/_{44} \cdot 1{,}05}{400 \cdot 120} \cdot 100 = 0{,}466\ \% \qquad (6.52)$$

La cdt total en la parte de alterna será la suma de las caídas de tensión en la LCP y en la LCI:

$$cdt(\%) = cdt_{LCP} + cdt_{LCI} = 0{,}981 + 0{,}466 = 1{,}447\ \% \qquad (6.53)$$

Lo cual cumple con el criterio de una cdt inferior al 1,5% en la parte de CA establecido en la ITC-BT-40.

Siguiendo los mismos criterios que con la LCI, el neutro tendrá una sección de 70 mm^2 y el diámetro exterior de los tubos será de 160 mm, lo cual coincide con el mínimo requerido en la normativa particular de FECSA ENDESA [5].

6.4. Protecciones.

Para el correcto dimensionado de las protecciones, es necesario conocer el valor de la corriente de cortocircuito en la salida del inversor. Al desconocerse la impedancia del circuito de alimentación a Red y estar el Centro de Transformación situado fuera del lugar de subministro afectado se considerará que la tensión en ese punto como 0,8 veces la tensión de red, siguiendo el Anexo 3 de la Guía Técnica de Aplicación del REBT:

$$I_{cc} = \frac{0{,}8 \cdot U}{R} \qquad (6.54)$$

Donde:

U= tensión de alimentación fase neutro.

R= resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación.

Según el anexo antes mencionado, para el cálculo de la corriente de cortocircuito se considerará que los conductores se encuentran a una temperatura de 20ºC (56^{-1} Ω·mm^2/m) para así obtener el valor máximo de I_{CC}. Así:

$$R = \rho_{(20ºC)} \cdot \frac{L}{S} = \frac{1}{56} \cdot \frac{80}{95} = 15{,}038\ m\Omega \tag{6.55}$$

$$I_{cc} = \frac{0{,}8 \cdot U}{R} = \frac{0{,}8 \cdot {}^{400}/_{\sqrt{3}}}{15{,}038 \cdot 10^{-3}} = 12.286\ A \approx 12{,}3\ kA \tag{6.56}$$

6.4.1. Protecciones en el lado de CC.

Se instalará en cada ramal un interruptor magnetotérmico EP104 UC B10 de General Electric, especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas. Este interruptor de calibre 10 A, voltaje nominal 880 V y máximo voltaje operativo 1000 V es ideal ya que además puede trabajar como seccionador de apertura con carga.

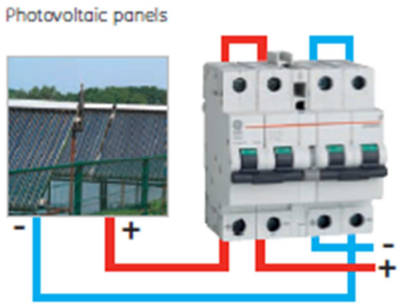


Fig. 6.3. *Método de conexión del EP104 UC B10.*
Fuente: Datasheet del EP104 UC B10, presente en el Anexo I.

A pesar de que la solución más típica en una instalación fotovoltaica debido a su sencillez y precios reducidos sea la utilización de fusibles, estos magnetotérmicos preparados para funcionar en continua a voltajes de 880 V proporcionan algunas ventajas como: mayor rapidez en el disparo en caso de cortocircuito, mayor precisión, son reutilizables y pueden ser usados para desconectar los strings en carga, independientemente los unos de los otros.

Estas ventajas contrarrestan el aumento de precio respecto al fusible tradicional, por lo que se ha decidido su uso.

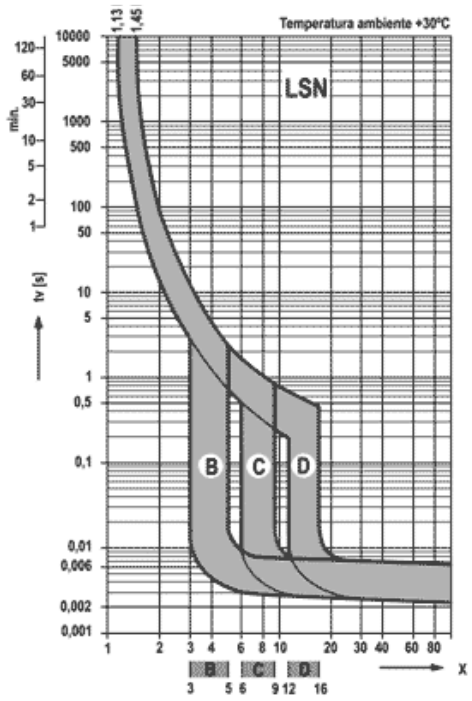


Fig. 6.4. *Curva de disparo de un magnetotérmico con curva C, B y D.*

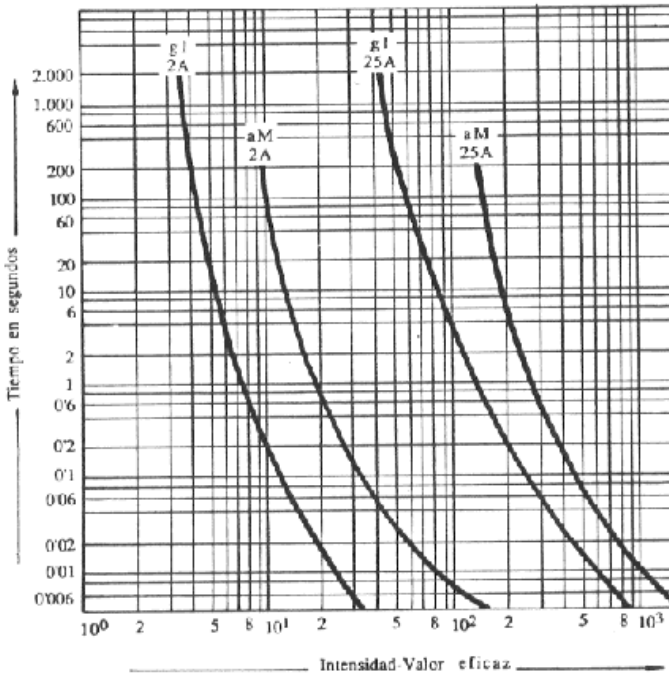


Fig. 6.5. *Curva de fusión tipo de 2 fusibles tipo aM y tipo gl*

Fuente: http://www.cyelect.com

Como interruptor general para la desconexión de todo el generador FV del inversor se utilizará el interruptor de potencia integrado en el propio inversor y el seccionador SIRCO PV 250 A de SOCOMEC, cuyo método de conexión es idéntico al del interruptor magnetotérmico.

Para evitar posibles sobretensiones por causas atmosféricas o conmutaciones, se conectarán varistores 7P.23.9.000.1020 fabricados por FINDER, para aplicaciones fotovoltaicas con un voltaje en circuito abierto en condiciones STC de 1000 V (esta instalación tiene 761 V y el modelo inferior es de 700 V). Estos módulos son de fácil reemplazo y tienen un indicador de estado visual bueno/cambiar.

Además de las protecciones mencionadas, el inversor elegido cuenta con diodos anti-inversión de la polaridad e un interruptor de potencia.

6.4.2. Protecciones en el lado de CA.

El Artículo 11 del RD 1663/2000, regula las protecciones que deben instalarse:

1. Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

El interruptor general manual elegido será el interruptor de corte en carga IDT-160 A, fabricado por URIARTE SAFYBOX. Este interruptor viene montado en una envolvente modular de 360x360 mm, listo para instalar en el armario de medida y protección especialmente hecho para cumplir con la normativa técnica particular de la compañía FECSA ENDESA. La protección magnetotérmica vendrá dada por el interruptor de control de potencia de 160 A incluido en la caja de protección y medida.

2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

La protección diferencial elegida será el TOR-TMF10-160-L Toroide + Protección diferencial salida lateral, fabricado por URIARTE SAFYBOX. Este interruptor viene montado en una envolvente modular de 270x360x170 mm, listo para instalar en el armario de medida y protección de la misma forma que el IGM.

3. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

De acuerdo con el punto 7 del artículo 11 del citado Real Decreto: "podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial".

El inversor central RADIUS APV 100k incorpora la protección "anti-islanding", por lo que no es necesario incluir ningún dispositivo externo.

4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

5. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

Para cumplir con estos requisitos se ha decidido instalar el relé de control de red PMV80N A440 fabricado por LOBATO ELECTRIC. También se incluirá un contactor tetrapolar para realizar las funciones de conexión/desconexión de red, que será comandado por el relé mencionado anteriormente. El modelo elegido es el 11B145 4 00 también de Lovato electric

Siguiendo las estipulaciones de la norma UNE 20460-7-712 el cableado del lado de corriente alterna estará protegido por un dispositivo de protección contra sobreintensidades. El interruptor automático del inversor y el propio IGM pueden realizar la función requerida por esta norma.

6.5. Puesta a tierra.

Siguiendo lo estipulado en el pliego de condiciones técnicas y el RD 1663/2000, todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Se conectará a tierra todas las carcasas o piezas metálicas de la instalación que no estén normalmente a tensión pero que puedan tenerla en caso de malfuncionamiento del sistema. No se conectarán a tierra las puertas metálicas ni ningún otro elemento accesible desde el exterior del recinto. El conductor que unirá las masas con la caja de conexión del conductor de tierra será de aluminio.

De acuerdo con las opciones dadas en la ITC-BT-18, la puesta a tierra estará formada por un anillo de conductor de cobre desnudo de clase II según la norma UNE 21022. Se deberá tener en cuenta que la colocación de conductores en trazado sinuoso dentro de la zanja no mejora la resistencia del electrodo de puesta a tierra. Además y con el fin de reducir la resistencia de la puesta a tierra se utilizarán picas verticales.

Los conductores están enterrados a una profundidad aproximada de 0,8 m en zanjas excavadas al efecto. Las zanjas no se llenarán con piedras o materiales similares, sino con tierra que mantenga la humedad.

La sección del conductor de tierra de cobre enterrado desnudo será mayor de 35 mm^2 por recomendación de la Guía técnica de aplicación en contra de los 25 mm^2 de mínimo que establece por norma. El cálculo exacto de su sección se realizará mediante el en la Tabla 2 del apartado 3.4 de la ITC-BT-18:

Tabla 6.9. *Tabla 2 de la ITC-BT-18, relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.*

Sección de los conductores de fase de la instalación S [mm^2]	**Sección mínima de los conductores de protección S_P[mm^2]**
S ≤ 16	$S_P = S$
16 < S < 35	$S_P = 16$
S > 35	$S_P = S/2$

Por lo que la sección de la puesta a tierra de la parte de continua seria 6 mm^2 y la de alterna 47,5 mm^2, pero como por norma deben estar conectados a una única tierra, la sección será la mayor de las 2 (redondeando a la sección normalizada inmediatamente mayor):

$$S_{tierra} = 50\ mm^2$$

La sección del conductor que une las masas entre si será de:

$$S_{prot} = 6\ mm^2$$

La longitud del conductor enterrado deberá abarcar todo el perímetro del campo fotovoltaico (aprox. 330 m) más un extra en el cual se realizarán las conexiones

con las cajas de puesta a tierra. Siendo la anchura total de cada fila de módulos de tan solo 24 metros, se realizará una sola conexión por fila, lo que da un total de 17 conexiones de carcasas y soportes de módulos además de la carcasa del inversor. Por ello se estima que la longitud total de cable necesitado será de 2 metros extra por conexión lo que da un total de 365 m de cable de 50 mm^2 y 425 m de cable de 6 mm^2.

