

Proyecto AQUAMAC

MAC 2.3/C58

Paquete de tareas P1.PT1

PROPUESTAS DE ACCIÓN PARA OPTIMIZAR LA AUTOSUFICIENCIA
ENERGÉTICA DE LOS CICLOS DEL AGUA

Tareas PT1-T1

Establecimiento de metodología y especificaciones técnicas
para los estudios de potencial y auditorías energéticas.
Localización de los ámbitos de trabajo por parte de los socios

Anexo Entregable 3

Anexo Guía para la realización de estudios de viabilidad
técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la
energía solar fotovoltaica como apoyo a los ciclos del agua:

Dimensionado de instalaciones

Entidad responsable: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Fecha realización: Septiembre 2004

Fecha última actualización: 9 de Febrero de 2004

1	DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	3
1.1	Distancia mínima entre filas de módulos	3
1.2	Estructura soporte	5
2	DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED	6
2.1	Dimensionado del generador fotovoltaico	6
2.2	Sección del conductor de corriente continua	9
2.3	Sección del conductor de corriente alterna	12
2.4	Protecciones	14

ASPECTOS GENERALES DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

1 DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1 Distancia mínima entre filas de módulos

En el caso de que los módulos se dispongan en filas, la separación entre líneas se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del período de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente.

En equipos que se utilicen todo el año o en invierno, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre (recordemos que nos estamos refiriendo al hemisferio Norte). En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$h_o = (90^\circ - \text{latitud}) - 23,5^\circ$$

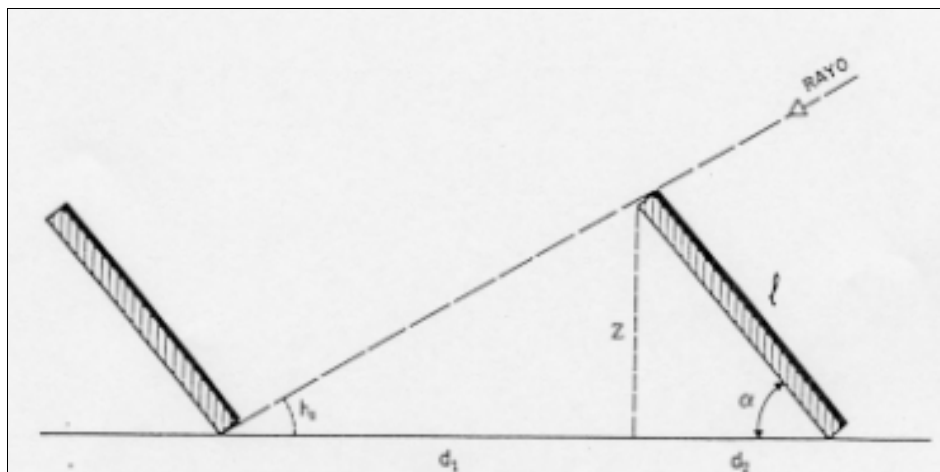


Figura 1. Distancia mínima entre módulos

En la figura vemos que la distancia mínima, d , entre filas de módulos vale:

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tan h_0} + \frac{z}{\tan a} = \frac{l \operatorname{sen} a}{\tan h_0} + \frac{l \operatorname{sen} a}{\tan a}$$

Por tanto, la fórmula de la distancia mínima entre hileras de paneles queda así:

$$d = l \cdot \left(\frac{\operatorname{sen} a}{\tan h_0} + \cos a \right)$$

En diciembre y primera mitad de enero, incluso respetando dicha distancia mínima, pueden producirse sombras de unas hileras de módulos sobre las posteriores en las primeras y últimas horas del día. Por ello, es imprescindible aumentar en un 25% la distancia d obtenida en la fórmula.

$$d = 1,25 \cdot l \cdot \left(\frac{\operatorname{sen} a}{\tan h_0} + \cos a \right)$$

En el caso de que las filas de módulos se dispusieran sobre una superficie no horizontal, sino inclinada un ángulo γ (por ejemplo, un tejado inclinado), la expresión se convertiría en:

$$d = 1,25 \cdot l \cdot \left(\frac{\operatorname{sen}(a - g)}{\tan(h_0 + g)} + \cos(a - g) \right)$$

Para la latitud de las Islas Canarias (28°N) podemos utilizar la siguiente expresión:

$$d = 1,25 \cdot k \cdot l$$

siendo:

- d la separación entre filas.
- l la altura del módulo.
- k un coeficiente cuyo valor se obtiene de la siguiente tabla a partir de la inclinación de los módulos con respecto a un plano horizontal.

