

Trabajo fin de grado  
Grado en ingeniería de tecnologías industriales

Reconfiguración dinámica del campo solar de una  
planta fotovoltaica para maximizar la producción de  
energía

Autor: Salvador Cabello García

Tutor: José María Maza Ortega

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018





Trabajo fin de grado  
Grado en ingeniería de tecnologías industriales

# **Reconfiguración dinámica del campo solar de una planta fotovoltaica para maximizar la producción de energía**

Autor:

Salvador Cabello García

Tutor:

José María Maza Ortega

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2018



Trabajo fin de grado: Reconfiguración dinámica del campo solar de una planta fotovoltaica para maximizar la producción de energía

Autor: Salvador Cabello García

Tutor: José María Maza Ortega

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*

*A mis amigos*

# Agradecimientos

---

Llegados a este punto, me gustaría dedicar unas palabras de agradecimiento a todas aquellas personas que me han acompañado durante toda mi vida.

En primer lugar a mis padres, por su eterna dedicación hacia mis hermanos y hacia mí, lo han dado todo por educar y sacar adelante nuestra familia. A toda mi familia (abuelos, tíos, primos...) por apoyarme siempre.

A mis amigos y amigas de toda la vida, que siempre me han apoyado cuando las cosas no iban de cara, a mi grupo El Perdón de Cristo, esencial en mi vida ; y los amigos que durante estos cuatro años he conocido en Sevilla y en especial en la Escuela.

A mi tutor José María por darme la oportunidad de realizar este trabajo, del cual estoy muy satisfecho, y ayudarme para conseguirlo. A todos los profesores que me han formado en las diferentes etapas de mi vida, en especial a los de esta Escuela por formarme en lo que verdaderamente me apasiona que es la ingeniería.

A todos, GRACIAS.

*Salvador Cabello García*

*Sevilla, 2018*

# Resumen

---

El objetivo de este trabajo es estudiar cómo mejorar el rendimiento de las plantas fotovoltaicas mediante la reducción de las pérdidas Joule, basado en el aumento de la tensión DC de las ramas en paralelo usando reconfiguración dinámica de los paneles fotovoltaicos.

A lo largo del trabajo se hace una pequeña introducción al mundo de la energía solar, en especial la fotovoltaica, para después desarrollar cuáles son los componentes de las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red y cómo diseñarlas hasta llegar al capítulo principal que es la reconfiguración dinámica, a grandes rasgos lo que se pretende es estar siempre en el límite de tensión superior del rango MPPT del inversor, establecido por las condiciones de irradiancia y temperatura del momento, para disminuir la corriente que llega al inversor logrando así disminuir las pérdidas Joule.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>viii</b>
<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Índice</b>	<b>x</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xiii</b>
<b>Notación</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introducción a la energía solar</b>	<b>1</b>
1.1. <i>El Sol</i>	2
1.2. <i>Radiación solar</i>	2
1.3. <i>Efecto fotovoltaico</i>	4
1.4. <i>Célula fotovoltaica</i>	5
<b>2 Componentes de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red</b>	<b>7</b>
2.1. <i>Panel fotovoltaico</i>	7
2.1.1. Modelo eléctrico y matemático	7
2.1.2. Características eléctricas	9
2.2. <i>Inversor fotovoltaico</i>	12
2.2.1. Características eléctricas	13
2.2.2. Tipos de conexión	14
2.2.3. Tipos de configuración	14
2.2.4. Topologías de conexión a red	17
2.2.5. Seguimiento del punto de máxima potencia	18
2.3. <i>Protecciones</i>	22
2.4. <i>Cableado</i>	24
<b>3 Diseño de instalaciones fotovoltaicas</b>	<b>27</b>
3.1. <i>Orientación e inclinación de los paneles</i>	27
3.2. <i>Datos meteorológicos</i>	27
3.3. <i>Sombras</i>	28
3.4. <i>Selección del inversor</i>	30
3.5. <i>Coordinación serie-paralelo</i>	30
<b>4 Reconfiguración dinámica</b>	<b>33</b>
<b>5 Conclusiones y líneas futuras</b>	<b>46</b>
<b>Referencias</b>	<b>47</b>
<b>Glosario</b>	<b>48</b>
<b>Anexo A. Código matlab del modelo matemático</b>	<b>49</b>
<b>Anexo B. Código matlab del método de Newton-Rapshon</b>	<b>50</b>
<b>Anexo C. Modelo simulink del modelo matemático</b>	<b>51</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 1.4.1. Características de las células fotovoltaicas</b>	<b>6</b>
<b>Tabla 4.1. Características panel fotovoltaico ATERSA A-250P</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 4.2. Características inversor INGETEAM 3 PLAY SERIE 100TL</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 4.3. Análisis mes de enero</b>	<b>36</b>
<b>Tabla 4.4. Intensidades para enero</b>	<b>38</b>
<b>Tabla 4.5. Análisis mes de abril</b>	<b>39</b>
<b>Tabla 4.6. Intensidades para abril</b>	<b>40</b>
<b>Tabla 4.7. Análisis mes de julio</b>	<b>41</b>
<b>Tabla 4.8. Intensidades para julio</b>	<b>42</b>
<b>Tabla 4.9. Análisis mes de octubre</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 4.10. Intensidades para octubre</b>	<b>44</b>
<b>Tabla 4.11. Comparativa de la reducción de pérdidas</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 5.1. Media de la producción mensual</b>	<b>46</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

<b>Figura 1.1. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España</b>	<b>1</b>
<b>Figura 1.2.1. Irradiación solar</b>	<b>3</b>
<b>Figura 1.2.2. Tipos de radiación solar</b>	<b>3</b>
<b>Figura 1.3.1. Efecto fotovoltaico</b>	<b>4</b>
<b>Figura 1.4.1. Clasificación de las células fotovoltaicas</b>	<b>5</b>
<b>Figura 2.1.1.1. Modelo eléctrico del panel fotovoltaico</b>	<b>7</b>
<b>Figura 2.1.2.1. Gráficas I-V y P-V en el punto nominal</b>	<b>10</b>
<b>Figura 2.1.2.2. Gráficas I-V y P-V a temperatura variable</b>	<b>11</b>
<b>Figura 2.1.2.3. Gráficas I-V y P-V a irradiancia variable</b>	<b>12</b>
<b>Figura 2.2.1. Inversor fotovoltaico</b>	<b>12</b>
<b>Figura 2.2.1.1. Ejemplo de catálogo de inversores</b>	<b>13</b>
<b>Figura 2.2.3.1. Esquema de sistema fotovoltaico con inversor centralizado y ejemplo de inversor centralizado de ABB PVS800</b>	<b>14</b>
<b>Figura 2.2.3.2. Esquema de configuración en hileras y ejemplo de inversor en hilera IGSI</b>	<b>15</b>
<b>Figura 2.2.3.3. Esquema de configuración multihilera</b>	<b>16</b>
<b>Figura 2.2.3.4. Configuración modular y ejemplo de micro-inversor</b>	<b>16</b>
<b>Figura 2.2.4.1. Topología de una sola etapa (DC/AC)</b>	<b>17</b>
<b>Figura 2.2.4.2. Topología de doble etapa (DC/DC + DC/AC)</b>	<b>18</b>
<b>Figura 2.2.5.1. Algoritmo de perturbación y observación</b>	<b>19</b>
<b>Figura 2.2.5.2. Diagrama de flujo del algoritmo de perturbación y observación</b>	<b>20</b>
<b>Figura 2.2.5.3. Algoritmo de la conductancia incremental</b>	<b>21</b>
<b>Figura 2.2.5.4. Diagrama de flujo del algoritmo de la conductancia incremental</b>	<b>21</b>
<b>Figura 2.3.1. Esquema de protecciones</b>	<b>22</b>
<b>Figura 2.3.2. Símbolo eléctrico del varistor</b>	<b>23</b>
<b>Figura 2.3.3. Esquema de protección con varistores</b>	<b>23</b>
<b>Figura 3.1.1. Definición de la orientación e inclinación de un panel fotovoltaico</b>	<b>27</b>
<b>Figura 3.2.1. Ejemplo de radiación aportado por la agencia andaluza de la energía</b>	<b>28</b>
<b>Figura 3.3.1. Distancia entre paneles</b>	<b>28</b>
<b>Figura 3.3.1. Ejemplo de estudio de sombras</b>	<b>29</b>
<b>Figura 4.1. Análisis de tensiones para el mes de enero</b>	<b>37</b>
<b>Figura 4.2. Análisis de tensiones para el mes de abril</b>	<b>40</b>
<b>Figura 4.3. Análisis de tensiones para el mes de julio</b>	<b>42</b>
<b>Figura 4.4. Análisis de tensiones para el mes de octubre</b>	<b>44</b>

A	Amperio
eV	Electrón-voltio
V	Voltio
kVA	Kilovoltio-amperio
kVAr	Kilovoltio-amperio reactivo
W	Vatio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
kWp	Kilovatio-pico
TW	Teravatio
Hz	Hercio
k	Constante de Boltzmann
q	Carga del electrón
°C	Grado Celsius
K	Grado Kelvin
m <sup>2</sup>	Metro cuadrado
sen	Función seno
cos	Función coseno
exp	Función exponencial
%	Tanto por ciento



# 1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR

*“A lo largo de espacio hay energía, y es una mera cuestión de tiempo hasta que los hombres tengan éxito en sus mecanismos vinculados al aprovechamiento de esa energía”*

*-Nikola Tesla-*

La **energía solar** es una energía renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol.

Se entiende por energía renovable aquella que utiliza los recursos teóricamente inagotables que ofrece la naturaleza, como la biomasa, el viento o la radiación solar.

El calor y la luz del Sol se pueden aprovechar por medio de diversos captadores solares como son las células fotovoltaicas o los colectores solares, pudiéndose transformar en energía eléctrica o térmica.

La fuente de energía solar más desarrollada en la actualidad es la energía solar fotovoltaica. Esta podría suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030 según informes de Greenpeace.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las energías no renovables en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

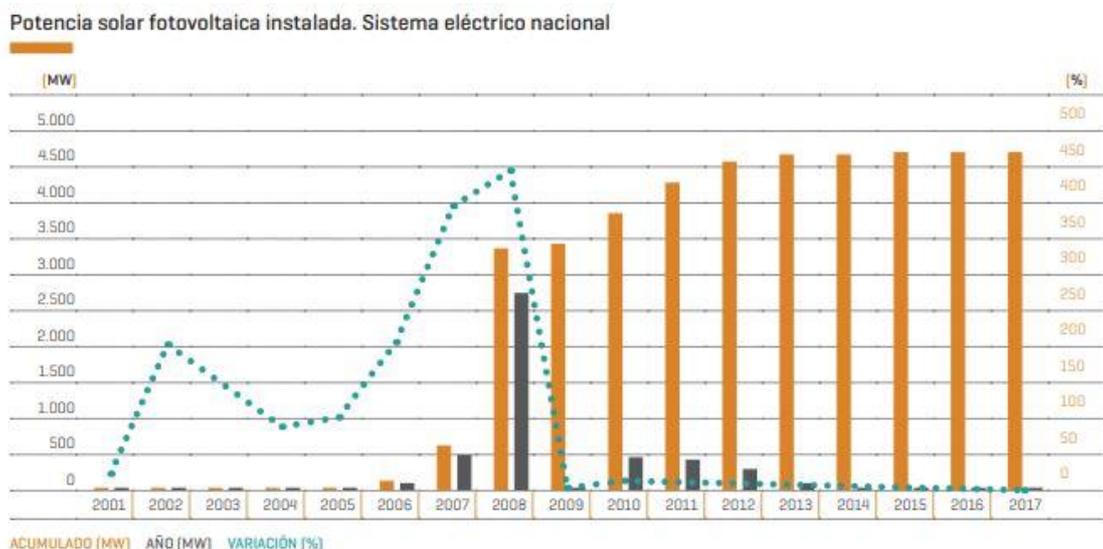


Figura 1.1. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España.

## 1.1 El Sol

El **Sol** es la estrella más cercana a la Tierra siendo por ello nuestra principal fuente de energía, nos proporciona luz y calor, necesarios para el desarrollo de la vida en nuestro planeta.

Nació hace unos 4600 millones de años y posee una potencia emisora de  $3,7 * 10^{14}$  TW, de la que nos llega a la superficie de la Tierra  $1,7 * 10^5$  TW, es decir, durante una hora nos llega aproximadamente la energía que consume la humanidad en un año.

Esta fuente de energía podría poner fin a los combustibles fósiles, pero actualmente existen limitaciones en la captación y almacenamiento de esta energía. Es el origen de todas las energías renovables:

- Es la fuente de la energía solar.
- Evapora el agua convirtiéndolo en lluvia y con ello permitiendo el almacenamiento de agua en las presas hidráulicas: energía hidráulica.
- Provoca diferencias de presión que son el origen del viento: energía eólica.
- Permite realizar la fotosíntesis a las plantas y con ello su crecimiento: biomasa.
- Indirectamente con la creación del viento aparecen las olas: energía mareomotriz.

## 1.2 Radiación solar

La energía que emite el Sol la transmite mediante la denominada **radiación solar**.

La radiación en el sol es  $63450720 \text{ W/m}^2$ . Si suponemos que el Sol emite en todas las direcciones y construimos una esfera que llegue hasta la atmósfera terrestre, es decir, que tenga un radio de la distancia de 149,6 millones de Km podremos determinar cual es la radiación en ese punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar ( $1353 \text{ W/m}^2$ ), variable durante el año un  $\pm 3 \%$  a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

A la Tierra solo llega aproximadamente un 1/3 de la energía total que recibe la atmósfera, y de ella el 70 % cae al mar. Aún así, es varios miles de veces el consumo energético mundial.

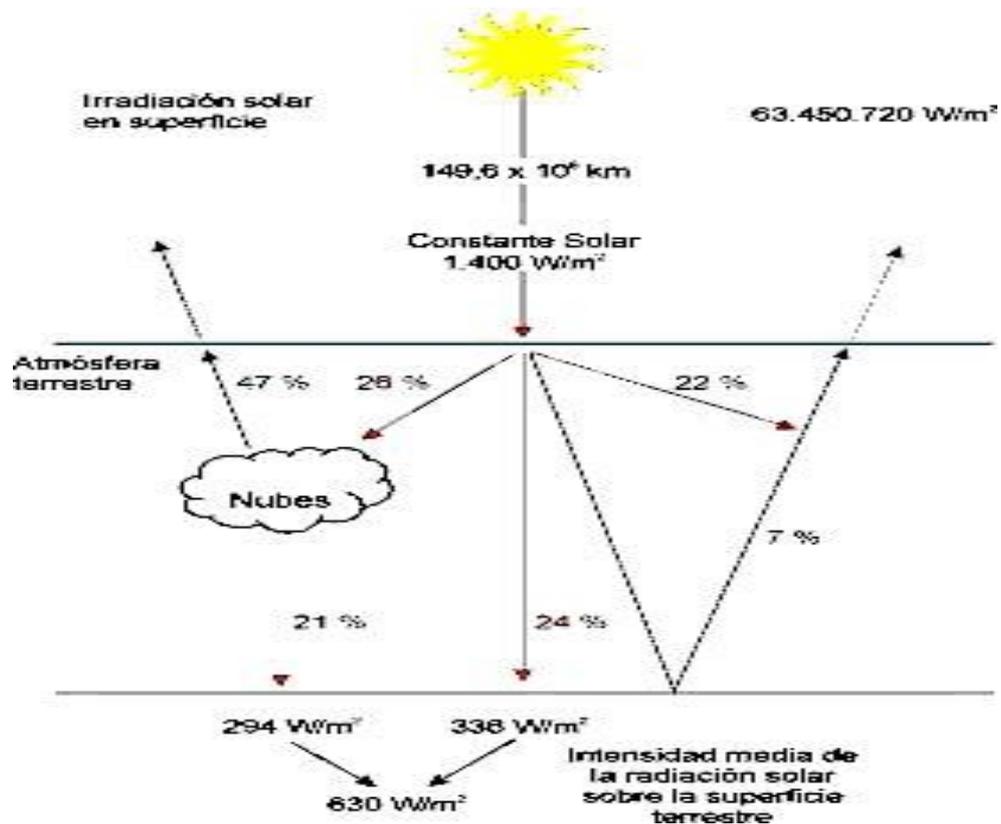


Figura 1.2.1. Irradiación solar

Los tipos de radiación solar depende de como inciden los rayos en la superficie terrestre, se distinguen tres componentes:

- **Directa:** es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
- **Difusa:** es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión de la atmósfera.
- **Albedo:** es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies cercanas.