6.5.1. Cálculo de la resistencia de PAT.

El límite de resistencia de la puesta a tierra será establecido mediante la ley de Ohm, tomando como tensión máxima admisible 24 V por estar a la intemperie (se considera local húmedo) e intensidad a derivar la corriente de cortocircuito en condiciones STC ya que en la parte de continua no existe ningún diferencial:

$$R_{PAT} = \frac{V_{max}}{I_{SC}} = \frac{24}{8{,}33} = 2{,}88\ \Omega \tag{6.57}$$

La resistividad del terreno en el cual se efectuará la puesta a tierra será estimada a partir de las tablas 4 y 5 de la ITC-BT-18:

Tabla 6.10. *Tabla 4 de la ITC-BT-18: "Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno."*

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad [Ω·m]
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 6.11. *Tabla 5 de la ITC-BT-18: "Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo"*

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	R = 0,8 ρ/P
Pica vertical	R = ρ/L
Conductor enterrado horizontalmente	R = 2 ρ/L

Donde:

ρ: resistividad del terreno (Ω·m).
P: perímetro de la placa (m).
L: longitud de la pica o del conductor (m).

El tipo de terreno en el cual se efectuará esta instalación será de tipo cultivable, poco fértil, por lo que se considerará que presenta una resistividad de 500 Ω·m. La longitud de cable enterrado será de 327 metros (ver planos para su disposición) El tipo de electrodo escogido como ya se ha dicho antes es el conductor enterrado horizontalmente por lo que se utilizará la siguiente fórmula para obtener la resistencia de puesta a tierra:

$$R_{cond} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 500}{327} = 3{,}058\ \Omega \quad (6.58)$$

Este valor es demasiado elevado por lo que se colocarán varias picas enterradas horizontalmente. Se instalarán 10 picas de 2 m de longitud. La resistencia de estas picas será:

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2 \cdot 10} = 25\ \Omega \quad (6.59)$$

Y al sumar las resistencias en paralelo se obtiene:

$$R_t = [(R_{cond})^{-1} \cdot (R_{cond})^{-1}] = [(3{,}058)^{-1} \cdot (25)^{-1}] = 2{,}724\ \Omega \quad (6.60)$$

A este valor se le ha de sumar la resistencia del cable que conecta el conductor enterrado con la más alejada de las masas. Para ello se aplicarán los valores de resistividad del cableado de aluminio a 40 ºC (1/32 Ω·mm^2/m) y la distancia del módulo más alejado a la caja de tierra (25 m).

$$R_{prot} = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{\frac{1}{32} \cdot 25}{6} = 0{,}13\ \Omega \quad (6.61)$$

Y la resistencia total de puesta a tierra será:

$$R_{PAT} = R_{prot} + R_t = 0{,}13 + 2{,}724 = 2{,}855\ \Omega \quad (6.62)$$

Por lo que se considera que la resistencia es lo suficientemente baja como para presentar una protección adecuada contra contactos indirectos.

6.6. Caja General de Protección.

Para su elección se utilizará los criterios establecidos en las NTP FVBT de FECSA ENDESA. Las CGP son las cajas que alojan los elementos de protección de las líneas de conexión y señalan el principio de la propiedad de las instalaciones de los productores en régimen especial, siendo ya ellas mismas de su propiedad.

Al ser la acometida subterránea, la CGP se instalará siempre en una hornacina en la pared, que se cerrará con una con grado de protección IK10 según UNE-EN 50102 y dispondrá de una cerradura o candado normalizado por FECSA ENDESA. La parte inferior de la puerta se encontrará a un mínimo de 0,30 m del suelo.

En el caso en que el Conjunto de Protección y Medida para instalaciones Fotovoltaicas esté ubicado cumpliendo los requerimientos indicados para las CGP, los fusibles del CPMFV asumen la función de CGP por lo que no será necesaria su instalación en el presente proyecto.

En este proyecto, aunque la localización de los CPMFV es la adecuada, el fusible instalado en este tiene un calibre de 250 A, lo que no proporcionaría protección al cableado (con una intensidad máxima admisible de unos 190 A), por lo que se

instalará una CGP normalizada por FECSA ENDESA para líneas de distribución enterradas:

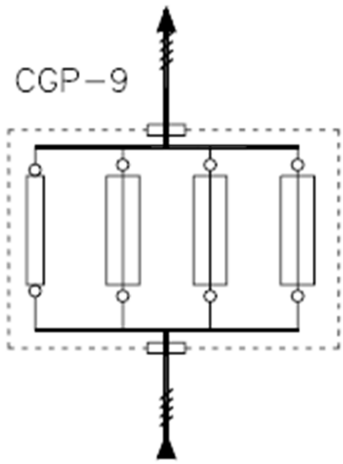


Fig. 6.6. *Esquema de una CGP-9.*
Fuente: Ref. [6]

Concretamente se deberá instalar una CGP-9-160 BUC (Bases unipolares cerradas) que contiene 3 bases seccionables en carga de tamaño BUC-00 160 A y neutro seccionable con borne puesta a tierra de 50 mm2, comercializada por CAHORS.

La CGP estará situada en la hornacina hecha para alojar los CPMFV y la CGP, el armario prefabricado ZTMG+CGP+CS de CAHORS con capacidad para un equipo TMF, una CGP y una caja de seccionamiento si la hubiere. La puerta para el armario es la PPN 180177 que está fabricada en chapa de acero galvanizado de 1 hoja con acabado con pintura de poliéster y cuenta con rejillas de ventilación. Tiene un grado de protección contra impactos IK10 según UNE-EN 50 102 y un cierre JIS CFE de triple acción con varilla de acero protegida contra la corrosión y maneta según especificaciones de la FECSA ENDESA.

6.7. Conjuntos de protección y medida para instalaciones fotovoltaicas.

Las partes que constituyen los CPMFV son:

- CGP.
- Transformadores de medida.
- Regletas de comprobación.
- Contador multifunción.
- Unidad de comunicaciones (módem o similar).
- Interruptor General Manual.
- Interruptor Diferencial.

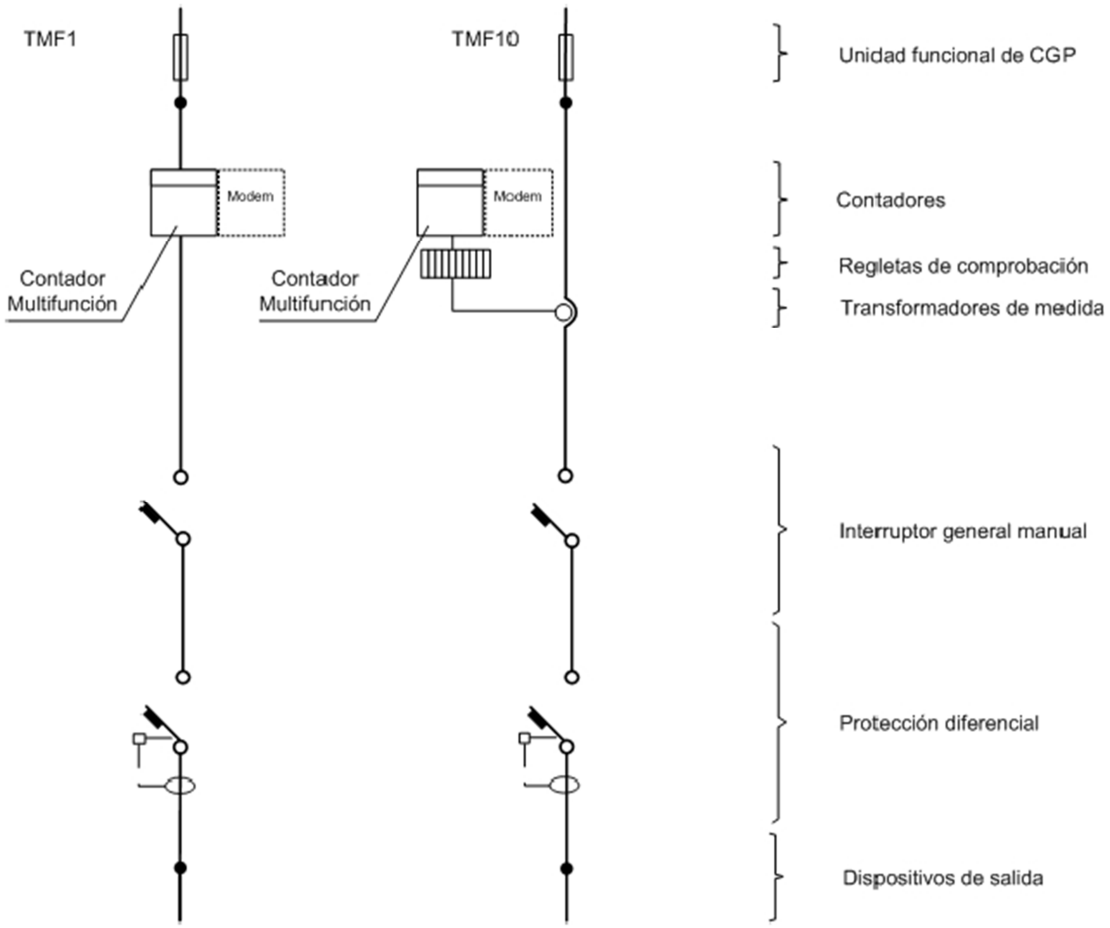


Fig. 6.7. *Esquema unifilar de los CPMFV.*
Fuente: Ref. [7]

6.7.1. Ubicación y emplazamiento.

El Conjunto de protección y medida para instalaciones fotovoltaicas (CPMFV) se instalará en el límite de la propiedad, entre las propiedades públicas y privadas o en la valla, si existe, y en una hornacina preparada para ello. Además, será de libre acceso al personal de la empresa distribuidora las 24 h del día, todos los días del año.

Siguiendo la NTP para Instalaciones de Enlace de la compañía distribuidora:

"La caja general de protección se instalará separada del conjunto de medida, en el límite de la propiedad, sobre la fachada del edificio o en la valla de cierre en el interior de una hornacina o en el propio recinto donde se instale el conjunto de medida. En todos los casos serán lugares de libre y permanente acceso. Su situación se fijará de común acuerdo entre la Propiedad y FECSA ENDESA.