Inclinación (°)	10	15	20	25	30	35	40	45
Coeficiente k	1,203	1,291	1,370	1,438	1,495	1,540	1,574	1,596

1.2 Estructura soporte

El anclaje y la propia estructura deberán ser suficientes para garantizar su comportamiento estable frente a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y, como mínimo, deben resistir velocidades de 150 km/h.

En muchos casos, el propio fabricante o distribuidor de los paneles suministra la estructura adecuada para los mismos, según el número de ellos, o bien facilita las dimensiones de los perfiles adecuados para formarla.

En instalaciones muy grandes, sin embargo, lo normal es diseñar una estructura especialmente pensada para el caso, confiando su diseño y cálculo a un especialista.

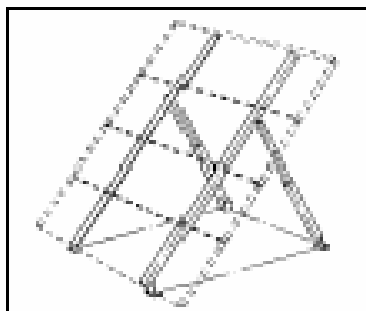


Figura 2. Estructura soporte tipo

2 DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

2.1 Dimensionado del generador fotovoltaico

Para el cálculo del generador fotovoltaico se parte del rango de tensión de entrada del inversor (dato suministrado por el fabricante).

En algunos casos la configuración del generador fotovoltaico viene ya establecida por el fabricante del inversor, aunque en muchos de ellos se sobredimensiona el campo fotovoltaico en relación a lo óptimo para cada emplazamiento, ya que los cálculos se realizan para países del continente europeo.

Se mostrará a continuación el proceso con un ejemplo de aplicación para un inversor con las siguientes características:

Inversor¹:

¹ Rango de tensión de entrada de panel en vacío a 25°C

- Mínimo 105,0 V_{cc}
- Máximo 185,0 V_{cc}
- Rango de potencia pico recomendable 2500...5000 W



Figura 3. Inversor

Módulo fotovoltaico:

- Potencia 120,0 W
- Corriente en punto máxima potencia 7,1 A
- Tensión en punto de máxima potencia 16,9 V_{cc}
- Tensión de circuito abierto 21,0 V_{cc}

Los datos referentes al módulo fotovoltaico son en condiciones de prueba standard de 1000 W/m², temperatura de la célula de 25°C.

El método consiste en calcular el nº de módulos fotovoltaicas que es necesario conectar en serie para conseguir el rango de tensión de trabajo del inversor. Las operaciones a realizar son:

$$105,0 \text{ V}_{cc} / 16,9 \text{ V}_{cc} = 6,2 \text{ paneles}$$

$$185,0 \text{ V}_{cc} / 16,9 \text{ V}_{cc} = 10,9 \text{ paneles}$$

No debe tomarse una configuración en serie que se encuentre muy cercana al mínimo de entrada del inversor, ya que los datos de partida suelen tomarse para temperaturas de célula de 25°C, y en las condiciones reales se trabaja a mayor temperatura con la consiguiente disminución de la tensión de trabajo del módulo. Como se observa en este ejemplo, para estar dentro del rango de tensión de entrada del inversor se deben colocar en serie entre 8 y 9 paneles.