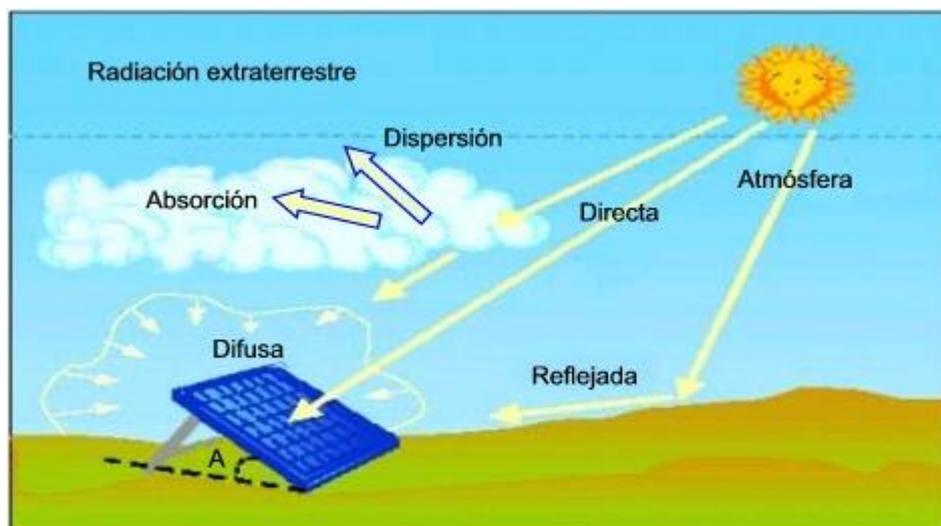


Figura 1.2.2. Tipos de radiación solar.

### 1.3 Efecto fotovoltaico

El **efecto fotovoltaico** transforma la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica. Fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz, en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad. La explicación teórica fue hecha por Albert Einstein, quien publicó en 1905 el revolucionario artículo “Heurística de la generación y conversión de la luz”, por el que recibió el premio Nobel de física en 1921.

El efecto fotovoltaico ocurre cuando un semiconductor dopado se expone a radiación electromagnética, se desprende del mismo un fotón, que golpea a un electrón y lo arranca, creando un hueco en el átomo. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión p-n, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n. En las células de silicio, que son mayoritariamente las más utilizadas, se encuentran por tanto:

- La capa superior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo n. En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, negativo. El material permanece eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros: pero la red cristalina tiene globalmente una mayor presencia de electrones que en una red de silicio puro.
- La capa inferior de la celda, que se compone de silicio dopado de tipo p. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, es eléctricamente neutra pero presenta huecos, positivos (p). La conducción eléctrica está asegurada por estos portadores de carga, que se desplazan por todo el material.

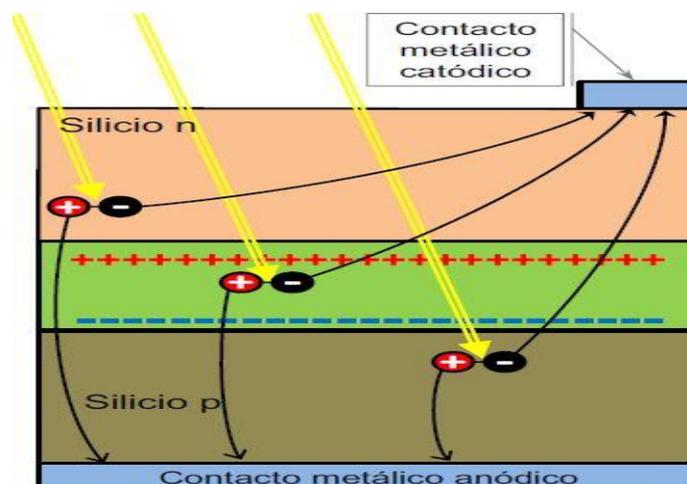


Figura 1.3.1. Efecto fotovoltaico.

En el momento de la creación de la unión p-n, los electrones libres de la capa n entran instantáneamente en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Existirá así durante toda la vida de la unión, una carga positiva en la región n a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga negativa en la región en p a lo largo de la unión (porque los huecos han desaparecido); el conjunto forma la «Zona de Carga de Espacio» (ZCE) y existe un campo eléctrico entre las dos, de n hacia p. Este campo eléctrico hace de la ZCE un diodo, que sólo permite el flujo de corriente en una dirección: los electrones pueden moverse de la región p a la n, pero no en la dirección opuesta y por el contrario los huecos no pasan más que de n hacia p.

Para lograr una célula solar práctica, además es preciso añadir contactos eléctricos (que permitan extraer la energía generada), una capa que proteja la célula pero deje pasar la luz, una capa antireflectante para garantizar la correcta absorción de los fotones, y otros elementos que aumenten la eficiencia de la misma.

## 1.4 Célula fotovoltaica

Una **célula fotovoltaica** es un dispositivo electrónico que convierte la energía lumínica en energía eléctrica gracias al efecto fotovoltaico.

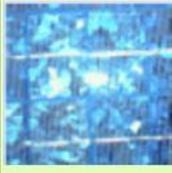
Estas se clasifican según el tipo de material con las que son fabricadas (silicio generalmente), se dividen en:

- **Monocristalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si). Presentan una estructura completamente ordenada, son de difícil fabricación y se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro.
- **Policristalinas:** cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas. Presentan una estructura ordenada por regiones, se obtienen de igual forma que las monocristalinas pero con menos fases de cristalización.
- **Amorfas:** cuando el silicio no se ha cristalizado.



Figura 1.4.1. Clasificación de las células fotovoltaicas.

Tabla 1.4.1. Características de las células fotovoltaicas.

Tipos de Paneles		Rendimiento en Laboratorio	Rendimiento en Campo	Características	Fabricación
	Mono-cristalino	24%	15-18%	Típicos colores azules y conexionado visible	Se obtiene de Si puro fundido y dopado con Boro
	Poli-cristalino	19-20%	12-14%	Se aprecian los cristales y contiene varios tonos azules	Igual que el mono-cristalino simplificando en número de pasos
	Amorfo	16%	<10%	Tiene un color homogéneo marrón. No se aprecian conexiones	Se deposita como una lamina delgada sobre sustrato de vidrio o plástico

En la práctica la diferencia entre células monocristalinas y policristalinas es mínima, el mayor rendimiento de las monocristalinas tiene importancia cuando no se dispone de demasiado espacio. Por otro lado, la escasez de silicio puro influye en el precio de estas últimas, por lo que a lo largo de la carrera de la energía fotovoltaica se han desarrollado otro tipo de células de lámina delgada como las de Silicio amorfo, fabricadas con otros elementos que reducen los costes de producción.

## 2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

En este capítulo nos centraremos en los elementos fundamentales que componen un sistema fotovoltaico de conexión a red, son cuatro: panel fotovoltaico, inversor, cableado y las protecciones.

### 2.1 Panel fotovoltaico

Un **panel fotovoltaico** está formado por una agrupación de células fotovoltaicas que generan electricidad a partir del efecto fotovoltaico, explicado anteriormente. La agrupación por lo general es en serie.

La distinción entre paneles se hace en función de la célula fotovoltaica de Silicio con la que son fabricados: monocristalinos, policristalinos o amorfos.

#### 2.1.1 Modelo eléctrico y matemático

El modelo eléctrico equivalente de un panel fotovoltaico consta de una fuente de corriente foto generada por la radiación solar, un diodo y una resistencia paralelo y serie. Existen otros modelos con más de un diodo en paralelo, más sofisticados y complejos, pero este es el más aceptado y utilizado en la actualidad para realizar las simulaciones.

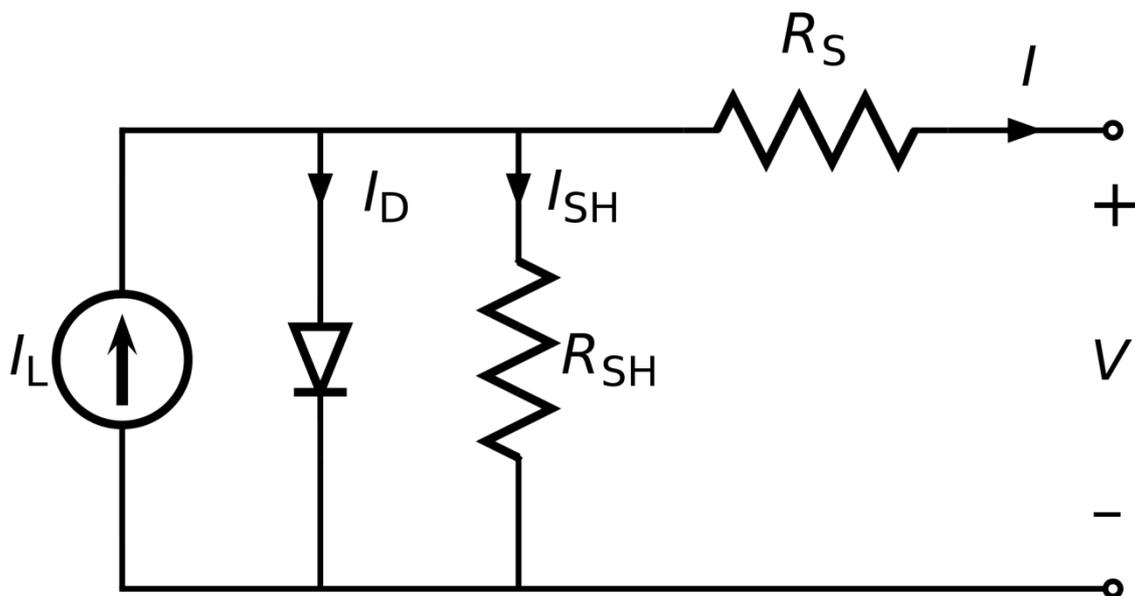


Figura 2.1.1.1. Modelo eléctrico del panel fotovoltaico.

Para calcular la corriente de salida (I) se aplica la 1ª ley de *Kirchhoff* en el nudo central, así:

$$I = I_L - I_D - I_S \quad (1)$$

Siendo,  $I_L$  la corriente foto generada,  $I_D$  la corriente del diodo y  $I_{SH}$  la corriente por la rama paralelo.

La corriente foto generada varía en función de la irradiancia y la temperatura de la celda, se modela:

$$I_L = \frac{S}{S_n} (I_{Ln} + K_i(T_C - T_{Cn})) \quad (2)$$

Donde, S es la irradiancia en  $W/m^2$ ,  $S_n$  es la irradiancia de referencia o nominal que vale  $1000 W/m^2$ ,  $I_{Ln}$  es la corriente foto generada nominal (si no se dispone de datos sobre ella se suele usar la corriente de cortocircuito ( $I_{Ln}=I_{SC}$ )) en amperios,  $K_i$  es el coeficiente de cortocircuito en  $A/K$ ,  $T_C$  es la temperatura de la placa en kelvin y  $T_{Cn}$  es la temperatura de la placa de referencia  $298,15 K$  ( $25^\circ C$ ).

La temperatura de la placa se calcula conforme a la siguiente ecuación:

$$T_C = T_a + \frac{TNOC - 20}{800} S \quad (3)$$

Donde,  $T_a$  es la temperatura ambiente y TONC es la temperatura normal de operación de la célula, la cual oscila entre  $[45, 49]^\circ C$ .

La corriente del diodo, se describe por:

$$I_D = I_0 \left( \exp \left( \frac{V + I * R_S}{V_T * A} \right) - 1 \right) \quad (4)$$

Siendo,  $I_0$  la corriente de saturación inversa del diodo en amperios, V la tensión de la placa en voltios, A es el factor de idealidad del diodo en p.u,  $R_S$  la resistencia serie en ohmios y  $V_T$  es el voltaje térmico en voltios, el cual se define:

$$V_T = \frac{N_S * k * T_C}{q} \quad (5)$$

Donde,  $N_S$  es el número de células fotovoltaicas en serie, k es la constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23} J/K$ ) y q es la carga del electrón ( $1,6 \times 10^{-19} C$ ).

La corriente de saturación inversa del diodo, se modela:

$$I_0 = I_{0n} * \left(\frac{T_{Cn}}{T_C}\right)^3 * \exp\left(\frac{q * E_g}{k * A} \left(\frac{1}{T_{Cn}} - \frac{1}{T_C}\right)\right) \quad (6)$$

Donde  $E_g$  es la energía del semiconductor en su banda de gap en eV y  $I_{0n}$  es la corriente de saturación inversa nominal que se describe:

$$I_{0n} = \frac{I_{SCn} + K_i * \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{OCn} + K_v * \Delta T}{A * V_{Tn}}\right) - 1} \quad (7)$$

Siendo,  $I_{SCn}$  la corriente de cortocircuito nominal en A,  $V_{OCn}$  la tensión de circuito abierto nominal en V,  $V_{Tn}$  el voltaje térmico nominal y  $K_v$  el coeficiente de circuito abierto en V/K.

Todas la magnitudes nominales deben calcularse a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a una temperatura de  $25 \text{ °C}$  y a una distribución espectral de 1,5G, así lo establecen las *condiciones estándar de medida* (CEM o STC (*standard test conditions*)).

La corriente  $I_{SH}$  se calcula aplicando la 2ª ley de *Kirchhoff* en la segunda malla, así:

$$I_{SH} = \frac{V + I * R_S}{R_{SH}} \quad (8)$$

Donde,  $R_{SH}$  es la resistencia paralelo en ohmios.

Así la ecuación (1) se puede reescribir como:

$$I = I_L - I_0 \left( \exp\left(\frac{V + I * R_S}{V_T * A}\right) - 1 \right) - \frac{V + I * R_S}{R_{SH}} \quad (9)$$

La intensidad de salida, por tanto, es función de la tensión que se le aplique al panel, la irradiancia y la temperatura.

### 2.1.2 Características eléctricas

Se van a analizar la diferentes gráficas I-V y P-V para diferentes casos de irradiancia y temperatura.