Para determinar las dimensiones del recinto donde se instale el conjunto de medida, se tendrá en cuenta la superficie ocupada por las unidades funcionales, dejando una separación entre las paredes laterales y el techo con respecto a las envolventes, de cómo mínimo 0,2 m. La distancia respecto al suelo será como

mínimo de 0,5 m la profundidad del recinto será como mínimo de 0,4 m y el espacio libre frente al CM, una vez facilitado el acceso al mismo, no será inferior a 1,10 m."

"Dicho recinto se cerrará con una puerta de doble hoja, preferentemente metálica, con grado de protección IK 10 según UNE EN 50102, revestida exteriormente de acuerdo con las características del entorno. Estará protegida contra la corrosión y dispondrá de una cerradura o candado normalizado por FECSA ENDESA."

"En la hornacina se dejarán previstos dos tubos de polietileno de 160 mm de diámetro necesarios para la entrada de las acometidas subterráneas de la red general", tal como se indica en la figura 6.8.

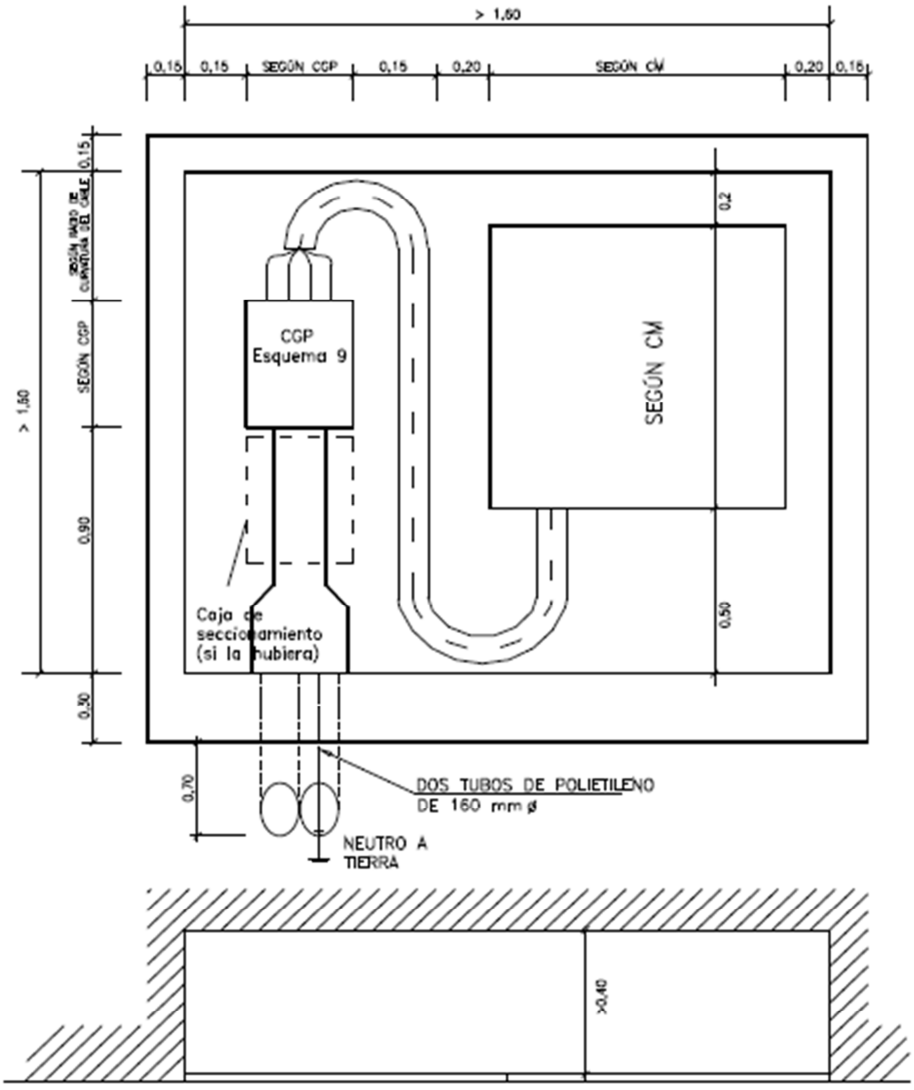


Fig. 6.8. *Disposición del recinto para la colocación de los CMPFV y la CGP. Fuente: Ref.* [8]

"Las regletas de comprobación y los dispositivos de lectura del equipo de medida una vez instalado el CM, quedarán situados a una altura del suelo comprendida entre 1,20 y 1,80 m."

"En la parte de la instalación de enlace comprendida entre la CGP y el CM, los circuitos se protegerán con tubos rígidos aislantes." [8]

6.7.2. Tipos

Estos conjuntos se designarán mediante las siglas CPMFV, seguidas de las siglas del "tipo", que indica los elementos que aloja, según Tabla 3 y las letras IFV indicativo de las instalaciones fotovoltaicas.

***Tabla 6.12**. Tabla 3 del NTP FVBT de FECSA ENDESA: "Tipos de Equipos de Medida en los CPMFV"*

Tipo	Contenido
TMF1-IFV	1 contador multifunción trifásico directo 1 contador multifunción monofásico directo
TMF10-IFV	1 contador multifunción trifásico indirecto 3 transformadores de corriente 1 bloque de dispositivos de comprobación

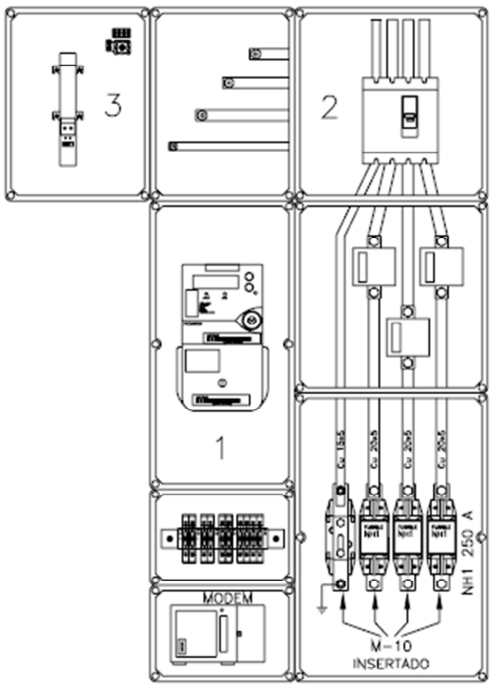
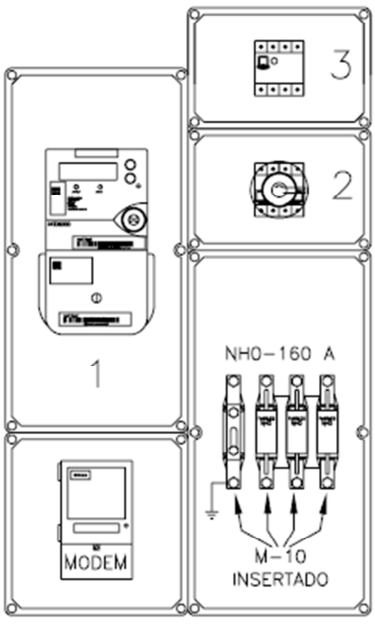


***Fig 6.9.** Arquitectura orientativa del TMF 10-IFV.*



1.- Contador; 2.- Interruptor General Manual; 3.- Interruptor diferencial

***Fig 6.10.** Arquitectura orientativa TMF 1-IFV.*

Fuente: Ref. [9]

En el apartado 14.4 Contadores electrónicos multifunción (de energía activa y reactiva) de la Norma Técnica Particular para este tipo de instalaciones de la empresa distribuidora se estipula que para intensidades superiores a 63 A se deberán instalar equipos de medida indirecta.

Por lo tanto, el tipo de medida instalado para esta instalación es el TMF 10-IFV, correspondiente a la medida indirecta de la potencia generada mediante un 1 contador multifunción trifásico indirecto, 3 transformadores de corriente y 1 bloque de dispositivos de comprobación. El modelo concreto a instalar será el UR-TMF-10-160 fabricado por URIARTE SAFYBOX y que con los extras mencionados en el apartado "Protecciones de CA" corresponde al completo con el esquema mostrado en la fig. 6.6. salvo por la falta de módem, analizado en el siguiente apartado.

6.8. Equipo de medida.

6.8.1. Clasificación de los puntos de medida

Según el artículo 7 del RD 1110/2007, de 24 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, los puntos de medida de instalaciones de generación en BT se pueden clasificar en:

Tipo 5: los situados en las fronteras de instalaciones de generación con una potencia nominal igual o inferior a 15 kVA.

Tipo 3: los situados en las fronteras de instalaciones de generación con una potencia nominal superior a 15 kVA e inferior a 450 kVA.

Por lo que el punto de medida de este proyecto será el tipo 3. Como se debe instalar un tipo de medida indirecta, el esquema básico será el siguiente:

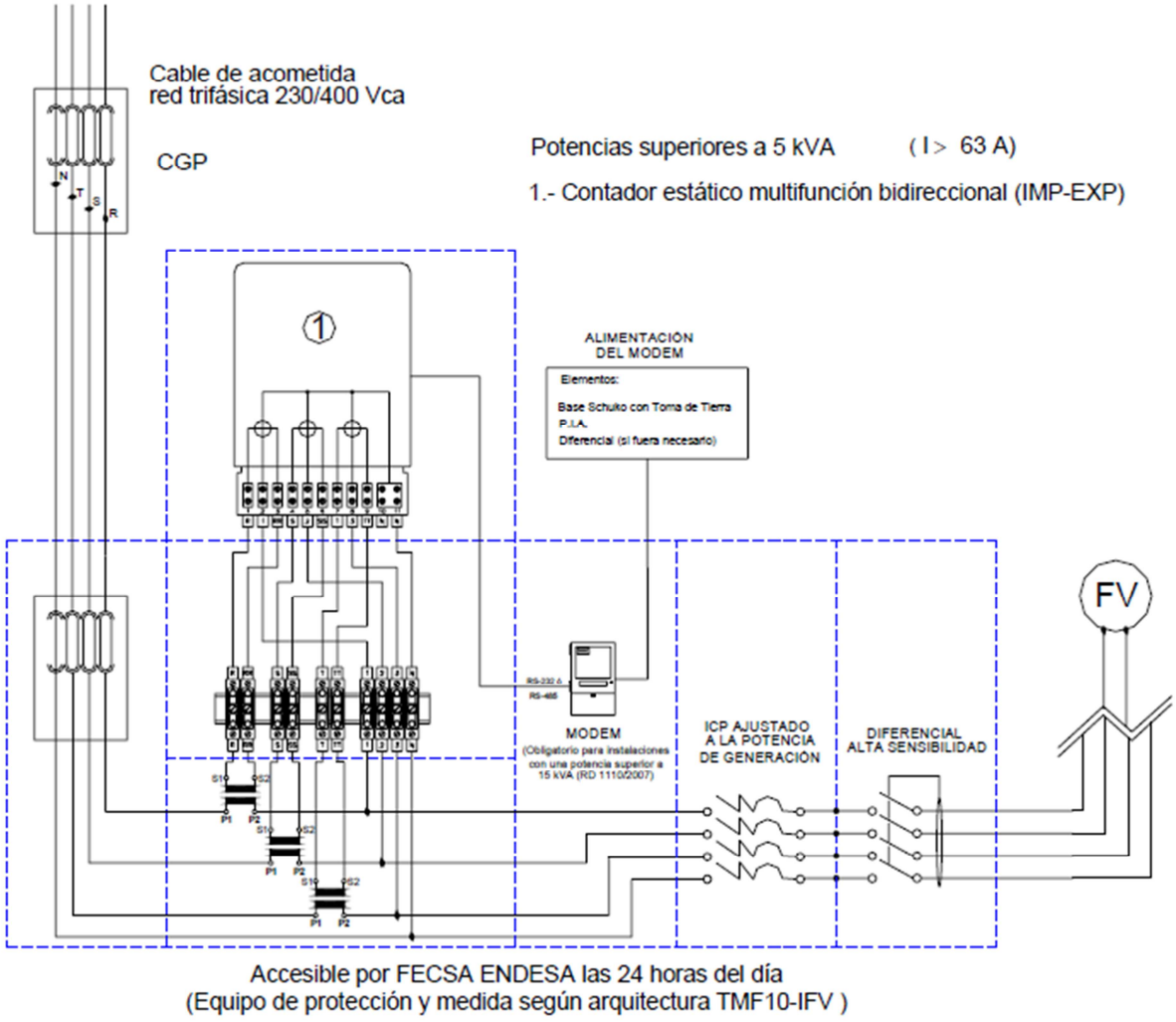


Fig 6.11. *Esquema de conexión del contador.*
Fuente: Ref. [10]

6.8.2. Contadores electrónicos multifunción (de energía activa y reactiva).

De acuerdo con las exigencias de la compañía distribuidora se utilizarán contadores estáticos multifunción con registrador de medidas incluido en la misma envolvente, para la medida de energía activa en ambos sentidos de circulación de energía (compra y venta) y reactiva en 4 cuadrantes programados con la discriminación horaria vigente y necesaria para la facturación. En el programa "contrato 2" se programará la importación y en el "contrato 3" la exportación. Asimismo, llevará habilitados los cierres automáticos a día 1 para todos los contratos.

El contador permitirá la verificación por LED en los dos sentidos de la energía.

Para instalaciones con una potencia superior a 15 kVA será de carácter obligatorio que el contador registre la medida de energía reactiva.

Para las instalaciones con una intensidad ≤ 63 A se utilizarán contadores de medida directa; y medida indirecta para intensidades superiores.

La precisión de los contadores de energía eléctrica será la indicada en la siguiente tabla.

Tabla 6.13. *Tabla 4 de la normativa de FECSA ENDESA. Precisión de los contadores de energía eléctrica.*

Equipo de medida	Activa	Reactiva	Curva de carga
Tipo 3(Pn > 15 kVA)	0.5s	1	Obligatoria
Tipo 5(Pn ≤ 15 kVA)	1	2	Opcional

Para la bonificación de la energía reactiva, será obligatorio que el equipo de medida registre la curva de carga horaria y cuarto horaria.

El contador electrónico multifunción elegido será el modelo CIRWATT D fabricado por CIRCUTOR En el display principal de reposo aparecen los siguientes indicadores visuales: sentido de la energía, reactiva capacitiva/reactiva inductiva, cuadrante en el que está trabajando, las fases activadas y su sentido y tarifa activa por contrato. Además cuenta con una memoria que registra distintos eventos y curva de carga: 213 días y una 2ª curva de carga programable: 5.120 registros, requisito de FECSA ENDESA para su instalación.

Este contador cumple con los requisitos de bidireccionalidad, curva de carga y precisión de Energía Activa, Clase 0,5s (IEC 60687) y Energía Reactiva, Clase 1 (IEC 61268). Ambas normas son equivalentes a la norma UNE de la misma numeración.

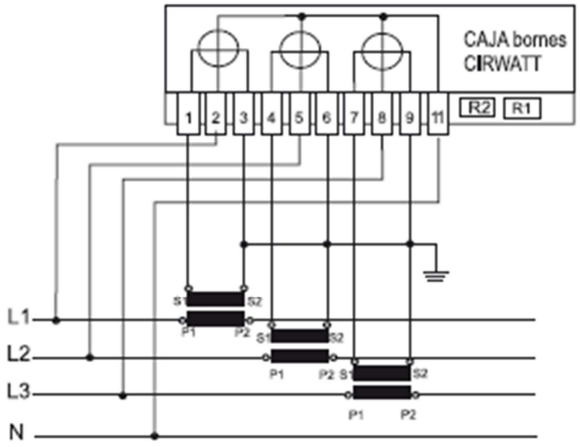


Fig. 6.12. *Esquema de conexión del contador (no se muestran las regletas de comprobación).*
Fuente: Datasheet del contador CIRWATT D, conexión BT, presente en el Anexo I.

Este contador dispone de un Interfaz óptico IEC-61107 para la lectura y programación local. Para comunicación remota dispone de 2 puertos COM 1 RS-

232 para lectura y programación y COM 2 RS-232/RS-485 para lectura con los protocolos de comunicaciones IEC-870-5-102, Modbus-RTU, IEC-61107 por lo que cubre con las demandas del RD 1110/2007.

6.8.3 Equipos indirectos

En los equipos de medida indirecta, se instalarán regletas de comprobación con separadores y señalización, según se especifica en la NTP-IEBT.

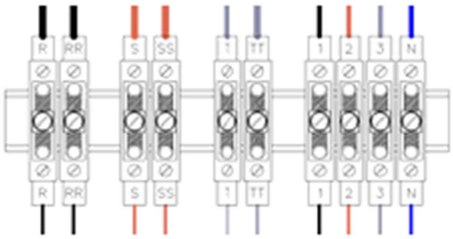


Fig 6.13. *Regletas de comprobación.*
Fuente: Ref. [11]

La sección de los conductores para el cableado de todo el secundario de medida en equipos indirectos, se realizará con cable de cobre de clase 5 según Norma UNE 21022, aislado para una tensión de 450/750 V, de 4 mm2 de sección para las intensidades y 1,5 mm2 para las tensiones, señalizado de color azul claro para el neutro y negro, marrón y gris (R, S, T) para las fases.

El bloque de bornes de comprobación elegido será el W/FEC/RV/10E6I4T (cub) fabricado por WEIDMÜELLER, especialmente hecho para la conexión con FECSA ENDESA (de ahí la referencia FEC) tiene una intensidad nominal de 5 A y unos bornes para cables de entre 0 y 6 mm^2 (o 10 mm^2 según el tipo de cable).

El transformador de intensidad utilizado para la medición de la potencia será el SR200 fabricado por HAGER, de intensidad máxima 200 A y relación de transformación variable que entre otras, proporciona una corriente en el secundario de 0-5 A.

6.8.4. Telemedida.

La telemedida será obligatoria en las instalaciones de generación con potencia superior a 15 kVA, según lo dispuesto en el RD 1110/2007.

La alimentación del modem se realizará desde la instalación interior de la propia instalación fotovoltaica. Se podrá colocar esta alimentación en un módulo de doble aislamiento, incorporando una base Schuko con toma de tierra, un relé magnetotérmico y un relé diferencial si fuese necesario.

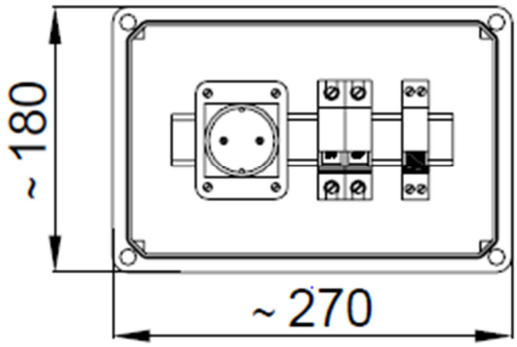


Fig 6.14. *Módulo de alimentación auxiliar.*
Fuente: Ref. [12]

El módem elegido será el RS-232 fabricado también por CIRCUTOR, perfectamente compatible con el contador escogido.

CAPÍTULO 7: ESTUDIO ENERGÉTICO

Para calcular la producción media de un sistema fotovoltaico se parte de la media de irradiación solar recibida en 1 m^2 de superficie, con una orientación α y una inclinación β iguales a las del campo fotovoltaico ($I_{38^o,0^o}$), calculada en el capítulo 2 de esta memoria.

El objetivo de este capítulo es determinar las pérdidas por orientación e inclinación de los módulos y de las sombras si las hubiese, encontrar un valor que exprese el rendimiento de la instalación y tenga en cuenta la eficiencia de los elementos que la forman. También deberá tener en cuenta su respuesta ante factores como la temperatura, variaciones de la red, etc. (*Performance Ratio*). Por último, el objetivo principal es estimar la producción energética mensual y anual de la instalación.

7.1 Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR.

El "performance ratio", PR es el rendimiento de la instalación en condiciones reales de funcionamiento, que contempla:

- La variación de producción con la temperatura (por el factor térmico de los módulos, el cableado, el inversor, etc…)
- Las pérdidas en los conductores debido al efecto Joule.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad acumulada.
- Las pérdidas por fallos en el seguimiento del punto de máxima potencia
- El rendimiento del inversor
- Otros

El PR puede tener en consideración multitud de factores que el diseñador de la instalación pueda tener en cuenta. Cuantos más factores se tengan en cuenta, habrá una mayor aproximación a la eficiencia real de la instalación siempre y cuando estos se elijan correctamente. Hay que tener presente que el valor de estos factores puede variar a lo largo del tiempo en función de las distintas condiciones en las que se encuentre la instalación (como temperaturas, polvo acumulado en los módulos, etc…). El PR se estima mediante la siguiente expresión:

$$PR(\%) = \left[100 - A - Ptemp\right] \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \quad (7.1)$$

La expresión (7.1) es básicamente una multiplicación de rendimientos en el cual se van acumulando las diferentes pérdidas de energía. Para ello se utilizarán las diferentes pérdidas que utiliza ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica) en su informe anual [13].