Conocida la potencia nominal del inversor (4 kW en este caso), se determinan los módulos fotovoltaicos que se deben conectar en paralelo para obtener la máxima potencia. Los cálculos a realizar, en este caso, son:

$$I_{\text{máx}} = 4000,0 \text{ W} / 105,0 \text{ V}_{\text{cc}} = 38,1 \text{ A}$$

$$I_{\text{mín}} = 4000,0 \text{ W} / 185,0 \text{ V}_{\text{cc}} = 21,6 \text{ A}$$

Sabiendo que cada módulo fotovoltaico proporciona una corriente en punto de máxima potencia de 7,1 A se obtiene que:

$$38,1 \text{ A} / 7,1 \text{ A} = 5,37 \text{ paneles}$$

$$21,6 \text{ A} / 7,1 \text{ A} = 3,04 \text{ paneles}$$

Por lo anterior vemos que la conexión óptima corresponde a conectar cuatro o cinco paneles en paralelo.

La potencia pico total del campo fotovoltaico, para la latitud y condiciones de Canarias, en instalaciones con estructura fija, debe ser en torno a un 10 % superior a la nominal del inversor. Potencias superiores son admisibles, pero implican un sobrecoste para el usuario. Por tanto, la potencia pico de entrada al inversor debe estar sobre:

$$1,1 \times 4.000 \text{ W} = 4.400 \text{ W}$$

Esto equivale a:

$$n^{\circ} \text{ total de módulos} = \frac{4.400}{120} \approx 37$$

Son aceptables configuraciones como:

- 4 generadores fotovoltaicos compuestos por 9 módulos en serie (4 x 9).
- 5 generadores fotovoltaicos compuestos por 8 módulos en serie (5 x 8).

Otra forma de de realizar el cálculo anteriormente es partiendo de la tensión máxima que aporta la conexión en serie de ocho módulos fotovoltaicos. Se establecen los conjuntos a conectar en paralelo para hasta obtener la potencia máxima adecuada.

2.2 Sección del conductor de corriente continua

El cálculo de la sección del conductor de corriente continua que une cada uno de los generadores fotovoltaicos con el inversor, se realiza en función de la potencia pico del generador. La caída de tensión admisible no debe ser superior al 1%.

Respecto al cableado de la instalación, es muy importante minimizar todo lo posible la longitud del cable a utilizar.

El valor de la resistencia de un conductor viene dado por las expresiones:

$$R = r \frac{L}{S} = \frac{L}{s \bullet S}$$

Donde:

R = resistencia en ohmios

r = resistividad en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

L = longitud en m

S = sección del conductor en mm^2

s = conductividad

Por otro lado, la relación entre la resistencia, la caída de tensión y la intensidad es:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I}$$

donde:

$V_a - V_b$ = diferencia de potencial entre a y b en V

I = intensidad en A

Por lo tanto,

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} = \frac{L}{s \cdot S} \Rightarrow S = \frac{L \cdot I}{s \cdot (V_a - V_b)}$$

Como habitualmente el conductor utilizado es el cobre y el valor de su resistividad para hilo estirado en frío es de $0,01786 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$, tenemos que:

$$r = \frac{1}{s} = \frac{1}{0,01786} \approx 56$$

por lo que, teniendo en cuenta que $P = V \cdot I$, y que $V_a - V_b = \Delta V / 2$ porque el cable engloba al conductor de ida y al de vuelta, siendo ΔV la caída de tensión en V .

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{56 \cdot V^2 \cdot \frac{\Delta V}{V}} \cdot 100$$

Esta fórmula nos permite calcular la sección del conductor en función de la potencia del receptor, la longitud del cable, la tensión de generación, y la caída de tensión en %.

Las secciones más usuales utilizadas en conductores eléctricos de cobre son de 1,5; 2,5; 4; 6; 10 ;16 y 25 mm². Generalmente, la sección obtenida es suficiente para proteger contra eventuales sobreintensidades. Sin embargo, en el caso de tener varias ramas en paralelo conectados al inversor, no está de más realizar una comprobación de que la sección sea suficiente para soportar la corriente de cortocircuito del total del generador, o proteger las ramas mediante fusibles.