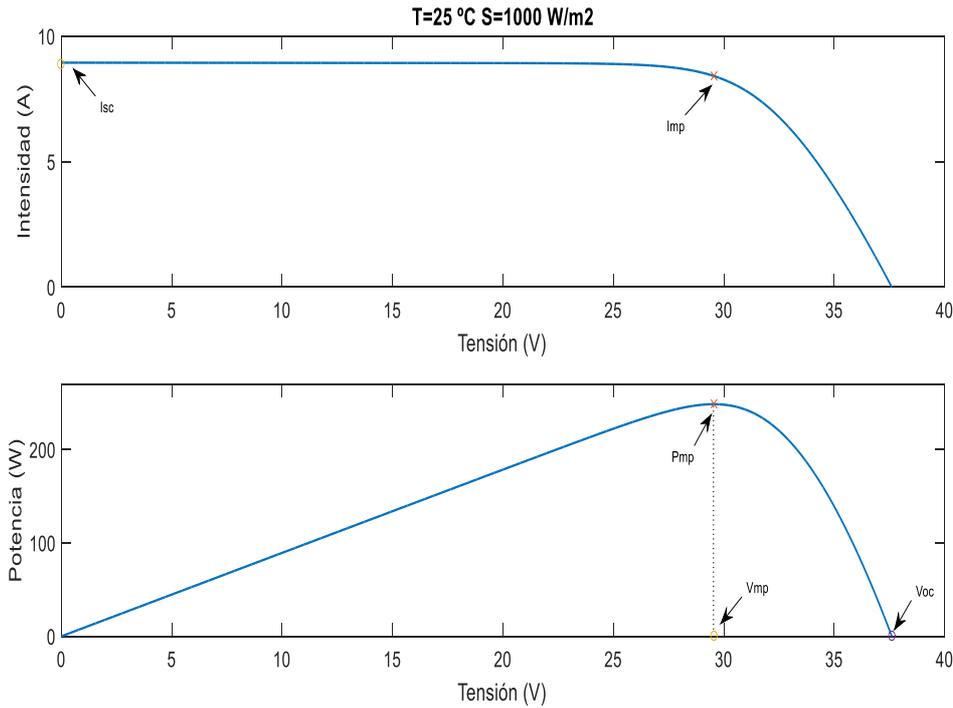


Figura 2.1.2.1. Gráficas I-V y P-V en el punto nominal.

Se muestra la intensidad y potencia para las condiciones nominales, en estas condiciones se definen los parámetros eléctricos del panel, que son:

- **Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ):** es la tensión máxima en bornas del panel que se puede dar, ocurre cuando no circula intensidad.
- **Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ):** es la máxima intensidad que se puede generar en el panel, ocurre cuando la tensión es nula.
- **Punto de máxima potencia ( $P_{mp}$ ):** es el producto de la tensión ( $V_{mp}$ ) e intensidad ( $I_{mp}$ ) para los que la potencia entregada por el panel es máxima.
- **Factor de forma (FF):** Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

$$FF = \frac{I_{mp} * V_{mp}}{I_{SC} * V_{OC}} \quad (10)$$

- **Rendimiento ( $\eta$ ):** Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que puede entregar el panel ( $P_{mp}$ ) y la irradiancia incidente ( $S$ ) sobre el panel:

$$\eta = \frac{P_{mp}}{S} \quad (11)$$

Es importante destacar el papel que juegan la temperatura y la irradiancia en el comportamiento

eléctrico del panel. Respecto a la temperatura, si aumenta:

- Disminuye la tensión de circuito abierto y la del punto de máxima potencia.
- Disminuye el FF.
- Disminuye el rendimiento como consecuencia del calentamiento de las células.
- Disminuye el punto de máxima potencia.

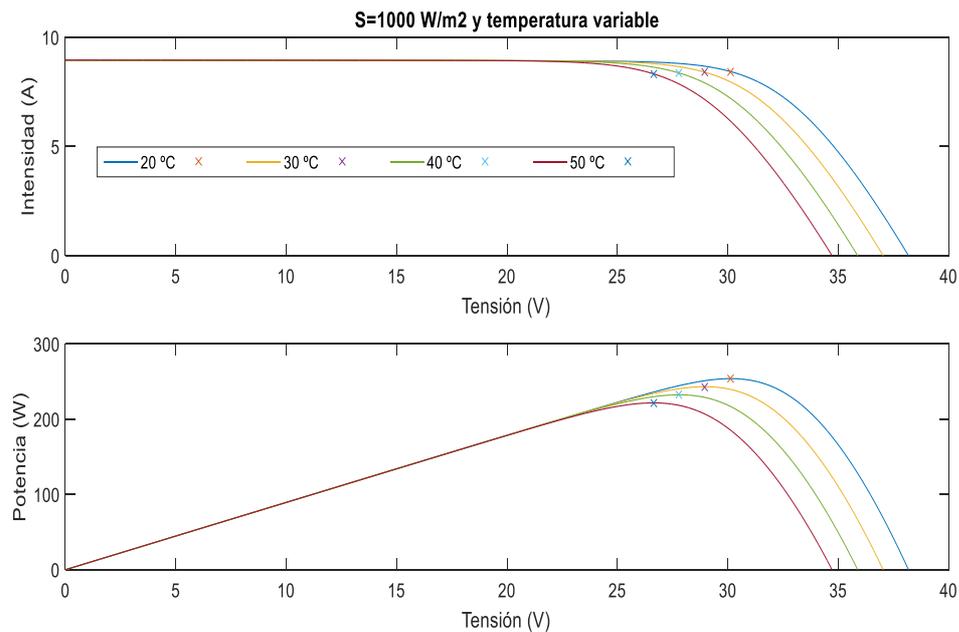


Figura 2.1.2.2. Gráfica I-V y P-V a temperatura variable.

En cuanto a la irradiancia, si esta aumenta:

- Aumenta la corriente de cortocircuito.
- Aumenta el punto de máxima potencia.
- La tensión de circuito abierto aumenta ligeramente.
- La tensión del punto de máxima potencia se mantiene prácticamente constante.

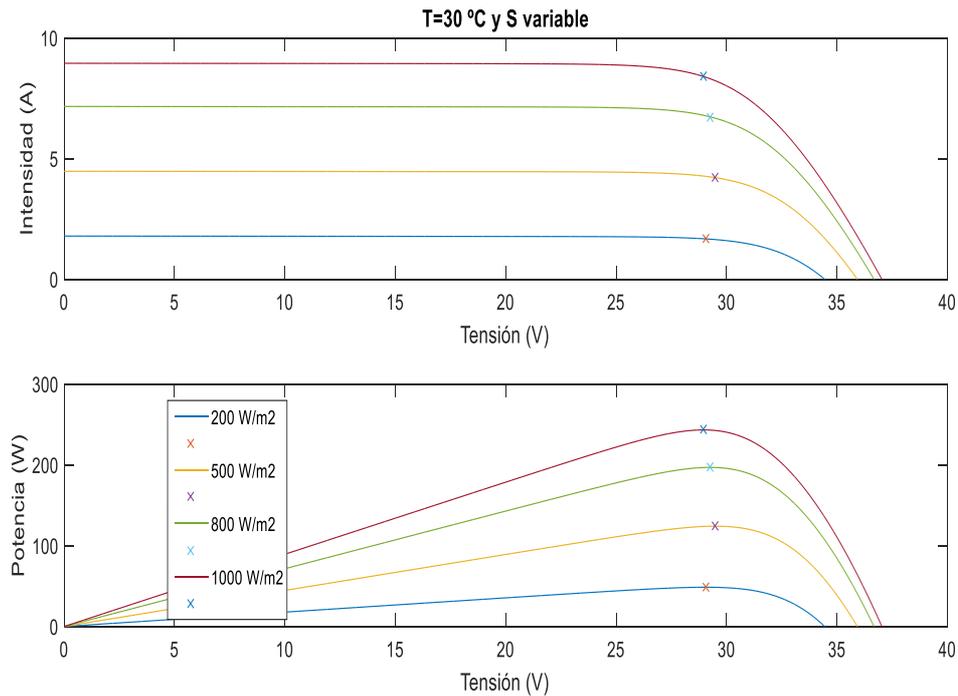


Figura 2.1.2.3. Gráficas I-V y P-V a irradiancia variable.

## 2.2 Inversor fotovoltaico

Un inversor fotovoltaico es un convertidor electrónico que transforma la corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Existen dos tipos: inversores aislados e inversores de red, nos centraremos en estos últimos.



Figura 2.2.1. Inversor fotovoltaico.

## 2.2.1 Características eléctricas

Los principales parámetros a tener en cuenta en un inversor son:

- Tensión mínima/máxima/nominal DC de entrada.
- Rango de tensiones de entrada del MPPT.
- Corriente máxima/nominal DC de entrada.
- Corriente máxima/nominal AC de entrada.
- Potencia máxima/nominal DC de entrada.
- Potencia máxima/nominal AC de entrada.
- Tensión nominal AC de salida.
- Frecuencia de la red.
- Distorsión armónica (THD).
- Autoconsumo (nocturno y *standby*).
- Rango del factor de potencia.
- Rendimiento máximo.
- Eurorendimiento: este se calcula conforme a la siguiente ecuación:

$$\eta = 0,03\eta_{5\%} + 0,05\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (12)$$

	2330 kVA DUAL INGECON® SUN 1165TL U B420	2380 kVA DUAL INGECON® SUN 1190TL U B430	2440 kVA DUAL INGECON® SUN 1220TL U B440	2500 kVA DUAL INGECON® SUN 1250TL U B450	2550 kVA DUAL INGECON® SUN 1275TL U B460
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>cl</sup>	2,170 - 2,784 kWp	2,412 - 3,098 kWp	2,468 - 3,170 kWp	2,524 - 3,242 kWp	2,580 - 3,314 kWp
Voltage Range MPPT <sup>cl</sup>	610 - 820 V	623.5 - 820 V	638 - 820 V	652 - 820 V	666 - 820 V
Maximum voltage <sup>cl</sup>	1,050 V				
Maximum current	2,000 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	5 up to 12 per power block (up to 15 if the combiner box is not integrated)				
Fuse dimensions	63 A / 1,000 V to 400 A / 1,000 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Integrated DC combiner box / Up to 12 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power @95 °F / @122 °F <sup>cl</sup>	2,327.8 kVA / 2,141.6 kVA	2,383 kVA / 2,193 kVA	2,434 kVA / 2,244 kVA	2,494 kVA / 2,294 kVA	2,550 kVA / 2,346 kVA
Current @95 °F / @122 °F <sup>cl</sup>	3,200 A / 2,944 A				
Rated voltage	420 V IT System	430 V IT System	440 V IT System	450 V IT System	460 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor <sup>cl</sup>	1				
Power Factor adjustable	Yes. Smax=2,327.8 kVA	Yes. Smax=2,383 kVA	Yes. Smax=2,434 kVA	Yes. Smax=2,494 kVA	Yes. Smax=2,550 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>cl</sup>	<3%				

Figura 2.2.1.1. Ejemplo de catálogo de inversores.

## 2.2.2 Tipos de conexión

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal.

El RD 1699/2011 establece que para aquellos inversores o suma de inversores cuya potencia nominal sea menor o igual a 5kW, la conexión a red debe ser monofásica, mientras que si excede los 5kW de potencia nominal la conexión deberá ser trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a dicho valor.

## 2.2.3 Tipos de configuración

Según la configuración del sistema, se pueden clasificar en:

- **Inversor centralizado:** un solo inversor controla todo el sistema (grandes plantas), son de alta potencia, alta eficiencia, baja fiabilidad, bajo costo pero MPPT no óptimo. Se puede combinar con baterías de almacenamiento.

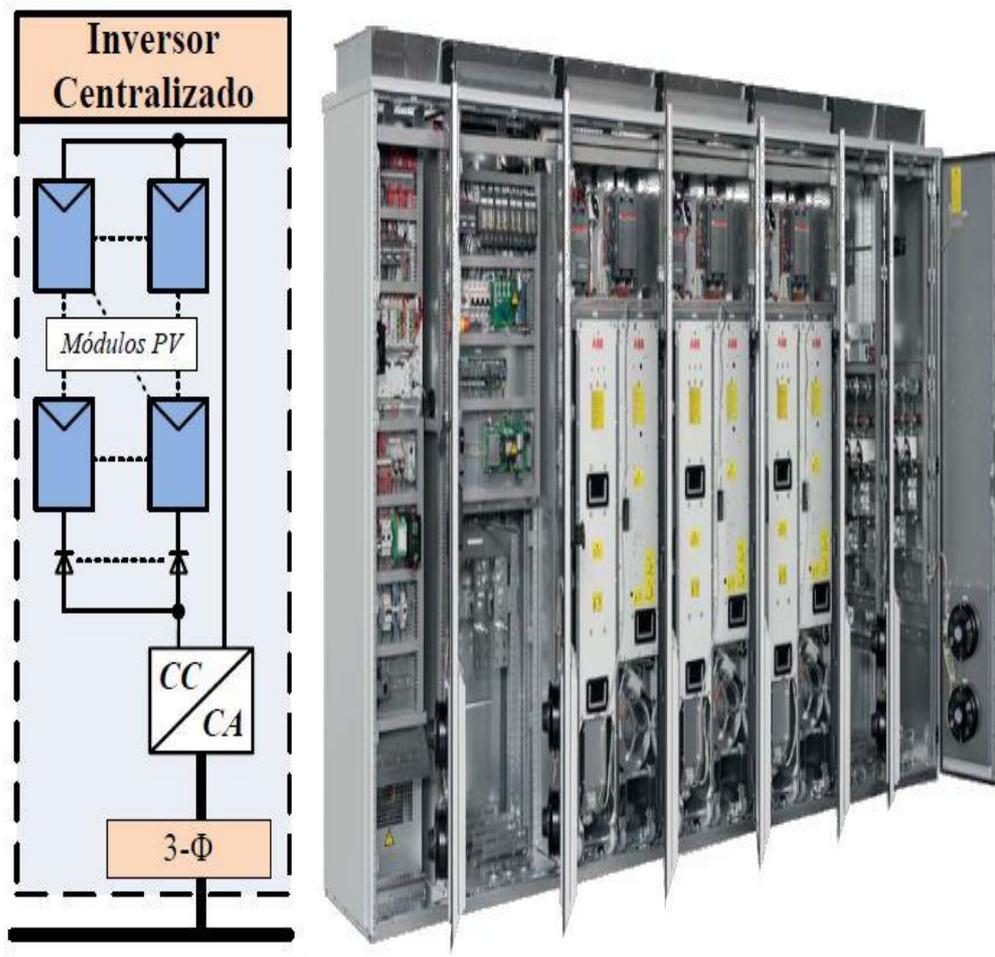


Figura 2.2.3.1 . Esquema de sistema fotovoltaico con inversor centralizado y ejemplo de inversor centralizado de ABB PVS800.

- **Configuración en hileras:** cada hilera tiene su propio inversor permitiendo encontrar su MPPT. Al tener su propio inversor, las hileras pueden tener diferentes características (diferentes modelos, tener diferente orientación, etc).