La identificación y explicación de cada uno de los términos de la expresión anterior se explicarán en los siguientes subapartados debido a su complejidad:

7.1.1. Pérdidas por dispersión de los parámetros en los módulos (A_1)

Las pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos se deben a que los módulos no operan normalmente en las condiciones STC o NOCT (TONC, en castellano) en las cuales se testean los módulos, cuyos resultados son los que aparecen en los diferentes datasheet, catálogos, etc...

Un valor del 10 % se considera una dispersión muy elevada, mientras que un valor del 5 % e inferiores se considera adecuado. El valor de pérdidas elegido para la presente instalación es de un 3 % que es el valor más desfavorable de la tolerancia en la medida de la potencia (±3%) que proporciona el fabricante de los módulos.

7.1.2. Pérdidas por suciedad sobre los módulos (A_2).

Éste es un factor muy variable en el tiempo y según la localización de la instalación, tanto por su posición geográfica como por sus inmediaciones.

Por ejemplo, una instalación situada en una zona seca, acumulará mucha suciedad debido al polvo en suspensión y la falta de un "lavado" natural frecuente (lluvia). Una instalación cercana a un descampado polvoriento tendrá unas pérdidas mucho mayores que una situada en una zona urbana (sin obras cercanas) o con vegetación aunque según el tipo de vegetación, podrá acumularse mucha suciedad en forma de polen sobre los módulos en determinadas épocas del año y la polución de la ciudad también acumulará suciedad, etc... Además, el mantenimiento periódico en este aspecto influye enormemente a la hora de estimar este coeficiente.

El rango de valores para A_2 (según el Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a Red) estaría entre el 0 % para instalaciones justo después de llover, hasta el 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". En este caso se han escogido (debido a un clima con unos periodos

relativamente largos sin lluvias "importantes" y polvo en suspensión medio, suponiendo un cierto mantenimiento) unas pérdidas del 4 % que corresponden a una situación alta de polvo y suciedad, un 1,3% por encima del valor "probable" dado por ASIF en su informe del año 2008. [13]

7.1.3. Pérdidas por reflectancia angular y mismatch (A_3).

Según el Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a Red, puede oscilar entre el 2 % y el 6 %. El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente, presentando mayores pérdidas en aquellas células con capas antirreflexivas que las que están texturizadas. También la estacionalidad influye en este parámetro, aumentando las pérdidas en invierno, así como con la latitud.

El valor elegido será un 4 % ya que es el valor medio anual estimado en el pliego de condiciones muy parecido al proporcionado como probable por ASIF (3,8%) [13].

7.1.4. Pérdidas por sombreado (A_4)

El rango de valores de este factor puede tomarse entre el 0 %, mínimo por defecto y el 10 %, que es el valor máximo permitido por el pliego de condiciones del IDAE para este tipo de instalación:

Tabla 7.1. *Pérdidas máximas permitidas por sombreado según el tipo de instalación. Fuente: Ref. [14]*

	Orientación [%]	Sombras [%]	**Total [%]**
General	10	10	15
Superposición	20	15	30
Integración arquitectónica	40	20	50

En el caso de esta instalación, no habrá pérdidas por sombreado ya que no hay ningún elemento fijo que pueda proyectar sombra sobre los módulos así que se tomará un factor de sombra de un 0,5 %.

7.1.5. Pérdidas totales en el generador FV (A).

Las pérdidas totales en el generador fotovoltaico (A) serán el sumatorio de las pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos (A_1), las pérdidas suciedad sobre los módulos (A_2), por reflactancia angular y espectral (A_3) y por sombreado (A_4):

$$A(\%) = \sum_{i=0}^{4} A_i = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 = 3 + 4 + 4 + 0{,}5 = 11{,}5\ \% \qquad (7.2)$$

El total de pérdidas en el generador FV es un 11,5 %.

En este caso no se ha tomado un factor de pérdidas por envejecimiento de los módulos ya que el fabricante garantiza una tolerancia positiva de medida de un 0-5% y una potencia a 5 años de más del 95% de la nominal. Estas pérdidas si se tendrán en cuenta a la hora de realizar el estudio económico a 30 años, estimándose estas en un -0,77 % anual [15].

7.1.6. Pérdidas los conductores de CC (B).

Son las pérdidas Joule en el cableado que conecta los módulos con el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexionados, etc. La caída de tensión calculada para estos conductores en su temperatura límite de trabajo es de aprox. un 1,2% Debido a que el cableado no trabajará a esta temperatura, se considerará que incluye las protecciones oportunas y por ello no se sumará un ningún extra debido a estas protecciones:

$$B = 1 - {}^{1,2}/_{100} = 0{,}988 \tag{7.3}$$

El valor del coeficiente de pérdidas en el cableado de continua es de 0,988.

7.1.7. Pérdidas en los conductores de CA (C).

Son las pérdidas Joule en el cableado que conecta el inversor con la Red. Teniendo en cuenta la caída de tensión calculada para estos conductores en su temperatura límite de trabajo y que el cableado no trabajará a esta temperatura, se estimará en un 1,025%:

$$B = 1 - {}^{1{,}025}/_{100} = 0{,}98975 \tag{7.4}$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte alterna es de 0,98975.

7.1.8. Pérdidas por disponibilidad (D).

Las pérdidas por disponibilidad son pérdidas debidas a fallos o mantenimiento de la instalación, etc…

Un valor adecuado para las pérdidas por disponibilidad es el 2,40 %, valor dado por ASIF [15] como pérdidas probables por esta causa:

$$D = (1 - {}^{2{,}40}/_{100}) = 0{,}976 \tag{7.5}$$

El valor del coeficiente relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación es de 0,976.

7.1.9. Pérdidas por el rendimiento del inversor (E)

Tomando los datos de rendimiento europeo que proporciona el fabricante se obtiene un rendimiento del 96,58%. Según los datos del fabricante:

Tabla 7.2. *Rendimiento del* inversor central GEFRAN Radius 100k.
Fuente: Datasheet del Inversor GEFRAN Radius 100k, presente en el Anexo I.

Rendimiento europeo (Euro ETA)	
Potencia AC	**η**
-	**[%]**
5% $P_{N,AC}$	91,41
10% $P_{N,AC}$	94,80
20% $P_{N,AC}$	96,47
30% $P_{N,AC}$	96,92
50% $P_{N,AC}$	97,08
75% $P_{N,AC}$	96,90
100% $P_{N,AC}$	96,90
Nominal	96,58

Por lo tanto, el valor de E que representa el rendimiento del inversor es de 0,9658.

7.1.10. Pérdidas en el seguimiento del MPP (F).

Son las pérdidas por no poder seguir el punto de máxima potencia o MPP (por sus siglas en inglés) y en los umbrales de arranque del inversor. Según el informe de ASIF **las pérdidas del MPPT y el inversor (sumadas)** se sitúan entre el 4 y el 10%. Tomando como dato de referencia la pérdida más probable del 7% del informe de ASIF [15] y teniendo en cuenta que el inversor elegido tiene un rendimiento bastante elevado (pérdidas del 3,42%) se tomará como perdidas por no seguimiento del MPP un 2%.

$$F = 1 - {}^{2}/_{100} = 0{,}98 \tag{7.6}$$

El valor del coeficiente F será 0,98.

7.1.11. Pérdidas por temperatura (Ptemp).

Las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas es uno de los parámetros más importantes a la hora de calcular la eficiencia de la instalación. Existe más de un método valido para la realización de este cálculo como aplicar el valor de temperatura en condiciones NOCT y los coeficientes térmicos presentes en el datasheet del módulo.

En esta memoria, se utilizará un método distinto para calcular la temperatura operativa de la célula FV teniendo en cuenta la ventilación de cada tipo de instalación.

Para una estimación del coeficiente térmico (α) de calentamiento de los módulos, se ha extraído la siguiente tabla de un estudio de la temperatura a 1000 W/m^2 que tiene en cuenta el tipo de instalación, la temperatura ambiente y la temperatura de módulo:

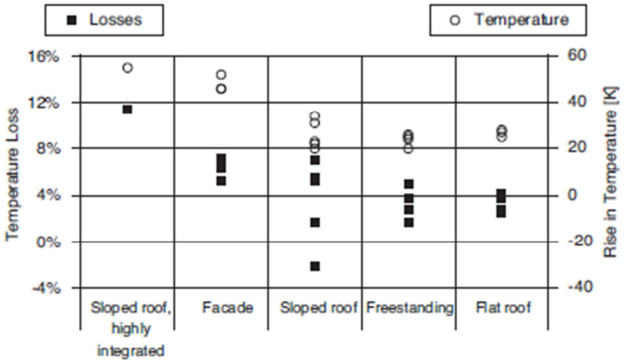


Fig. 7.1. *Perdidas por temperatura según el tipo de instalación. Fuente: Ref.* [16]

$$T_M = T_A + \alpha \cdot G \tag{7.7}$$

$$\alpha = \frac{T_M - T_A}{G} = \frac{\Delta T}{G} \tag{7.8}$$

Mediante las expresiones anteriores (7.7 y 7.8) y los datos extraídos de la figura 7.1 es posible calcular el coeficiente térmico medio de las instalaciones según su tipo de montaje:

Tabla 7.3. *Cálculo del coeficiente térmico medio para calcular la temperatura de módulo. Fuente: Elaboración propia.*

	ΔTemp [ºC]	**pérdidas [%]**	**α [ºC/(W·m^{-2})]**
Cubierta poco inclinada	55	11	0,055
Integrado	48	6,5	0,048
Techo inclinado	25	3,5	0,025
Techo plano	22	2,75	0,022
Suelo	27	3	0,027

En esta instalación, montada en el suelo, se tendría α=0,027 ºC/(W·m-2). Utilizando este coeficiente se puede obtener la temperatura media de los módulos en cualquier periodo del que se tengan datos de temperatura e irradiación. Para ello se ha obtenido la temperatura e irradiancia a lo largo de los días más significativos del año mediante la base de datos Climate-SAF PVGIS y se ha realizado el cálculo de la temperatura de los módulos. Como es una cantidad de datos muy extensa, solo se plasmará el día más significativo del mes con mayor temperatura a modo de ejemplo.