Figura 4. Cartuchos portafusibles

En el ejemplo anterior cada uno de los 5 generadores fotovoltaicos estaba compuesto por 8 módulos en serie (5 x 8), por lo que la potencia pico de cada uno de ellos es de 8 x 120 = 960 W. Por ello, para una longitud de 10 m:

$$S = \frac{2 \cdot 960 \cdot 10}{56 \cdot 135,2^2 \cdot 1} \cdot 100 = 1,9 \text{ mm}^2$$

Sería admisible una sección de 2,5 mm² aunque lo habitual es disponer un cable de 2x4 mm², ya que se trata de maximizar la electricidad inyectada a la red disminuyendo la caída de tensión, y el coste del aumento de sección no es relevante.

2.3 Sección del conductor de corriente alterna

La fórmula de cálculo es función del tipo de conductor que se utilice (bipolar, tetrapolar, etc.), teniendo en cuenta el tipo de conexión (monofásica/trifásica)

Intensidad

La intensidad que circula por cada línea o circuito nos viene determinada por las siguientes expresiones:

- a) Líneas o circuitos trifásicos.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos j}$$

- b) Líneas o circuitos monofásicos.

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos j}$$

donde:

I = Intensidad en A.

P = Potencia total simultánea considerada.

U = tensión nominal en el punto de conexión (380 V si es trifásica y 220 V si es monofásica).

cos ϕ = factor de potencia (entre 0,8 y 1,0 en función del inversor).

Intensidad máxima admisible

La intensidad admisible del cable determinado deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real, de forma que el incremento de temperatura provocado por la corriente eléctrica no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a la admitida por el aislamiento.

Caída de tensión

La caída de tensión entre fase y neutro se calculará por medio de las siguientes expresiones:

a) Líneas o circuitos trifásicos.

$$e(\%) = \frac{P \cdot L}{56 \cdot U^2 \cdot S} \cdot 100$$

b) Líneas o circuitos monofásicos.

$$e(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{56 \cdot U^2 \cdot S} \cdot 100$$

donde:

$e(\%)$ = Caída de tensión en %.

P = Potencia total simultánea considerada.

U = Tensión nominal (380 V en trifásico, 220 V en monofásica).

L = Longitud de la línea en m.

S = Sección en mm^2 .

La caída de tensión de la línea de corriente alterna no viene determinada por ningún reglamento, sino por los intereses del titular de la instalación. Por lo tanto, para maximizar la energía inyectada a la red, ésta no debería ser superior al 0,5%, aunque en el caso de grandes longitudes sería admisible un 1,0%.

En el ejemplo anterior, para un cable bipolar de 25 m en conexión monofásica:

$$S = \frac{2 \cdot 4800 \cdot 25}{56 \cdot 220^2 \cdot 0,5} \cdot 100 = 17,7 \text{ mm}^2$$

Se utilizará un cable de $2 \times 25 \text{ mm}^2$.

Nota: aunque la potencia nominal del inversor es de 4 kW se ha optado por tomar la potencia pico de la instalación, lo cual permite un margen de seguridad.

2.4 Protecciones

En el caso de que se dispongan fusibles en la parte de corriente continua de la instalación fotovoltaica, el calibre de éstos será tal que permita el funcionamiento normal de la instalación para la intensidad máxima de funcionamiento de la línea. Por tanto, se utilizarán fusibles cuyo calibre sea el comercialmente disponible inmediatamente superior a la intensidad máxima de la línea. Se debe tener en cuenta que

la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico es sólo entre un 10-20 % superior a la intensidad máxima, por lo que el calibre de los fusibles no debe ser superior a la intensidad de cortocircuito del generador.

Para dimensionar los interruptores magnetotérmicos y el interruptor diferencial de la instalación se seguirá el mismo criterio, calculándose la corriente máxima que circulará por la línea de alterna, y utilizando el comercialmente disponible de calibre superior.

Los calibres de interruptores magnetotérmicos disponibles comercialmente para el rango de corrientes habituales en estas instalaciones son 10, 16, 25, 30, 35 y 40 A. Asimismo, los interruptores diferenciales más habituales para este tipo de instalaciones son los de 2x25 A ó 2x40 A; y 30 mA de sensibilidad, en el caso de conexión monofásica, y 4x25 A ó 4x40 A; y 30 mA en el caso de conexión trifásica.