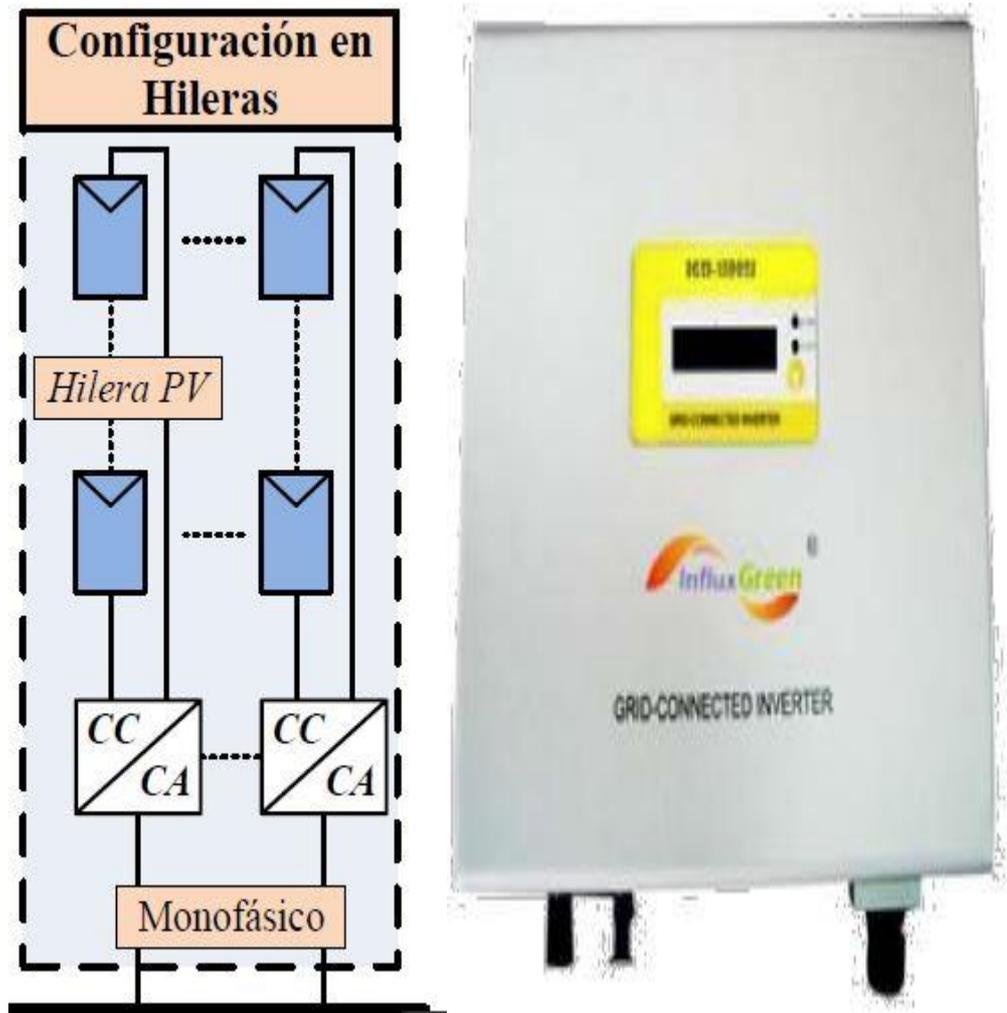


Figura 2.2.3.2. Esquema configuración en hileras y ejemplo de inversor en hilera IGSI.

- **Configuración multihilera:** es una evolución de la anterior. Tiene la ventaja de encontrar el MPPT de cada hilera y usar un inversor central con mejor rendimiento que los de cadena, pero al poner dos convertidores en cascada las pérdidas de cada uno se suman.

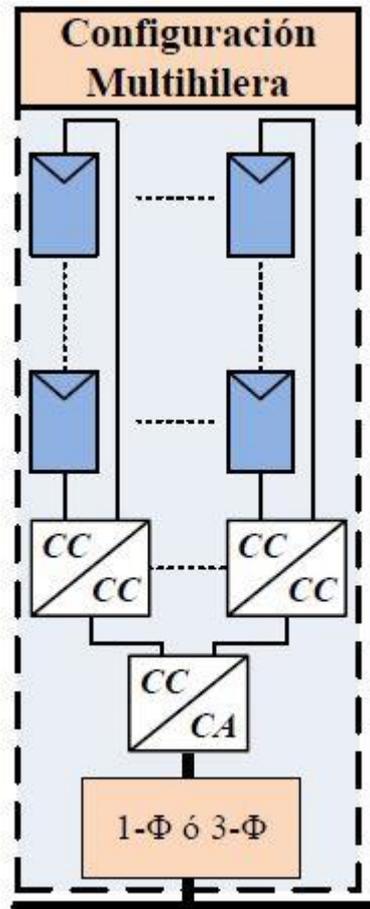


Figura 2.2.3.3. Esquema de configuración multihilera.

- **Configuración modular:** cada panel lleva integrado un micro-inversor, no existe el cableado de corriente continua, se consigue el MPPT de cada panel (óptimo global). La principal ventaja es la modularidad, se puede ampliar simplemente añadiendo más módulos. Es más caro y el mantenimiento es más costoso, sobre todo para grandes plantas.

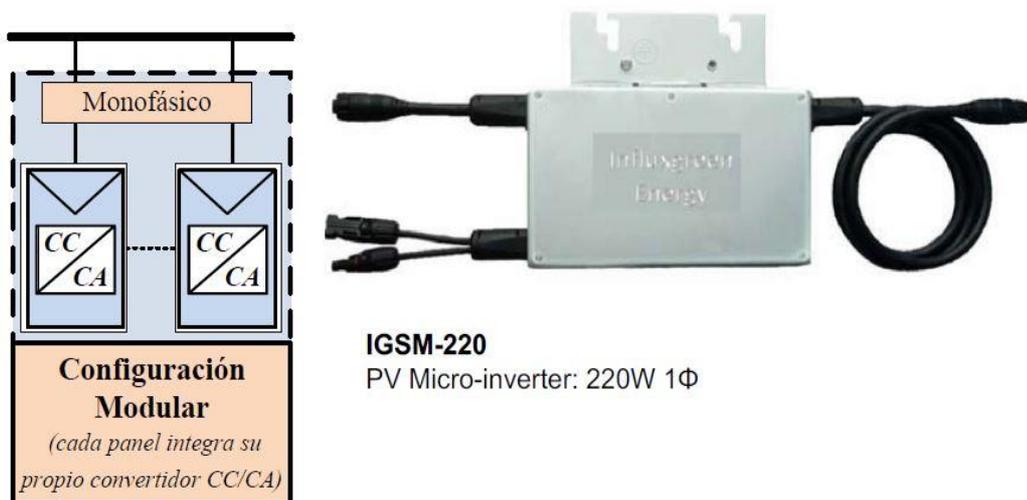


Figura 2.2.3.4. Configuración modular y ejemplo de micro-inversor.

## 2.2.4 Topologías de conexión a red

- **Una sola etapa:** se pasa de continua a alterna directamente con un solo inversor.

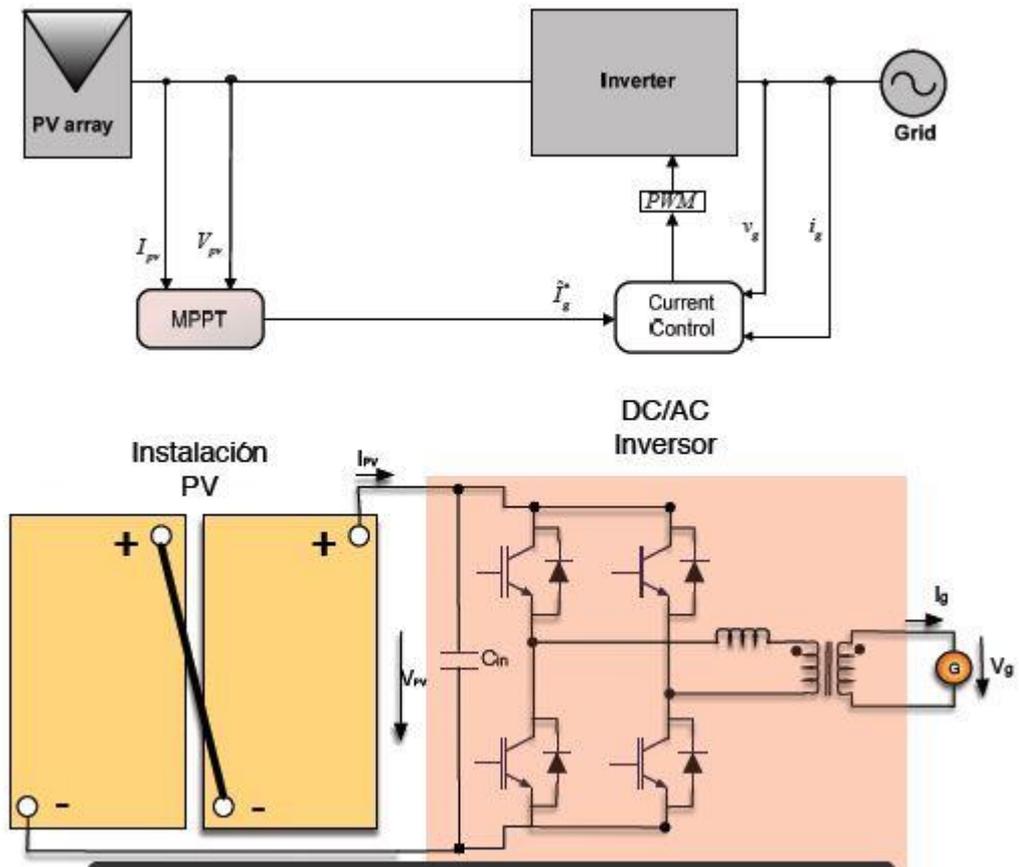


Figura 2.2.4.1. Topología de una sola etapa (DC/AC).

Se suele usar en aplicaciones monofásicas y generalmente incorpora un filtro tipo L a la salida para el filtrado de los armónicos de corriente.

- **Doble etapa:** en la primera etapa (DC/DC) se incorpora un convertidor elevador (*boost*) para aumentar la tensión y en la segunda (DC/AC) se pasa de esa tensión a alterna con un inversor.

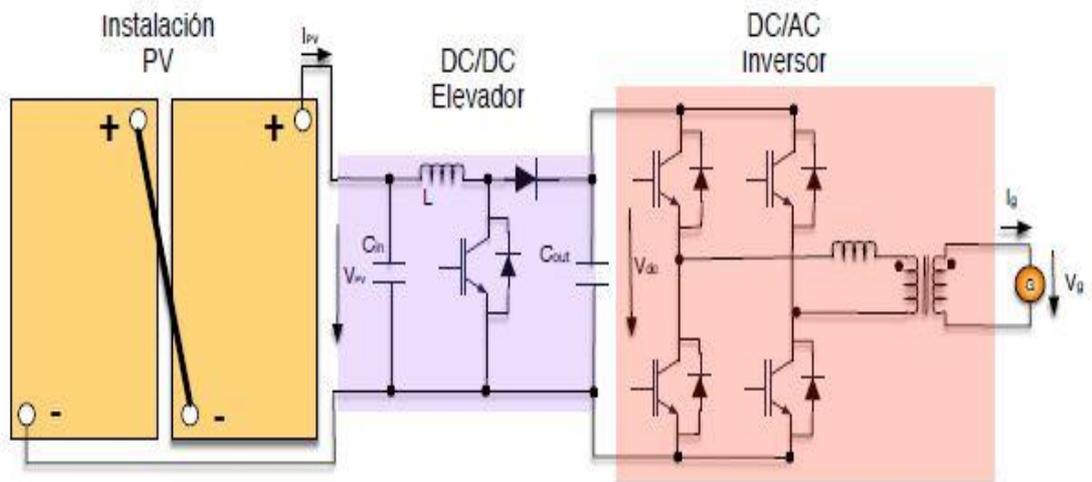
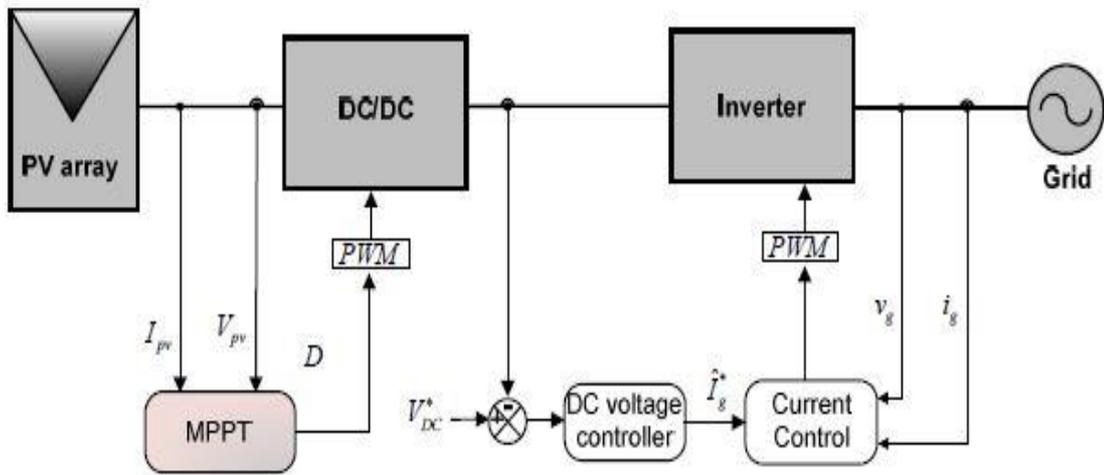


Figura 2.2.4.2. Topología de doble etapa (DC/DC + DC/AC).

### 2.2.5 Seguimiento del punto de máxima potencia

Como se ha visto anteriormente la característica I-V del panel fotovoltaico es no lineal y depende de irradiancia solar y la temperatura

Para que en cualquier momento el generador fotovoltaico este proporcionando su punto de máxima potencia, el inversor deberá trabajar de manera óptima. Sin embargo, existe una única carga, para cualquier condición de temperatura e irradiancia, a la que el generador entrega la máxima potencia.

Esta carga no se puede elegir arbitrariamente, sino que es variable con la irradiancia y la temperatura, por lo que se obtendrán diferentes valores de intensidad y tensión para cada caso. Bajo estas condiciones, el inversor se encargará de ajustar esas variaciones de carga realizando un seguimiento del punto de máxima potencia o *Maximum power point tracking (MPPT)*. Según varíen esas condiciones, este sistema se encargará de obtener cada PMM para cada caso.

Los algoritmos más utilizados son:

- **Observación y perturbación:** consiste en variar la tensión del panel, a la vez que se monitoriza la potencia resultante. Si la medida en la muestra actual es mayor que la anterior, se varía la tensión (aumento-disminución), por el contrario, si la potencia medida es menor que la anterior, la variación es la contraria (disminución-aumento).

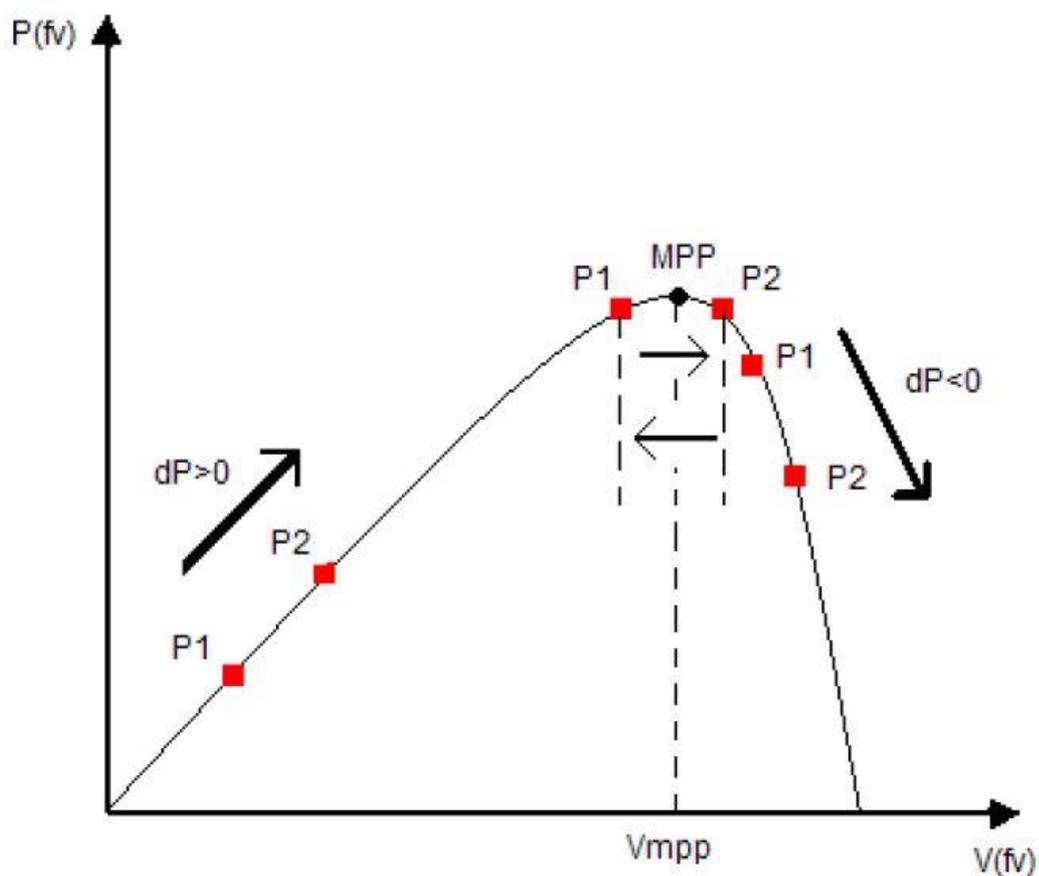


Figura 2.2.5.1. Algoritmo de perturbación y observación.