Este mes es Julio, que aunque tiene una irradiancia menor que Junio presenta temperaturas ambientales mayores:

Tabla 7.4. *Cálculo de la temperatura de módulo en el dia más significativo de Julio. Fuente: Mapa interactivo de la web del PVGIS [17] y elaboración propia (Tm).*

Jul							
Time	**G**	**T_d**	**Tm**	**Time**	**G**	**T_d**	**Tm**
[H. solar]	**[W/m^2]**	**[ºC]**	**[ºC]**	**[H. solar]**	**[W/m^2]**	**[ºC]**	**[ºC]**
5:22	35	18,1	19,045	12:37	857	27,7	50,839
5:37	48	18,7	19,996	12:52	849	27,8	50,723
5:52	60	19,3	20,92	13:07	838	27,8	50,426
6:07	71	19,9	21,817	13:22	824	27,8	50,048
6:22	94	20,5	23,038	13:37	806	27,9	49,662
6:37	133	21	24,591	13:52	785	27,9	49,095
6:52	176	21,5	26,252	14:07	760	27,8	48,32
7:07	222	22	27,994	14:22	732	27,8	47,564
7:22	269	22,4	29,663	14:37	701	27,8	46,727
7:37	316	22,9	31,432	14:52	666	27,7	45,682
7:52	365	23,3	33,155	15:07	630	27,6	44,61
8:07	412	23,7	34,824	15:22	590	27,5	43,43
8:22	459	24,1	36,493	15:37	548	27,4	42,196
8:37	505	24,5	38,135	15:52	505	27,3	40,935
8:52	548	24,8	39,596	16:07	459	27,2	39,593
9:07	590	25,1	41,03	16:22	412	27	38,124
9:22	630	25,4	42,41	16:37	365	26,9	36,755
9:37	666	25,7	43,682	16:52	316	26,7	35,232
9:52	701	26	44,927	17:07	269	26,5	33,763
10:07	732	26,2	45,964	17:22	222	26,3	32,294
10:22	760	26,5	47,02	17:37	176	26,1	30,852
10:37	785	26,7	47,895	17:52	133	25,9	29,491
10:52	806	26,9	48,662	18:07	94	25,7	28,238
11:07	824	27	49,248	18:22	71	25,5	27,417
11:22	838	27,2	49,826	18:37	60	25,2	26,82
11:37	849	27,3	50,223	18:52	48	25	26,296
11:52	857	27,4	50,539	19:07	35	24,7	25,645
12:07	860	27,6	50,82	**MEDIA POND.**	486,11	**26,59**	**44,43**
12:22	860	27,6	50,82				

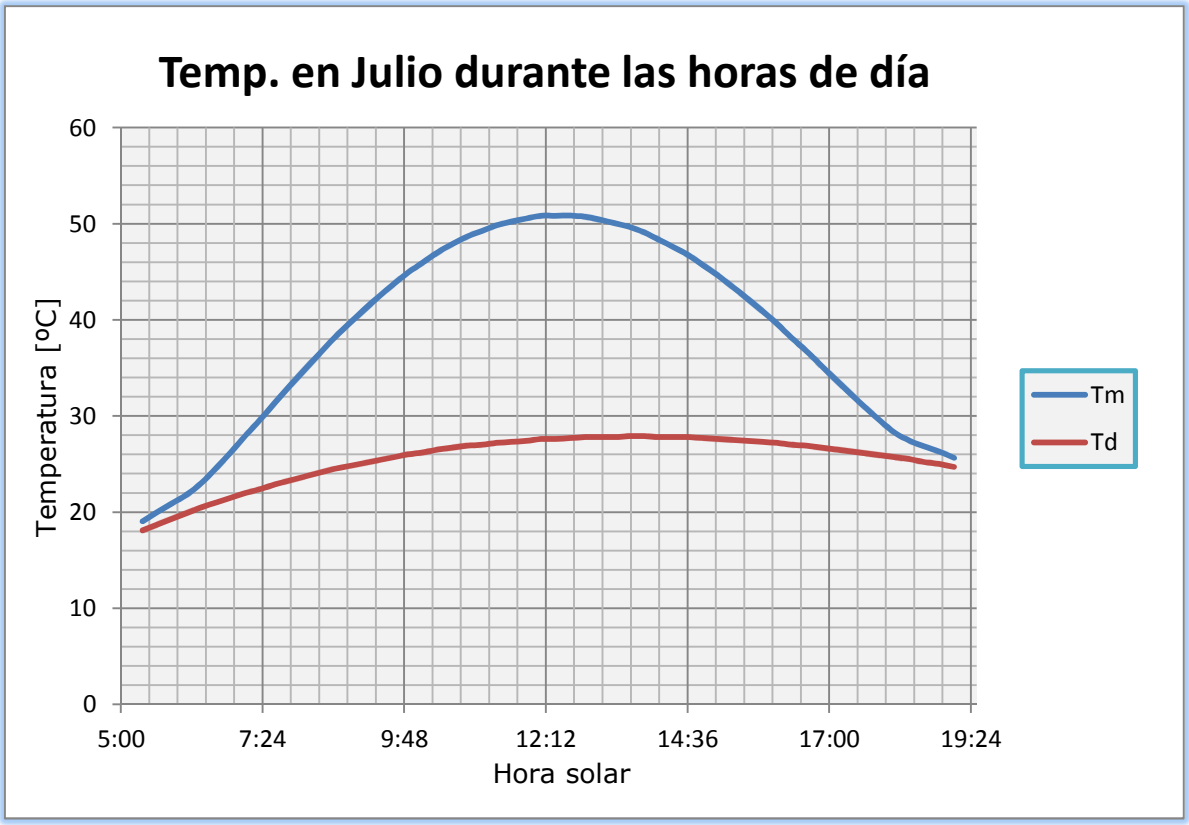


Fig. 7.2. *Gráfica de temperatura ambiente (Td) y temperatura de módulo (Tm). Fuente: Elaboración propia.*

Para el cálculo de la temperatura se utiliza una media ponderada en vez de una media aritmética ya que no tiene sentido otorgar el mismo valor a la temperatura que se tiene a primera y última hora del día, cuando la irradiancia es muy baja que a la temperatura que se tiene a las 12h, con una irradiancia entre 10 y 30 veces mayor (en este caso). Los resultados medios para todos los meses son los siguientes:

Tabla 7.5. *Cálculo de la temperatura media de módulo durante el año.*

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tm [ºC]	23,93	25,81	30,28	32,41	35,84	41,62	44,43	43,60	38,96	34,09	28,53	23,31

Una vez conseguida la temperatura de los módulos no hay más que aplicar el coeficiente térmico de potencia subministrado por el fabricante del módulo (α_p= -0.44 %/°C) con las mismas expresiones utilizadas en el capítulo 6, dedicado al dimensionado de los conductores y protecciones:

$$Pmpp_{(Tm)} = P_{PMAX(25^{\circ}C)} \cdot \left[1 + (Tm - 25) \cdot \frac{\alpha_P}{100}\right] \quad (7.9)$$

Hecho esto se obtienen las diferentes potencias máximas con G=1000 W/m^2 según la temperatura calculada anteriormente:

Tabla 7.6. *Cálculo de la potencia máxima del módulo con G=1000 W/m² durante el año.*

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Tm [ºC]	281,32	279,00	273,50	270,87	266,65	259,52	256,06	257,08	262,80	268,80	275,65	282,08

Dividiendo esta potencia entre la potencia máxima en condiciones STC (280 W) se puede obtener el porcentaje de pérdidas por temperatura:

$$Ptemp = 1 - \frac{Pmpp_{(Tm)}}{P_{PMAX(25ºC)}} \tag{7.10}$$

Tabla 7.7. *Cálculo de las pérdidas por temperatura del módulo durante el año.*

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ptemp [%]	-0,471	0,356	2,323	3,260	4,770	7,313	8,549	8,184	6,142	4,000	1,553	-0,744

La pérdida media (aritmética) por temperatura durante el año sería de 3,77% lo cual no representaría la pérdida real debido a que la irradiancia en los meses de verano es más elevada, por lo que se hará una media ponderada con la irradiación mensual en plano inclinado ($H_{(38º)}$) al igual que anteriormente con la temperatura de módulo. El resultado de esta media son unas pérdidas del 4,31%.

Este es un buen valor de pérdidas ya que el informe de ASIF considera unas pérdidas probables del 6,5% y unas pérdidas óptimas casi utópicas del 3% [15]. Esta mejora es achacable a que la instalación no se encuentra en una zona extremadamente calurosa y este tipo de instalación (fija sobre suelo en campo abierto) tiene un buen coeficiente térmico por su buena refrigeración natural.

7.1.12. Cálculo del PR mensual y anual.

Calculados todos los coeficientes, se tienen todos los datos necesarios para hallar la *Performance Ratio* de esta instalación para todos los meses del año y para la media anual, lo cual permitirá estimar la producción energética y los posteriores beneficios. Para ello se ha utilizado la expresión del apartado 1:

$$PR(\%) = \left[100 - A - Ptemp\right] \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \tag{7.11}$$

A modo de ejemplo se presentarán los cálculos del PR anual aunque se presentarán los resultados de todos los meses calculados exactamente de la misma forma en la tabla 7.8:

- **PR anual:**

$$PR(\%) = \left[100 - 11{,}5 - (4{,}31)\right] \cdot 0{,}988 \cdot 0{,}98975 \cdot 0{,}976 \cdot 0{,}9658 \cdot 0{,}98 = 76{,}05\% \tag{7.12}$$

Las pérdidas desglosadas y la potencia útil se pueden expresar también en un gráfico:

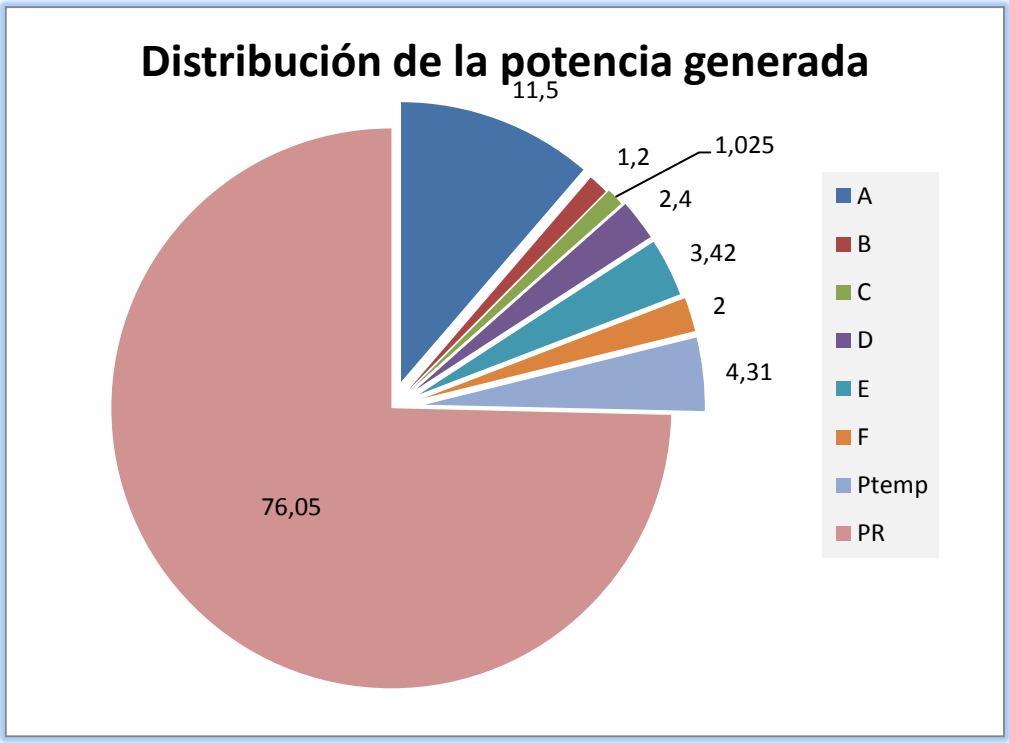


Fig. 7.3. *Gráfica de pérdidas y PR anual.*
Fuente: Elaboración propia

Este valor de PR es un resultado muy bueno ya que los valores típicos de este ratio se sitúan entre el 70 y el 80%, siendo el valor más probable según ASIF del 72% [15].