Es fácil de implementar pero presenta el inconveniente de que nunca se trabaja en el punto exacto de máxima potencia, se oscila sobre él.

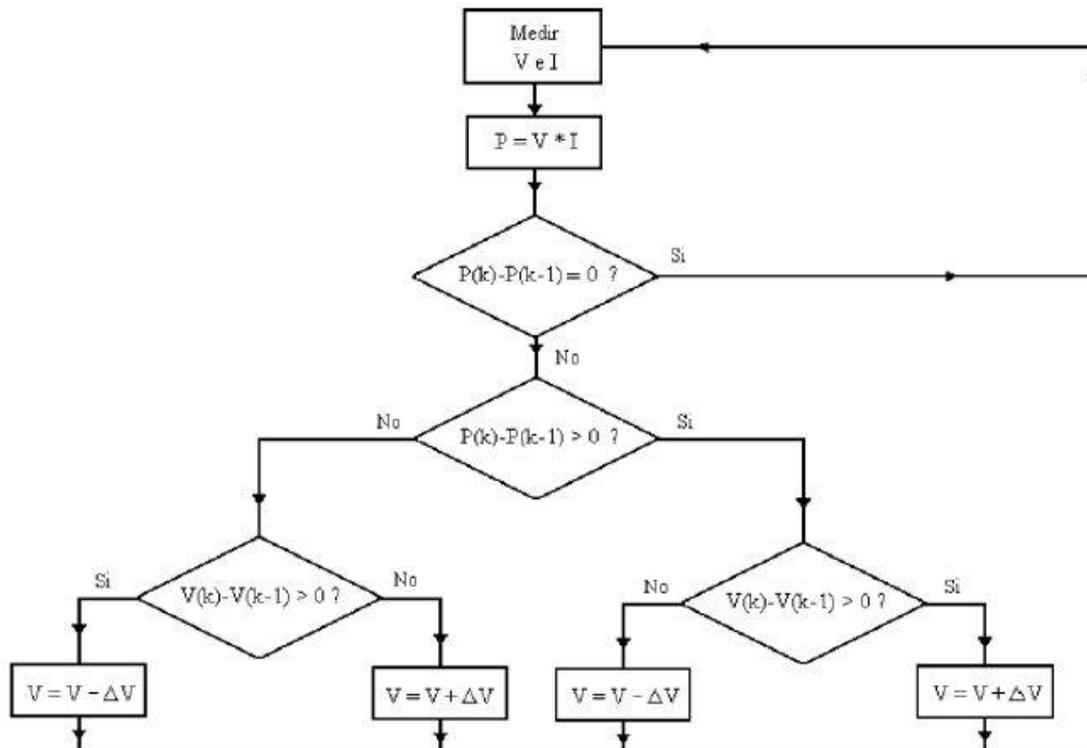
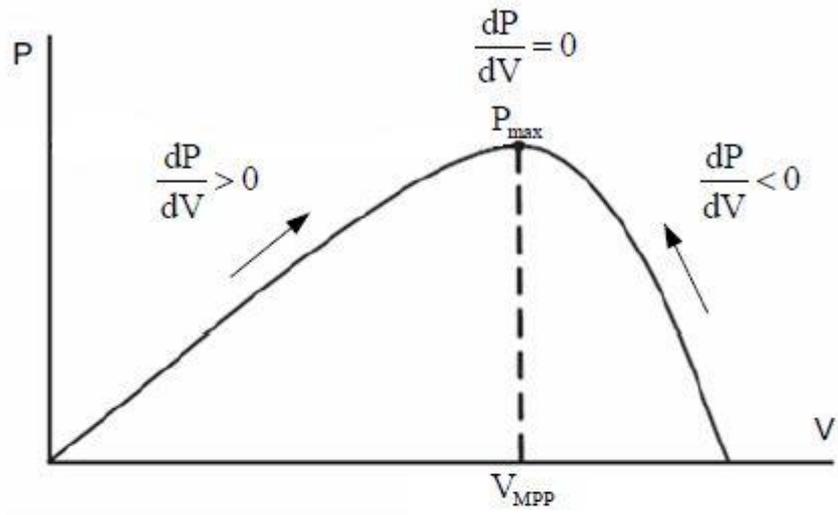


Figura 2.2.5.2. Diagrama de flujo del algoritmo de perturbación y observación.

- **Conductancia incremental:** es un algoritmo analítico, una vez que se alcanza en MPP, el seguidor continúa trabajando en ese punto hasta que se produce un cambio en el valor de la corriente. Este cambio es dependiente de la variación en la radiación sobre el generador fotovoltaico.

En el momento en que se incrementa la radiación, por tanto el valor de corriente, el MPP se desplaza hacia la derecha respecto a la tensión de operación del generador. Para compensar este efecto, el seguidor MPPT debe aumentar la tensión. En caso de que disminuya la radiación, el sistema operará a la inversa.



$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \rightarrow \begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} & \text{en el MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} & \text{a la izquierda del MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} & \text{a la derecha del MPP} \end{cases}$$

Figura 2.2.5.3. Algoritmo de la conductancia incremental.

Presenta una mayor complejidad pero no oscila sobre el PMM y ofrece buenas respuestas a cambios bruscos de irradiancia.

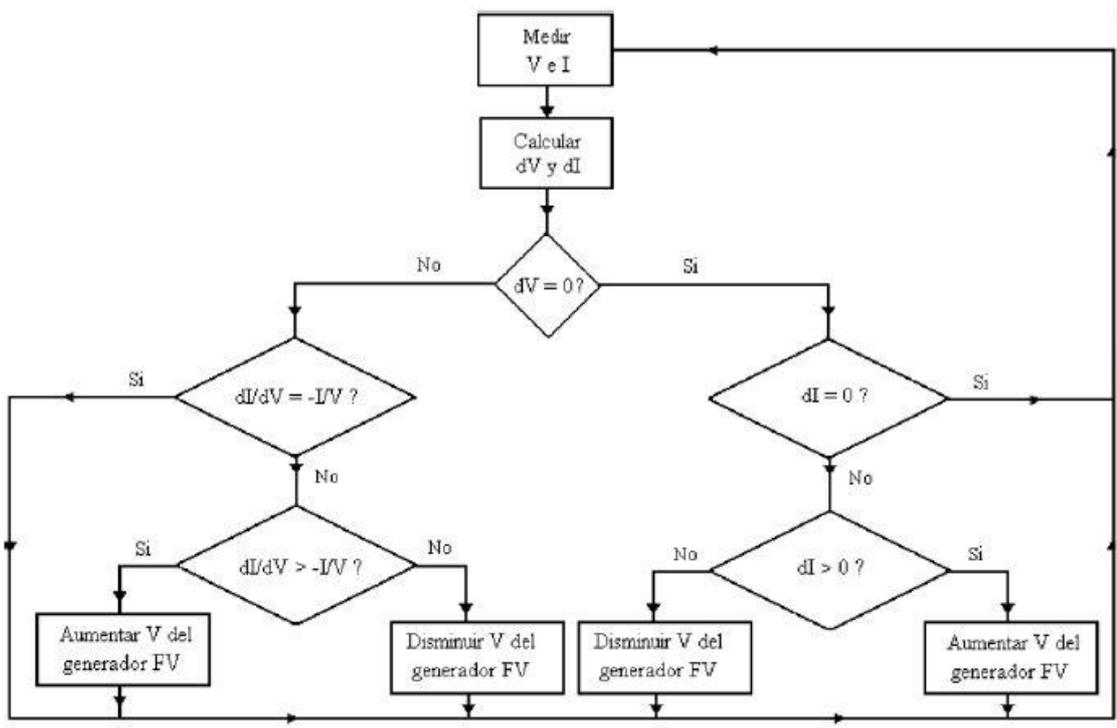


Figura 2.2.5.4. Diagrama de flujo del algoritmo de la conductancia incremental.

## 2.3 Protecciones

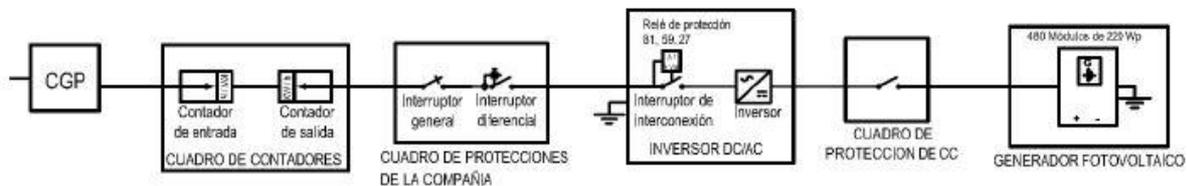
Su función es la de intervenir de la forma más rápida y eficaz ante la ocurrencia de un defecto, fallo o falta.

Ante los diferentes tipos de defectos que pueden producirse en cualquier elemento del sistema eléctrico y los diferentes niveles de tensión (M.AT, A.T, M.T y B.T) a los que puede estar la instalación, se necesitarán elementos y sistemas de protección específicos para responder ante un tipo de falta.

La falta más frecuente es el cortocircuito, que implican circulación de corriente muy superior a la nominal, pero también pueden producirse situaciones anómalas provocadas por variación de tensión o frecuencia, sobrecalentamiento, inversión de los flujos de potencia, etc.

Centrándonos en las protecciones para instalaciones fotovoltaicas éstas obedecen al artículo 14 del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y al reglamento electrotécnico de baja tensión, en su instrucción ITC-BT-40. También es aconsejable seguir ciertos criterios recomendados por el IDAE (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía).

Se diferencian entre las protecciones de la parte de continua y las de la parte de alterna.



*Figura 2.3.1. Esquema de protecciones*

En la parte de continua tenemos las protecciones frente a sobretensiones (varistores) y frente a sobrecargas (fusibles), también se incorporan seccionadores.

- **Varistores:** también llamados descargadores, su función es la de actuar y proteger frente a las posibles sobretensiones que puedan aparecer generadas normalmente por descargas atmosféricas.

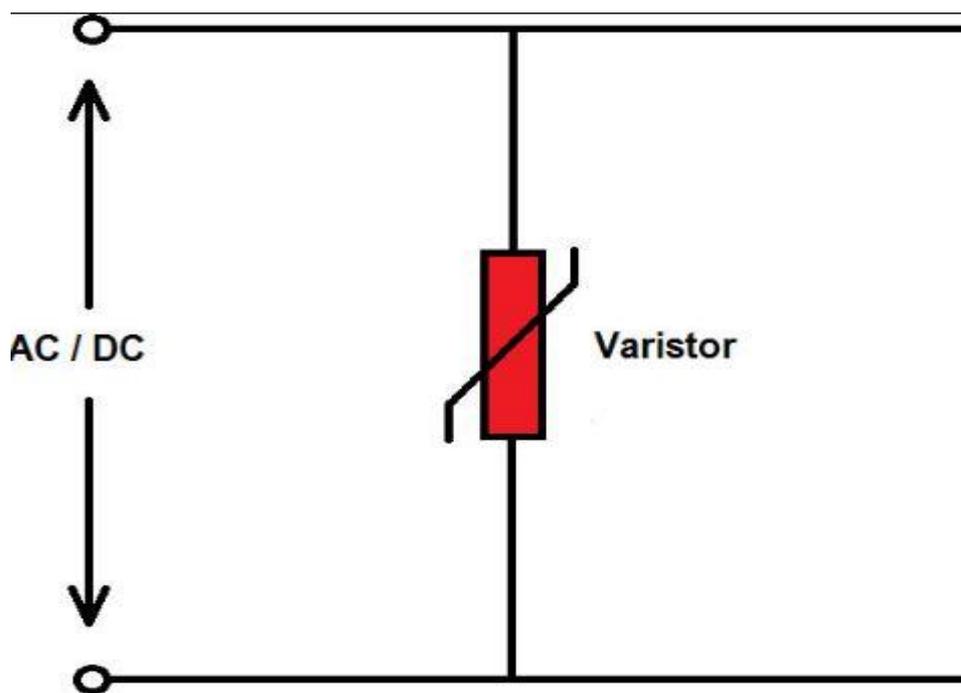


Figura 2.3.2. Símbolo eléctrico del varistor.

El varistor se conecta al polo positivo, negativo y a tierra para descargar por ahí la sobretensión.

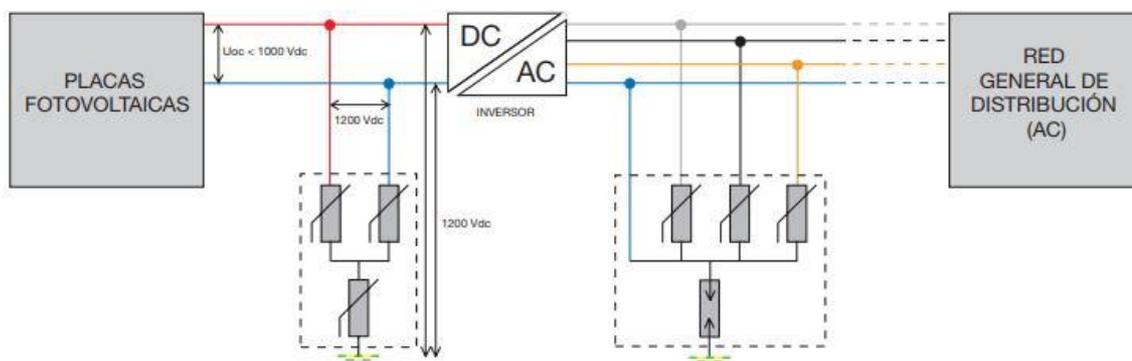


Figura 2.3.3. Esquema de protección con varistores.

- **Fusibles:** son dispositivos constituidos por un hilo o lámina metálica de bajo punto de fusión que se intercala en la instalación eléctrica para que, por efecto Joule, se funda ante un la ocurrencia de una falta (sobrecarga o cortocircuito).

Pueden ser de muy diversos tipos y tamaños dependiendo de la intensidad y voltaje de la instalación a proteger. Del mismo modo, la fusión del elemento metálico puede ser extrarrápida, rápida o lenta.

En los generadores fotovoltaicos se instalan en cada rama en paralelo para evitar que se dañen en caso de sobrecarga.

En el lado de alterna se deben instalar un interruptor diferencial, un magnetotérmico general para la instalación y otro para el inversor.