- **PR por meses:**

Tabla 7.8. *Cálculo del PR medio para cada mes.*

Periodo	A	B	C	D	E	F	Ptemp	PR
ene	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	-0,471	80,37
feb	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	0,356	79,62
mar	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	3,323	76,94
abr	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	3,260	77,00
may	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	4,770	75,64
jun	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	7,313	73,34
jul	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	8,549	72,22
ago	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	8,184	72,55
sep	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	6,142	74,40
oct	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	4,000	76,33
nov	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	1,553	78,54
dic	11,5	0,988	0,98975	0,976	0,9658	0,98	-0,744	80,62
Año	**11,5**	**0,988**	**0,98975**	**0,976**	**0,9658**	**0,98**	**4,31**	**76,05**

7.2. Estimación de la energía eléctrica inyectada a la Red.

Para la realización de la estimación de la energía eléctrica inyectada por una instalación solar fotovoltaica a la red (E_p), es necesario con saber los datos de radiación solar en el plano de los módulos (disponible en la base de datos PVGIS y calculada y verificada mediante un modelo matemático en el capítulo 2) y el rendimiento global de la instalación que se diseña, (calculado en el apartado anterior).

Para la estimación de la energía inyectada se utilizará la siguiente ecuación:

$$E_P = \frac{Gdm_{(\alpha,\beta)} \cdot P_{PMAX} \cdot PR}{G_{STC}} \tag{7.13}$$

Donde:

$Gdm_{(\alpha,\beta)}$ = Irradiación diaria mensual en plano inclinado a β grados de inclinación y orientado a α grados del Sur (kWh/m^2 · día)
P_{PMAX} = Potencia pico del generador (kWp).
PR = Rendimiento energético o *Performance Ratio* en tanto por uno.
G_{STC} = Irradiancia en STC = 1 kW/m^2.

Tal y como ya se hizo en el apartado anterior, se realizarán los cálculos de la Ep anual a modo de ejemplo, aunque se presentarán los resultados de todos los meses calculados exactamente de la misma forma en una tabla:

- **Ep anual:**

$$E_P = \frac{Gdm_{(\alpha,\beta)} \cdot P_{PMAX} \cdot PR}{G_{STC}} = \frac{5{,}44 \cdot 114{,}2 \cdot 0{,}7605}{1} = 472{,}632 \frac{kWh}{día} \tag{7.14}$$

Lo que resultaría en una producción anual de:

$$E_{P,anual} = 472{,}632 \cdot 365 = 172.510{,}2\ kWh \tag{7.15}$$

- **Ep por meses:**

Tabla 7.9. *Cálculo de la energía inyectada a la red mensualmente.*

Periodo -	Gdm [Wh/m^2]	PR [%]	Ep día [kWh/día]	Ep total [kWh]
ene	4060	80,37	372,7677	11.555,8
feb	4650	79,62	422,9699	11.843,2
mar	5620	76,94	493,9948	15.313,8
abr	6000	77,00	527,7867	15.833,6
may	6250	75,64	540,0387	16.741,2
jun	6770	73,34	567,2035	17.016,1
jul	6870	72,22	566,819	17.571,4
ago	6410	72,55	531,2805	16.469,7
sep	5660	74,40	481,0453	14.431,4
oct	4830	76,33	421,1798	13.056,6
nov	4410	78,54	395,6917	11.870,8
dic	3690	80,62	339,8358	10.534,9
Año	**5440**	**76,05**	**472,632**	**172.510,7**

A continuación se presenta un gráfico con la producción mensual a lo largo del año:

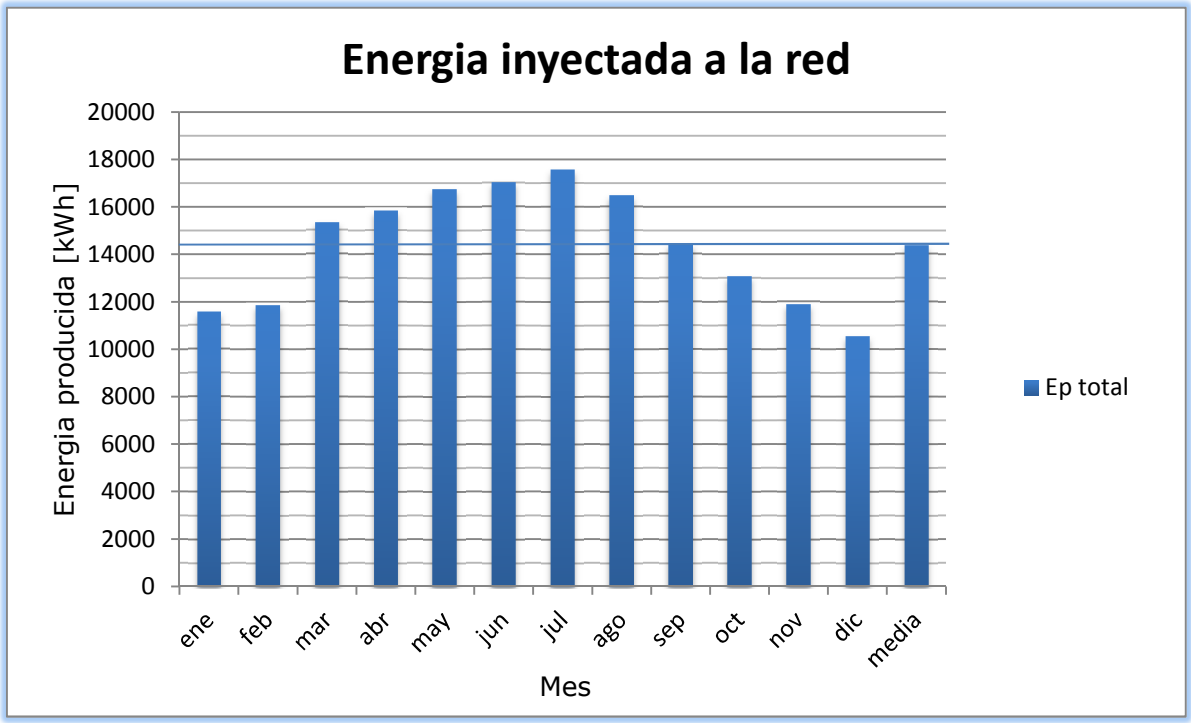


Fig. 7.4. *Gráfica de producción mensual a lo largo del año.*
Fuente: Elaboración propia.

Se considera muy buena la cantidad de energía producida. Estos datos serán cruciales para la realización de un buen estudio económico.

CAPÍTULO 8: ESTUDIO DE EMISIONES

8.1. Emisiones medias de la producción actual.

Uno de las principales ventajas de la energía solar, es que no produce ningún tipo de emisiones contaminantes (ni directa ni indirectamente) para la producción de electricidad una vez los módulos están construidos y ensamblados. Gracias esto, toda la energía producida mediante esta tecnología será un beneficio respecto a las energías convencionales desde el punto de vista medioambiental. Partiendo de este principio, tiene mucho sentido hacer una estimación del ahorro tanto en el aspecto económico como en el medioambiental (emisiones contaminantes).

En este capítulo se hará una estimación de la cantidad de gases contaminantes de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO_2), el dióxido de azufre (SO_2) o los óxidos de nitrógeno (N_XO_Y).

El valor de las emisiones, dependerá en gran medida del tipo de central generadora con la que se compare el generador fotovoltaico, siendo muy distintas las emisiones de una central a otra. Una central de gas de ciclo combinado, de gran eficiencia, mientras que una central de carbón que queme carbón tendrá unas emisiones mucho más elevadas (estimados en 0,961 kg/kWh de CO_2). Por ello se utilizará datos medios de emisiones de la energía inyectada a la red eléctrica española en el año 2009 y 2010:

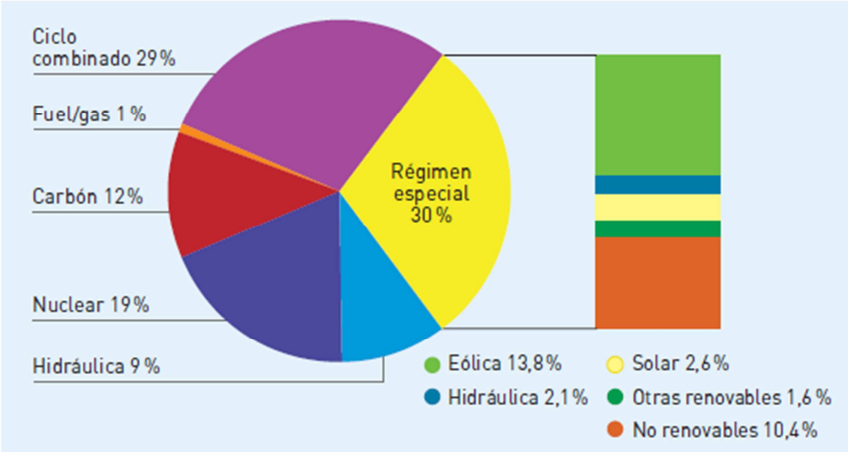


Fig 8.1. *Proporción los medios de producción eléctrica en España en 2009. Fuente: Informe anual 2009 de REE* [18].