- **Interruptor diferencial:** es un dispositivo electromecánico que se instala en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas de accidentes directos e indirectos provocados por el contacto con partes activas de la instalación (contacto directo) o con elementos sometidos a potencial debido, por ejemplo, a una derivación por falta de aislamiento de partes activas de la instalación (contacto indirecto). También protegen contra los incendios que pudieran provocar dichas derivaciones.

Cuando entre las corrientes circulantes en cada una de las bobinas existe una diferencia que provoca que parte de la corriente se derive a tierra, se produce un campo magnético que atrae el núcleo metálico, provocando la apertura de los contactos e interrumpiendo el paso de corriente hacia la carga. Una vez subsanada la avería, el interruptor debe reactivarse manualmente para permitir, de nuevo, la circulación de corriente.

- **Interruptor magnetotérmico:** dispositivo electromecánico que se coloca con el fin de proteger la instalación ante intensidades excesivas. Su funcionamiento se basa en efectos producidos por la circulación de la corriente eléctrica: el magnético y el térmico. El valor de la corriente que deben permitir circular por la rama que protegen, no puede ser superior a 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

El general se instala para proteger todo el huerto fotovoltaico ante cortocircuitos, mientras que el interruptor para el inversor se instala para proteger al mismo o desinstalarlo ante alguna que pueda sufrir dicho aparato.

## 4. Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos:

- Los conductores de la parte de continua (DC) deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %.
- Los conductores de la parte de alterna (AC) deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 2 %.

(En ambos casos se tomarán como referencia las tensiones correspondientes a sus respectivas cajas de conexiones).

- Se incluirá toda la longitud de cable de continua y de alterna, debiendo tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por

---

el tránsito normal de personas

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



## 3 DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Desarrollaremos, a continuación, los criterios que hay que usar para dimensionar una instalación fotovoltaica de conexión a red.

### 3.1 Orientación e inclinación de los paneles.

La posición de los paneles fotovoltaicos con relación al Sol influye directamente sobre su producción de energía. Es muy importante orientarlos bien para sacarles el máximo rendimiento. Se denomina *orientación* el punto cardinal hacia el que se gira la cara activa del panel (Sur, Norte, Noroeste...). Respecto a la *inclinación*, indica el ángulo que forma el panel con el plano horizontal.

La orientación ideal de un panel fotovoltaico se rige por una regla bastante sencilla: hacia el Ecuador, lo que supone:

- Orientación hacia el sur en el hemisferio Norte.
- Orientación hacia el norte en el hemisferio Sur.

En cuanto a la inclinación es más complicado. El invierno es el periodo menos soleado, por lo que hay optimizar la producción. Por lo que los paneles, los paneles deben conseguir toda la energía posible del Sol cuya altura en el horizonte es menor. En España la inclinación varía entre 30 y 60° según las zonas.

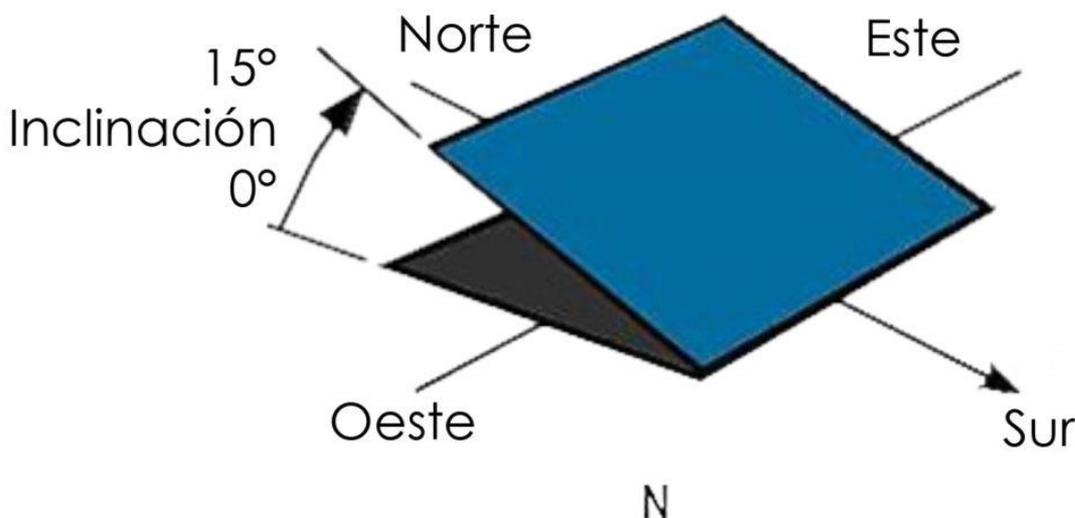


Figura 3.1.1. Definición de la orientación e inclinación de un panel fotovoltaico.

### 3.2 Datos meteorológicos

Un panel fotovoltaico expuesto al Sol recibe, en un momento determinado, una radiación solar en  $W/m^2$ , que es un flujo. Dicho flujo varía a lo largo del día, ya sea por el paso de las nubes o las horas del día. Al acabar el día, este flujo ha producido una energía diaria o radiación solar integrada, en

Wh/m<sup>2</sup>/día.

Gracias a las estaciones meteorológicas, se dispones de multitud de datos de radiación o irradiancia, ya sea en forma de potencia o energía, de prácticamente todas las partes del mundo.

Conocer estos datos es vital a la hora de dimensionar la instalación para saber cuál sería la producción promedio ya sea diaria, mensual o anual. Se dispone de multitud de base de datos de irradiancia desde el *Institute for Energy and Transport (IET)* de la unión europea hasta la *Agencia andaluza de la energía*.

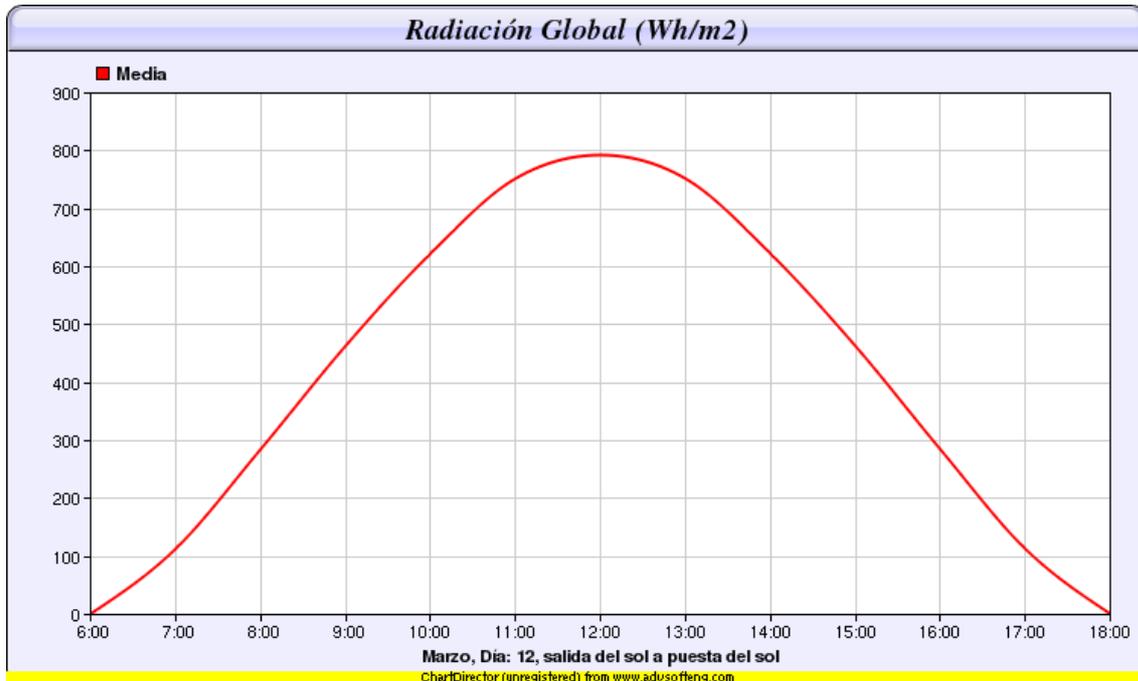


Figura 3.2.1. Ejemplo de radiación aportado por la agencia andaluza de la energía.

### 3.3 Sombras

Se debe diferenciar entre las sombras mutuas y las lejanas.

- **Sombras mutuas:** provocadas por la separación entre hileras. Para el cálculo de la distancia mínima se debe tener en cuenta el día más desfavorable del año que se da el 21 de diciembre (solsticio de invierno) y procurar que al menos 4 horas al día sin sombras

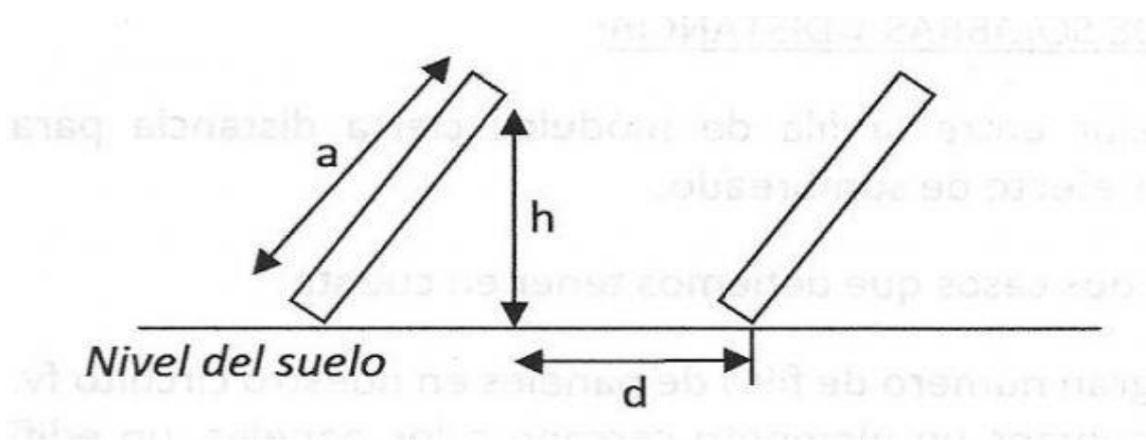


Figura 3.3.1. Distancia entre paneles.

El cálculo de la distancia mínima y máxima es:

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (13)$$

$$d_{max} = \frac{a * \sin\beta}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (14)$$

Siendo  $\beta$  el ángulo que forma el panel con el plano horizontal. También se puede definir el ratio de ocupación del terreno (ROT):

$$ROT = \frac{d + a * \cos\beta}{a} \quad (15)$$

- **Sombras lejanas:** estas son las provocadas por edificios, montañas, árboles, etc cercanos a la instalación. Pueden provocar una reducción importante de producción si no realiza un estudio conveniente. En la actualidad existen programas informáticos que realizan exhaustivos estudios sobre estas sombras, como *PVsystem*.

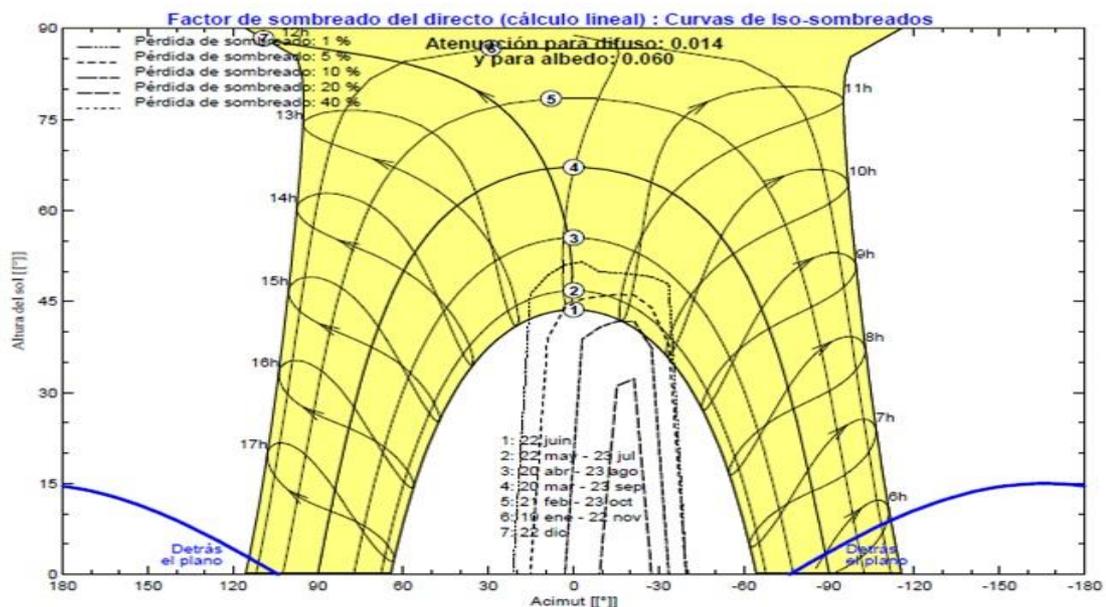


Figura 3.3.1. Ejemplo de estudio de sombras.

### 3.4 Selección del inversor

El inversor se encargará de evacuar la energía eléctrica a la red. Los principales aspectos a tener en cuenta a la hora de seleccionarlo son los siguientes:

- La potencia del inversor debe estar comprendida entre [85, 105] % de la potencia del huerto fotovoltaico.
- La tensión de salida será la impuesta por la red eléctrica.
- Para su correcta elección se deben conocer: la tensión nominal DC, la máxima/mínima DC y la máxima intensidad DC del huerto fotovoltaico.

El IDAE en su pliego de condiciones señala las siguientes características técnicas y eléctricas que deben tener los inversores:

- El principio de funcionamiento será el de fuente de corriente.
- Serán autoconmutados.
- No funcionarán en modo isla o aislado.
- Deben tener un seguimiento automático del punto de máxima potencia.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.
- El factor de potencia deberá ser superior a 0,95 entre el 25 % y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

### 3.5 Coordinación serie-paralelo

La coordinación serie de los paneles delimita el rango de tensiones DC del inversor. Hay que diferenciar entre la máxima y la mínima tensión:

- **Máxima tensión:** se calcula la tensión de circuito abierto para las condiciones de mínima temperatura del panel y mínima irradiancia. Como irradiancia mínima generalmente se escoge  $100 \text{ W/m}^2$  y para calcular la temperatura del panel a partir de la temperatura ambiente se emplea la siguiente ecuación:

$$T_p = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * S \quad (16)$$

Siendo  $T_p$  la temperatura del panel en grados Celsius,  $T_a$  la temperatura ambiente en grados Celsius, TONC la temperatura de operación normal en grados Celsius, cuyo rango es [45, 49] °C; y por último S es la irradiancia incidente en  $\text{W/m}^2$ .

La tensión a circuito abierto máxima se calcula:

$$V_{oc}(T_{pmin}) = V_{oc}(T_n) + K_v * (T_{pmin} - T_n) \quad (17)$$

Donde  $V_{oc}$  es la tensión a circuito abierto en V,  $T_{pmin}$  es la temperatura del panel a la mínima temperatura en °C,  $T_n$  es la temperatura nominal (25 °C) y  $K_v$  es el coeficiente de circuito abierto en V/°C.

Con estos datos, se puede calcular el número máximo de paneles en serie:

$$N_{max,serie} = \frac{V_{DCmax}}{V_{oc}(T_{pmin})} \quad (18)$$

Donde  $V_{DCmax}$  es la máxima tensión que soporta el inversor en V.

- **Mínima tensión:** se calcula la mínima tensión del punto de máxima potencia para las condiciones de máxima temperatura del panel y máxima irradiancia. Como irradiancia máxima se escoge  $1000 \text{ W/m}^2$  y como temperatura máxima  $50 \text{ °C}$ .

La mínima tensión se calcula de la misma manera que en el caso anterior. Así, el número mínimo de paneles en serie se calcula

$$N_{min,serie} = \frac{V_{MPmin}}{V_{mp}(T_{pmax})} \quad (19)$$

Siendo  $V_{MPmin}$  la tensión mínima del rango de control del punto de máxima potencia del inversor y  $V_{mp}(T_{pmax})$  la tensión del panel para el punto de máxima potencia a la máxima temperatura.

De este rango  $[N_{max,serie}, N_{min,serie}]$  se elige el número de paneles en serie. Para calcular las ramas necesarias en paralelo, fijado el parámetro anterior y sabiendo la potencia total del huerto fotovoltaico se obtiene fácilmente el número de ramas en paralelo ( $N_{paralelo}$ ).



## 4 RECONFIGURACIÓN DINÁMICA

El objetivo de esta reconfiguración es mejorar el rendimiento del huerto fotovoltaico a través de la reducción de las pérdidas Joule. Esto se consigue aumentando el número de paneles en serie pues así conseguimos aumentar la tensión DC consiguiendo que para una misma producción de potencia al ser la tensión mayor la intensidad decrece, ergo las pérdidas en el cobre también al depender estas únicamente de la resistencia del cable y la intensidad al cuadrado.

Lo que se pretende es que dependiendo de la condiciones de irradiancia y temperatura que haga, tener siempre conectados el mayor número de paneles en serie (aunque el valor sea superior al rango recomendado de paneles) que se pueda para tener la mayor tensión posible que permita el rango del seguidor del punto de máxima potencia del inversor. La conexión o desconexión de paneles se haría mediante interruptores.

El estudio se va a realizar sobre una planta de 100 kW y se va a analizar para el mismo día de 4 meses distintos (1 de cada estación): enero, abril, julio y octubre.

El panel fotovoltaico es el modelo de ATERSA A-250P cuyas características son las siguientes:

Tabla 4.1. Características panel fotovoltaico ATERSA A-250P

Características eléctricas	
Potencia nominal	250 W
Eficiencia	15,35 %
Corriente punto máxima potencia ( $I_{mp}$ )	8,45 A
Tensión punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ )	29,53 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	8,91 A
Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	37,6 V
Parámetros térmicos	
Coefficiente de cortocircuito ( $k_i$ )	0,057003 %/°C
Coefficiente de circuito abierto ( $k_v$ )	-0,3641 %/°C
TONC	48 °C

Parámetros eléctricos	
Resistencia serie	1249,4748 $\Omega$
Resistencia paralelo	0,4236 $\Omega$
Número celdas serie	60
Corriente fotogenerada nominal	8,9495 A
Energía banda prohibida	1,11 eV
Factor de idealidad	1,0177

El inversor es el modelo de INGETEAM 3 PLAY SERIE 100TL con las siguientes características:

Tabla 4.2. Características inversor INGETEAM 3 PLAY SERIE 100TL

Valores de entrada (DC)	
Rango de potencia campo FV recomendado	101,2-145 kWp
Rango de tensión MPP	570-850 V
Tensión máxima	1100 V
Corriente máxima	185 A
Corriente cortocircuito	240 A
Valores de salida (AC)	
Potencia nominal	100 kW
Máxima temperatura a potencia nominal	50 °C
Corriente máxima	145 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Factor de potencia	1
Factor de potencia ajustable	Sí. S <sub>máx</sub> =100 kVA Q <sub>máx</sub> =60 kVAr
THD	<3%

Calculamos ahora el rango de número de paneles en serie:

- **Número máximo:**

De la ecuaciones (16) y (17) calculamos la tensión de circuito abierto máxima. Usamos como temperatura ambiente mínima -5°C e irradiancia mínima 100 W/m<sup>2</sup>.

$$T_{pmin} = -5 + \frac{48 - 20}{800} * 100 = -1,5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (20)$$

$$V_{OC}(T_{pmin}) = 37,6 * (1 - 0,003641(3,5 - 25)) = 41,23 \text{ V} \quad (21)$$

Así, el número máximo de paneles en serie resulta:

$$N_{max,serie} = \frac{1100}{41,23} = 26 \quad (22)$$

- **Número mínimo:**

Obtenemos la tensión mínima del punto de máxima potencia para las condiciones de  $T_a=50$  °C y  $S=1000$  W/m<sup>2</sup>, gracias al código implementado en *Matlab* ya que es más preciso. Resulta:

$$V_{mp}(T_{pmáx}) = 26,58 \text{ V} \rightarrow N_{min,serie} = \frac{570}{26,58} = 22 \quad (23)$$

El rango de paneles serie ha resultado [22, 26], con este intervalo esta asegurado que la tensión DC siempre va a estar en el intervalo del rango MPPT del inversor ([570, 850] V). El objetivo como se ha comentado es estudiar si aumentando el número de paneles serie por encima de 26 seguimos dentro de dicho intervalo del inversor.

El lugar geográfico escogido ha sido la ciudad de Córdoba, los datos de irradiancia y temperatura han sido aportados por la *Agencia andaluza de la energía* y el *IET*. Para realizar los cálculos se ha implementado en Matlab el modelo matemático de panel fotovoltaico, en este introduciéndole los datos de temperatura e irradiancia nos calcula la potencia máxima ( $P_{mp}$ ) y la tensión para dicha potencia ( $V_{mp}$ ). Para calcular la producción total al ser el panel de 250 W nominales y la planta fotovoltaica de 100 kW se necesitan en torno a 400 paneles.

Analizamos, a continuación, los diferentes meses:

- **Enero:**

*Tabla 4.3. Análisis mes de enero.*

HORA	IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )	T (°C)	Vmp (V)	Pmp (W)	PRODUCCIÓN (W)	V25 (V)	V26 (V)	V27 (V)	V28 (V)	V29 (V)	V30 (V)
8:00	143.3	7.1	31.68	38.01	15204	792.00	823.68	855.36	887.04	918.72	982.08
9:00	314.8	8.3	32.11	85.46	34184	802.75	834.86	866.97	899.08	931.19	995.41
10:00	463.3	9.8	31.99	125.52	50208	799.75	831.74	863.73	895.72	927.71	991.69
11:00	567.9	11.4	31.74	152.70	61080	793.50	825.24	856.98	888.72	920.46	983.94
12:00	605.6	12.9	31.52	161.64	64656	788.00	819.52	851.04	882.56	914.08	977.12
13:00	567.9	14.0	31.42	151.02	60408	785.50	816.92	848.34	879.76	911.18	974.02
14:00	463.3	14.5	31.4	123.07	49228	785.00	816.40	847.80	879.20	910.60	973.40
15:00	314.8	14.3	31.35	83.31	33324	783.75	815.10	846.45	877.80	909.15	971.85
16:00	143.3	13.4	30.86	36.97	14788	771.50	802.36	833.22	864.08	894.94	956.66

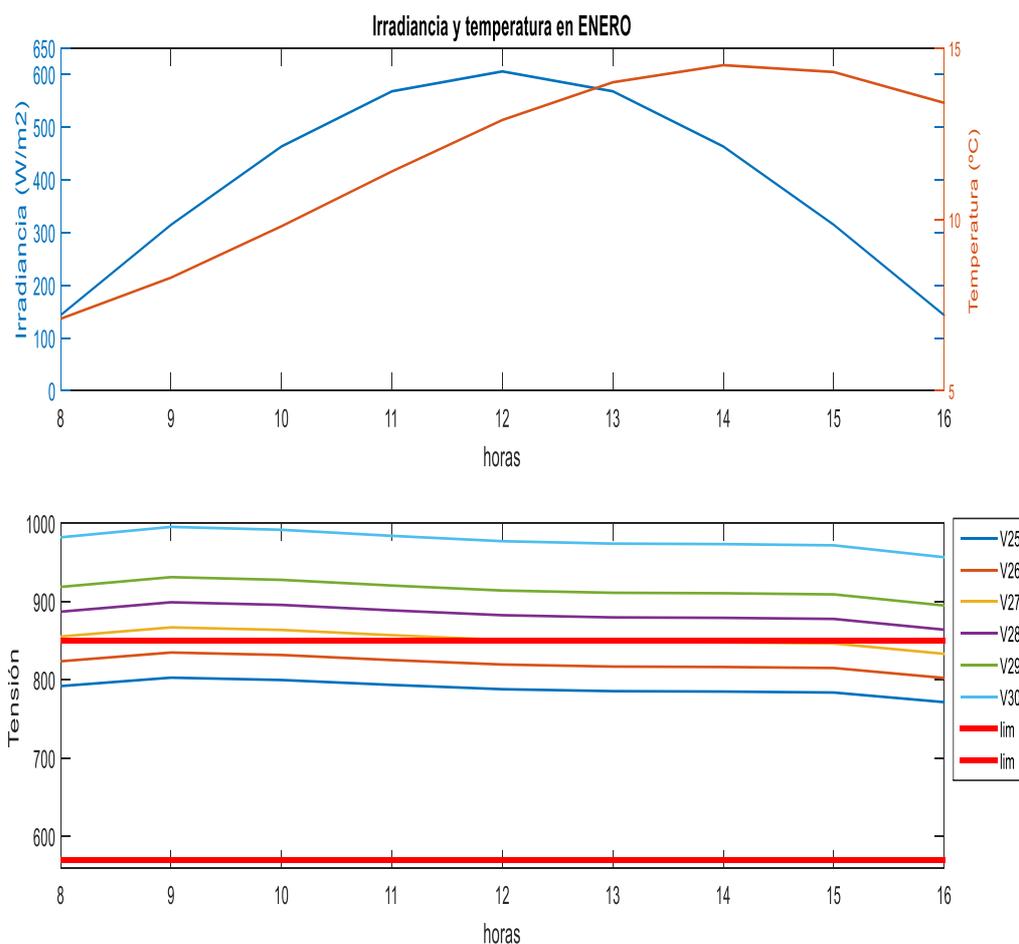


Figura 4.1. Análisis de tensiones para el mes de enero

El mes de enero es frío y con irradiancias moderadas lo que favorece tensiones altas, como se observa, solo entran en el intervalo de tensión del MPPT del inversor las configuraciones 25,26 y 27 aunque esta última sobrepasa el límite en algunos momentos del día.

Pasamos ahora a calcular las intensidades y el % de pérdidas respecto de la configuración con 25 paneles que se ahorraría al utilizar un número de paneles mayor a este. Las intensidades que se van a calcular serían las que entran al inversor, es decir, la suma de todas las intensidades de las ramas en paralelo.

Tabla 4.4. Intensidades para enero.

HORA	I25 (A)	I26 (A)	I27 (A)
8:00	19.20	18.46	17.77
9:00	42.58	40.95	39.43
10:00	62.78	60.37	58.13
11:00	76.98	74.01	71.27
12:00	82.05	78.89	75.97
13:00	76.90	73.95	71.21
14:00	62.71	60.30	58.07
15:00	42.52	40.88	39.37
16:00	19.17	18.43	17.75

Vemos como al aumentar la tensión disminuye la intensidad.

El % de reducción de pérdidas es proporcional al cuadrado del número de paneles en serie.

Demostración:

$$\Delta P_{PJ} = \frac{P_{PJ25} - P_{PJ26}}{P_{PJ25}} = \frac{RI_{25}^2 - RI_{26}^2}{RI_{25}^2} = 1 - \frac{\frac{P^2}{V_{26}^2}}{\frac{P^2}{V_{25}^2}} = 1 - \frac{25^2}{26^2} \quad (24)$$

Así, la reducción usando la configuración 26 es **7,54 %** y con la configuración 27 es **14,27 %**.

- **Abril:**

*Tabla 4.5. Análisis mes de abril.*

HORA	IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )	T °C	Vmp (V)	Pmp (W)	PRODUCCIÓN (W)	V25 (V)	V27 (V)	V28 (V)	V29 (V)
6:00	31.6	11.5	29.11	7.21	2884	727.75	785.97	815.08	844.19
7:00	173.3	12.9	31.11	45.23	18092	777.75	839.97	871.08	902.19
8:00	345.0	15.0	31.29	91.19	36476	782.25	844.83	876.12	907.41
9:00	533.9	17.0	31.07	140.26	56104	776.75	838.89	869.96	901.03
10:00	693.6	18.5	30.75	180.27	72108	768.75	830.25	861.00	891.75
11:00	803.7	19.7	30.47	206.79	82716	761.75	822.69	853.16	883.63
12:00	843.1	20.6	30.31	215.65	86260	757.75	818.37	848.68	878.99
13:00	803.7	21.4	30.27	205.28	82112	756.75	817.29	847.56	877.83
14:00	693.6	22.0	30.33	177.57	71028	758.25	818.91	849.24	879.57
15:00	533.9	22.2	30.43	137.15	54860	760.75	821.61	852.04	882.47
16:00	345.0	21.9	30.43	88.48	35392	760.75	821.61	852.04	882.47
17:00	173.3	21.2	30.04	43.58	17432	751.00	811.08	841.12	871.16
18:00	31.6	20.0	27.94	6.92	2768	698.50	754.38	782.32	810.26

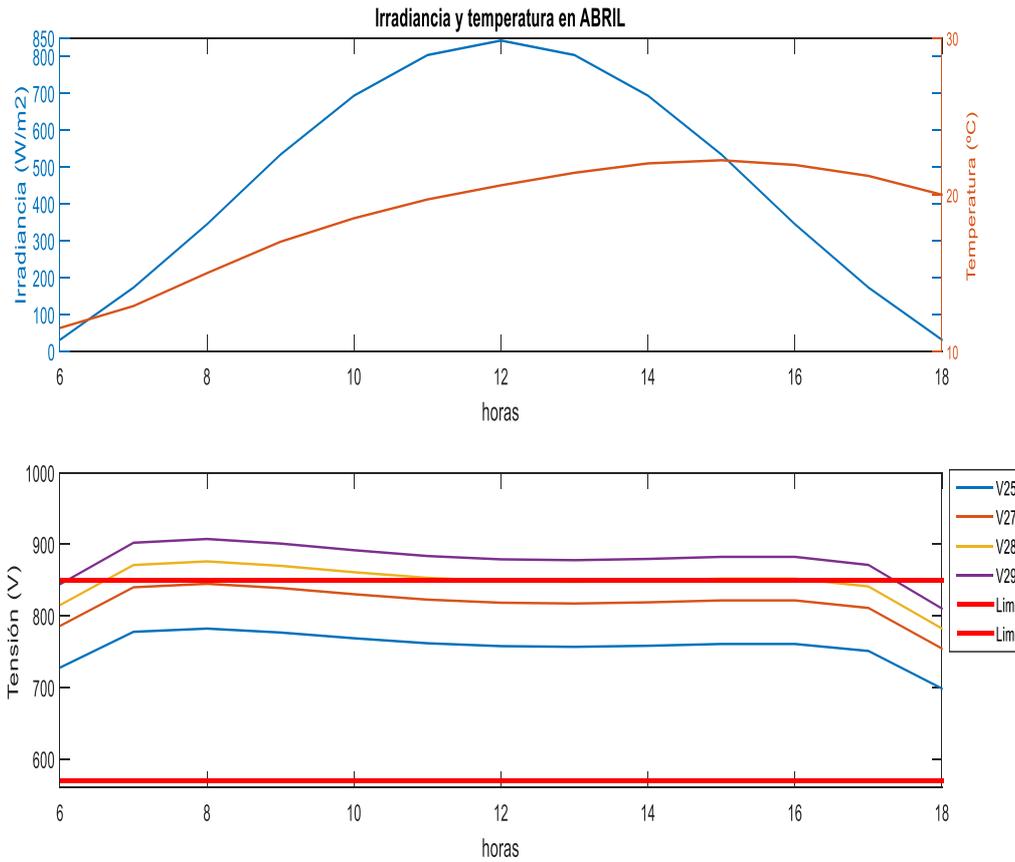


Figura 4.2. Análisis de tensiones para el mes de abril

Abril tiene más intensidad de radiación que en enero y temperaturas más elevadas, lo que implica que los puntos de máxima potencia sean un poco menores y, por tanto, en algunos momentos del día pueda intervenir la configuración 28.