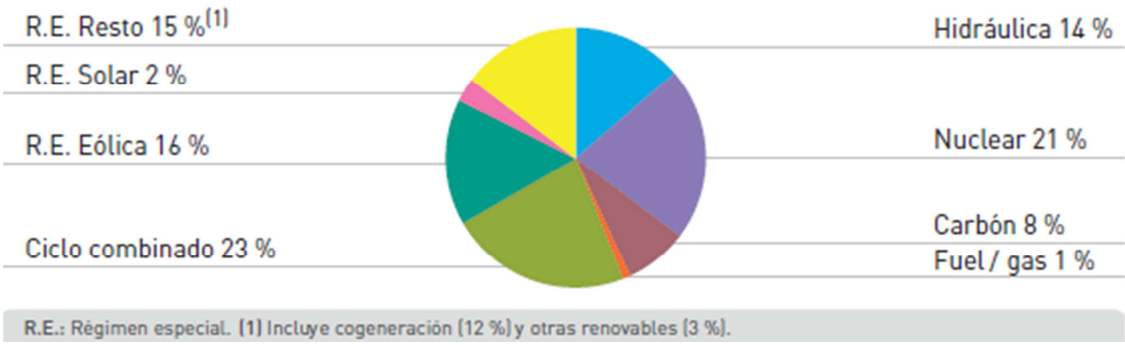


Fig 8.2. *Proporción los medios de producción eléctrica en España en 2010. Fuente: Avance del informe anual 2010 de REE [19].*

Cabe destacar que estos son datos promedio, para realizar un cálculo de emisiones ya que la mayoría de clases de energías renovables presentan una gran variabilidad. Por ejemplo, el 9 de noviembre se registró el último récord de producción de energía eólica diaria con 315.258 MWh, una producción que permitió cubrir el 43% de la demanda de ese día. Así mismo, en febrero se produjo un máximo mensual de energía eólica que cubrió el 21% de la demanda de ese mes, mientras que el día 26 de junio a las 10.32 horas apenas cubrió el 1%.

La demanda peninsular de energía eléctrica finalizó el año 2010 en 259.940 GWh, un 3,2% superior a la del 2009, tal y como se puede observar en la tabla 8.1.

Tabla 8.1. *Balance energético anual del año 2010. Fuente: Avance del informe anual 2010 de REE [20].*

Tipo de producción de energía eléctrica	**Energía producida [GWh]**	**Diferencia 10/09 [%]**
Hidráulica	38.001	59,3
Nuclear	61.944	17,4
Carbón	22.372	-33,9
Fuel/gas	1.847	-11,3
Ciclo combinado	64.913	-17,1
Régimen ordinario	**189.077**	**-0,9**
Eólica	42.656	-6,3
Solar	6.910	13,0
Resto régimen especial	40.896	18,5
Régimen especial	**90.462**	**19,6**
Consumos en generación	-6.670	6,7
Generación Neta	**272.869**	**3,4**
Consumos de bombeo	-4.439	18,8
Intercambios internacionales	-8.490	4,8
Demanda	**259.940**	**3,2**

Según los datos extraídos del avance del informe anual del año 2010 de REE, las emisiones de CO_2 del 2010 se han estimado en 58,7 millones de toneladas [21], un 20 % menos que en 2009 debido al aumento de la producción de las energías limpias y el descenso de la producción en las centrales térmicas.

Para este nivel de generación eléctrica (272.869 GWh) y emisiones de gases ($58{,}7 \cdot 10^9$ Kg de CO_2) justificados anteriormente, tenemos las siguientes emisiones medias por cada kWh producido:

$$Emisiones\ de\ CO_2 = \frac{kg\ de\ CO2}{kWh\ producido} = \frac{58{,}7 \cdot 10^9}{259.940 \cdot 10^6} = 0{,}225821\ {}^{kg}/_{kWh} \qquad (8.1)$$

Este cálculo de las emisiones de CO_2 se corresponden aproximadamente con el informe "Observatorio de la electricidad" de WWF/Adena de Junio del 2008, del cual se extraen los siguientes datos [22]:

Emisiones de CO_2 = 0,225 kg/kWh

Emisiones de SO_2 = 0,337 g/kWh

Emisiones de N_XO_Y= 0,291 g/kWh

Residuos radioactivos de baja y media actividad = 0,0022 cm^3/kWh

Residuos radioactivos de alta actividad = 0,271 mg/kWh

Como se puede observar, la emisión media de gases es inferior a los de una central de ciclo combinado ya que ni las centrales hidroeléctricas, las FV, etc… así como las centrales nucleares emiten este tipo de gases pero estas últimas generan residuos radioactivos: 0,0022 cm^3/kWh de baja y media actividad y 0,271 mg/kWh de alta actividad.

Salvando las pequeñas diferencias en la proporción de emisión de CO_2 debido a la variabilidad de la producción, pueden tomarse estos datos como base para el cálculo de las emisiones de SO_2, N_XO_Y y los diferentes tipos de residuos radioactivos, a falta de una fuente de datos oficial (los informes de REE no incluyen este dato).

8.2. Resultados del estudio.

Con los datos de emisiones contaminantes por kWh de la electricidad producida en España, es fácil calcular la cantidad de gases y material radioactivo que ahorraría una central fotovoltaica. Para ello solo hay que multiplicar la energía que se espera que genere durante un año por los datos antes calculados:

$$Ahorro\ de\ CO_2 = Emisiones\ CO_2 \cdot E_D = 0{,}225821 \cdot 172.510 = 38.956{,}38\ kg \approx 38{,}96\ t \qquad (8.2)$$

$$Ahorro\ de\ SO_2 = Emisiones\ SO_2 \cdot E_D = 0{,}337 \cdot 172.510 = 58.135{,}87\ \text{g} \approx 58{,}14\ kg \qquad (8.3)$$

$$Ahorro\ de\ N_X O_Y = Emisiones\ N_X O_Y \cdot E_D = 0{,}291 \cdot 172.510 = 50.200{,}41\ \text{g} \approx 50{,}20\ kg \quad (8.4)$$

$$Ahorro\ de\ residuos\ de\ baja\ y\ media\ actividad = 0{,}0022 \cdot 172.510 = 379{,}522\ cm^3 \quad (8.5)$$

$$Ahorro\ de\ residuos\ de\ alta\ actividad = 0{,}271 \cdot 172.510 = 46.750{,}21\ mg \approx 46{,}75\ g \quad (8.6)$$

Sin tener en cuenta el cambio gradual hacia energías más limpias ni la reducción del rendimiento a lo largo de ese tiempo y tomando como tiempo de funcionamiento de la huerta solar la vida útil de un módulo fotovoltaico, es decir, 30 años, las emisiones de gases evitadas y la reducción de residuos radioactivos producidos durante todo este tiempo, ascienden aproximadamente a:

1168,7 t de CO_2

1744 kg de N_XO_Y

1506 kg de SO_2

11.386 cm^3 de residuos radioactivos de baja y media actividad.

1402,5 g de residuos radioactivos de alta actividad.

CAPÍTULO 9: BIBLIOGRAFÍA.

9.1. Bibliografía de consulta.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Miguel Alonso Abella, 619 pág. 2a edición, 2005, Madrid. Publicaciones técnicas, S.L. ERA SOLAR

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: MANUAL DEL PROYECTISTA. Junta de Castilla y León - Consejería de economía y empleo, Ente Regional de la Energía de Castilla y León, 161 pág. 1a edición, 2004.

REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN. Mc Graw Hill, 421 pág. 1ª edición

UNDERSTANDING TEMPERATURE EFFECTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE. Thomas Nordmann, Luzi Clavadetscher. TNC Consulting AG, Seestrasse 141, CH-8703 Erlenbach, Switzerland. Artículo técnico.

SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES. John A. Duffie y William A. Beckman. John Wiley & Sons Inc. 919 pág. 2a edición, 1980.

UNDERSTANDING TEMPERATURE EFFECTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE. Thomas Nordmann, Luzi Clavadetscher. TNC Consulting AG, Switzerland

APUNTES DE ENERGÍAS RENOVABLES. EUETIB.

9.2. Referencias

[1] SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES. John A. Duffie y William A. Beckman. John Wiley & Sons Inc. Figura 1.4.1.

[2] http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml

La energía solar fotovoltaica y sus aplicaciones. Fig.Nº6. Componentes de la radiación solar terrestre total.

[3] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eu_opt/pvgis_solar_optimum_ES.png
Joint Research Center, PVGIS. Huld T., Cebecauer T., Šúri M. y Dunlop E. D.

[4] http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_02_b0077cba.pdf

Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, Fig. 7.

[5] Condiciones Técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de Fecsa Endesa. NORMA TÉCNICA PARTICULAR ACOMETIDAS E INSTALACIONES DE ENLACE EN BAJA TENSIÓN (NTP-IEBT). Octubre 2006. Apartado 9.

[6] Condiciones Técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de Fecsa Endesa. NORMA TÉCNICA PARTICULAR INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS INTERCONECTADAS A LA RED DE

DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN. (NTP-FVBT). Junio 2009. Apartado 11, Figura 5. Esquemas CGP.

[7] NTP-FVBT. Apartado 13, Figura 6. Esquema unifilar CPMFV.

[8] NTP-IEBT. Octubre 2006. Apartado 15, Figura 14. Recinto para ubicar la CGP y el CM.

[9] NTP-FVBT. Apartado 13, Figura 7. TMF 10–IFV y Figura 8. TMF 1–IFV.

[10] NTP-FVBT. Apartado 14, Figura 11. Red trifásica (medida indirecta).

[11] NTP-FVBT. Apartado 14, Figura 12. Regletas de comprobación.

[12] NTP-FVBT. Apartado 14, Figura 13. Módulo de alimentación auxiliar.

[13] http://www.aperca.org/temppdf/ASIF_Informe_2008.pdf

ASIF, INFORME ANUAL 2008. Páginas 14 y 15 (Pérdidas).

[14] Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. Apartado 4, Tabla I.

[15] Datos extraidos del datasheet del módulo STP280-24/Vd, presente en el Anexo I.

[16] UNDERSTANDING TEMPERATURE EFFECTS ON PV SYSTEM PERFORMANCE. Thomas Nordmann, Luzi Clavadetscher. TNC Consulting AG, Switzerland. Figure 7.

[17] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php.
Utilizar las coordenadas del emplazamiento descrito en el apartado 1.2. Situación y emplazamiento y las opciones: Radiation Database: Climate-SAF PVGIS; Month: July; Inclination: 38º; Orientation; 0º.

[18] http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/sintesis_REE_2009.pdf
El sistema eléctrico español, síntesis del año 2009. Red eléctrica de España. Figura: Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica (sistema peninsular).

[19] http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Avance_REE_2010.pdf

El sistema eléctrico español, avance del informe 2010. Red eléctrica de España. Apartado 2.1. Figura: Cobertura de la demanda anual.

[20] El sistema eléctrico español, avance del informe 2010. Red eléctrica de España. Apartado 1: Balance eléctrico y potencia instalada. Tabla: Balance eléctrico anual.

[21] El sistema eléctrico español, avance del informe 2010. Red eléctrica de España. Introducción, página 6: *"El aumento de generación con energías renovables por un lado, y la menor producción de las centrales térmicas, por otro, han contribuido a reducir las emisiones de CO2 del sector eléctrico, que se han estimado para el 2010 en 58,7 millones de toneladas, un 20 % menos que en 2009."*

[22] http://www.lageneraciondelsol.com/documentos/biblioteca/14720081327311_Observatorio-de-la-Electricidad-de-WWF-Adena-Junio-2008.pdf

Observatorio de la electricidad. WWF/Adena, Junio de 2008. Apartado: Origen de la electricidad (Desglose).