Tabla 4.6. Intensidades para abril.

HORA	I25 (A)	I27 (A)	I28 (A)
6:00	3.96	3.67	3.54
7:00	23.26	21.54	20.77
8:00	46.63	43.18	41.63
9:00	72.23	66.88	64.49
10:00	93.80	86.85	83.75
11:00	108.59	100.54	96.95
12:00	113.84	105.40	101.64
13:00	108.51	100.47	96.88
14:00	93.67	86.73	83.64
15:00	72.11	66.77	64.39
16:00	46.52	43.08	41.54
17:00	23.21	21.49	20.72
18:00	3.96	3.67	3.54

La reducción de pérdidas con configuración 28 es **20,28 %**.

- **Julio:**

*Tabla 4.7. Análisis mes de julio*

HORA	IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )	T °C	Vmp (V)	Pmp (W)	PRODUCCIÓN (W)	V25 (V)	V27 (V)	V28 (V)	V29 (V)	V30 (V)
6:00	63.4	22.3	27.95	6.92	2768	698.75	754.65	782.60	810.55	838.50
7:00	243.2	24.0	29.64	61.23	24492	741.00	800.28	829.92	859.56	889.20
8:00	446.5	26.3	29.89	112.48	44992	747.25	807.03	836.92	866.81	896.70
9:00	647.0	28.7	29.56	161.10	64440	739.00	798.12	827.68	857.24	886.80
10:00	817.2	30.7	29.13	200.21	80084	728.25	786.51	815.64	844.77	873.90
11:00	931.7	32.3	28.78	225.16	90064	719.50	777.06	805.84	834.62	863.40
12:00	972.2	33.7	28.54	323.87	129548	713.50	770.58	799.12	827.66	856.20
13:00	931.7	34.8	28.48	222.61	89044	712.00	768.96	797.44	825.92	854.40
14:00	817.2	35.8	28.52	195.61	78244	713.00	770.04	798.56	827.08	855.60
15:00	647.0	36.4	28.62	155.54	62216	715.50	772.74	801.36	829.98	858.60
16:00	446.5	36.5	28.69	107.51	43004	717.25	774.63	803.32	832.01	860.70
17:00	243.2	36.1	28.41	57.84	23136	710.25	767.07	795.48	823.89	852.30
18:00	63.4	34.9	27.00	13.92	5568	675.00	729.00	756.00	783.00	810.00

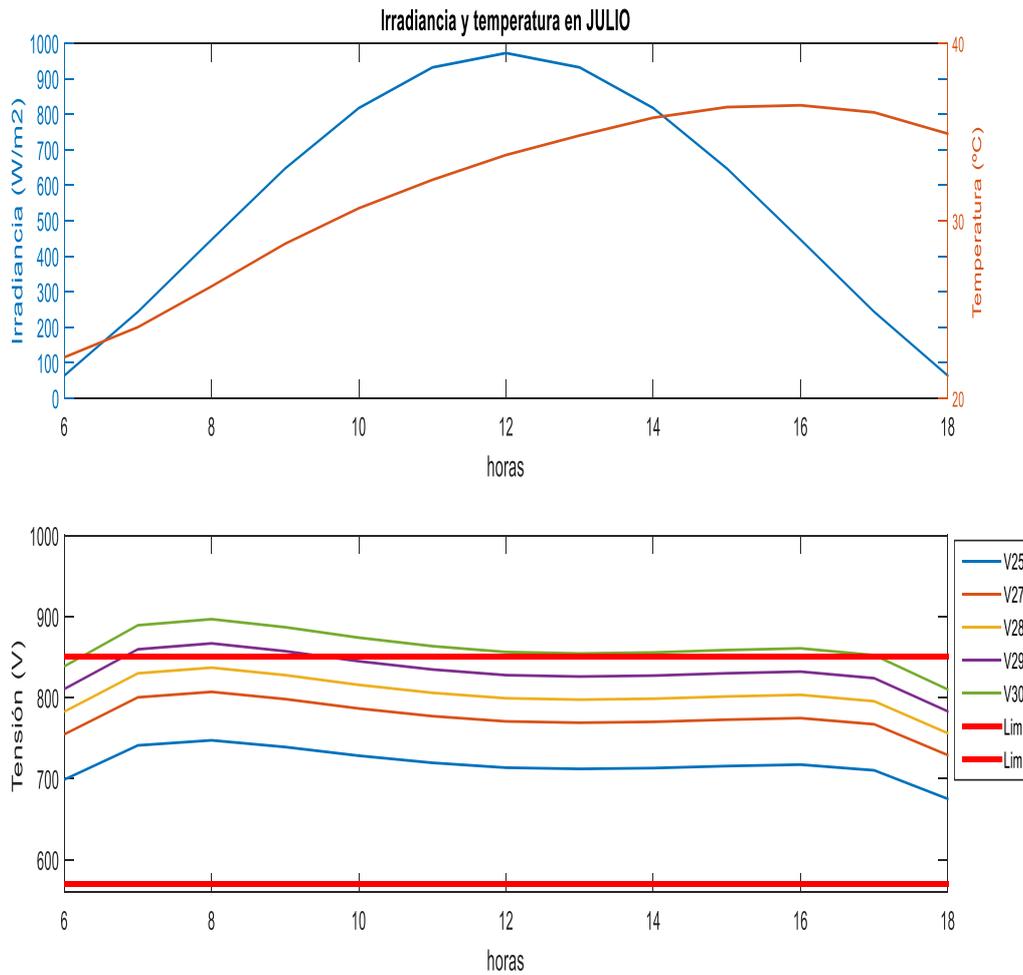


Figura 4.3. Análisis de tensiones para el mes de julio.

Julio es un mes de elevadas temperaturas e irradiancias lo que favorecen tensiones bajas y justifica el hecho de que entre en funcionamiento la configuración 29 y en algunas horas la configuración 30.

Tabla 4.8. Intensidades de julio

HORA	I25 (A)	I27 (A)	I28 (A)	I29 (A)	I30 (A)
6:00	3.96	3.67	3.54	3.41	3.30
7:00	33.05	30.60	29.51	28.49	27.54
8:00	60.21	55.75	53.76	51.91	50.18
9:00	87.20	80.74	77.86	75.17	72.67
10:00	109.97	101.82	98.19	94.80	91.64
11:00	125.18	115.90	111.76	107.91	104.31
12:00	181.57	168.12	162.11	156.52	151.31
13:00	125.06	115.80	111.66	107.81	104.22
14:00	109.74	101.61	97.98	94.60	91.45
15:00	86.95	80.51	77.64	74.96	72.46
16:00	59.96	55.52	53.53	51.69	49.96
17:00	32.57	30.16	29.08	28.08	27.15
18:00	8.25	7.64	7.37	7.11	6.87

La reducción de pérdidas de la configuración 29 es **25,68 %** y de la configuración 30 es **30,56 %**.

- **Octubre:**

*Tabla 4.9. Análisis mes de octubre.*

HORA	IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )	T °C	Vmp (V)	Pmp (W)	PRODUCCIÓN (W)	V25 (V)	V27 (V)	V28 (V)	V29 (V)
7:00	85.8	16.1	29.92	21.18	8472	748.00	807.84	837.76	867.68
8:00	249.5	17.8	30.77	64.62	25848	769.25	830.79	861.56	892.33
9:00	420.8	19.6	30.76	109.31	43724	769.00	830.52	861.28	892.04
10:00	575.1	21.2	30.53	148.27	59308	763.25	824.31	854.84	885.37
11:00	682.7	22.7	30.26	174.32	69728	756.50	817.02	847.28	877.54
12:00	721.3	23.9	30.07	182.94	73176	751.75	811.89	841.96	872.03
13:00	682.7	24.8	30.00	172.73	69092	750.00	810.00	840.00	870.00
14:00	575.1	25.4	30.01	145.58	58232	750.25	810.27	840.28	870.29
15:00	420.8	25.2	30.07	106.64	42656	751.75	811.89	841.96	872.03
16:00	249.5	24.3	29.94	62.77	25108	748.50	808.38	838.32	868.26
17:00	85.8	23.0	28.99	20.50	8200	724.75	782.73	811.72	840.71

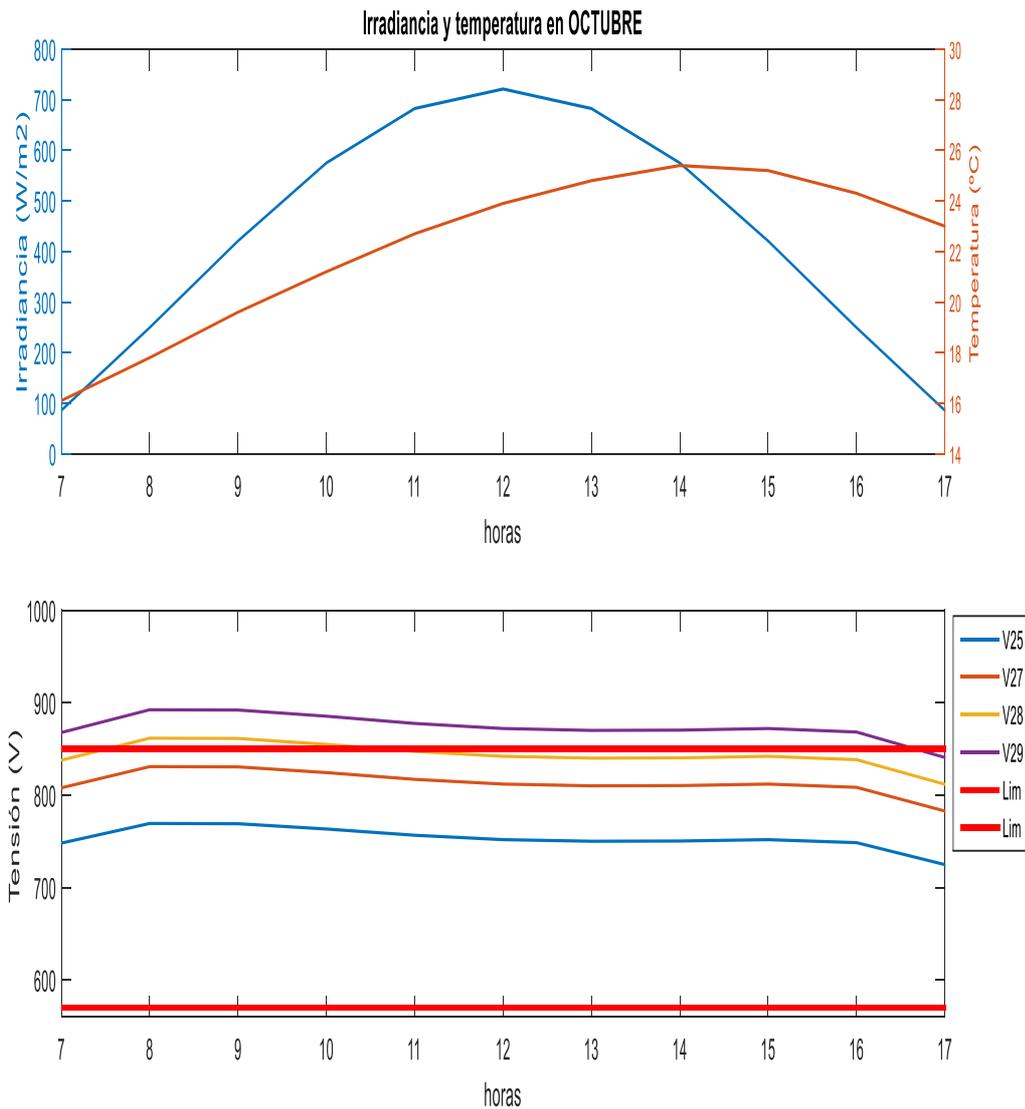


Figura 4.4. Análisis de tensiones para el mes de octubre

Tabla 4.10. Intensidades para octubre

HORA	I25 (A)	I27 (A)	I28 (A)	I29 (A)
7:00	11.33	10.49	10.11	9.76
8:00	33.60	31.11	30.00	28.97
9:00	56.86	52.65	50.77	49.02
10:00	77.70	71.95	69.38	66.99
11:00	92.17	85.34	82.30	79.46
12:00	97.34	90.13	86.91	83.91
13:00	92.12	85.30	82.25	79.42
14:00	77.62	71.87	69.30	66.91
15:00	56.74	52.54	50.66	48.92
16:00	33.54	31.06	29.95	28.92
17:00	11.31	10.48	10.10	9.75

Octubre es parecido a abril, aunque un poco más frío, por lo que los resultados son similares.

Se muestra, por último, una tabla comparativa del porcentaje de reducción de pérdidas respecto a la configuración 25.

*Tabla 4.11. Comparativa de la reducción de pérdidas*

Configuración	% reducción de pérdidas
26	7.54
27	14.27
28	20.28
29	25.68
30	30.56

## 5 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Analizado los diferentes meses, se observa cómo se puede variar el número de paneles en serie en función de la temperatura e irradiancia, desde la configuración 26 en enero hasta la configuración 30 en julio. Por tanto, se concluye que lo ideal es poner las hileras con la configuración 30 para así, ir modificando mediante interruptores hacia configuraciones menores. Con esta idea siempre se intenta trabajar en el límite del rango del MPPT del inversor con la finalidad de reducir la corriente para disminuir las pérdidas Joule.

Se ha demostrado como conforme se sube de configuración las pérdidas Joule se reducen del entorno al 5-7 % respecto de la configuración base 25.

Las ramas en paralelo serían 13, de dividir el número total de paneles entre la configuración 30; no obstante, al desconectar paneles debido a la reconfiguración se estaría perdiendo potencia por lo que lo ideal sería conectar dichos paneles entre si para crear una nueva rama en paralelo y así lograr producir la misma potencia que si tuviéramos la configuración 30.

Con esta idea se puede hacer una estimación de la producción anual, en primer lugar se calcula la media de cada mes analizado:

*Tabla 5.1. Media de la producción mensual*

Mes	kWh/mes
Enero	1128676.70
Abril	944889.29
Julio	1161868.22
Octubre	1055612.84

Resultando una producción anual de 12873141,1 kWh anuales.

Para finalizar como estudios futuros se puede remarcar:

- El diseño del circuito eléctrico para poder reconfigurar dinámicamente los paneles.
- La creación de un programa informático capaz de analizar en tiempo real que tipo de configuración es necesaria en dicho momento.

---

## REFERENCIAS

---

- [1] Mendez Muñiz, JM y Cuervo García, R. *Energía solar fotovoltaica (5ª edición)*. Madrid: Fc.
- [2] Labouret, A y Viloz, M (2008). *Energía solar fotovoltaica: manual práctico*. Madrid: Mundi-prensa.
- [3] Palomino Estebanz, A. (2012). *Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red* (Trabajo fin de grado). Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/353039251/TFG-Alvaro-Palomino-Estebanz>
- [4] Ramos Rodríguez, JF. (2015). *Instalación solar fotovoltaica aislada para colegio infantil* (Trabajo fin de grado). Recuperado de: <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/14110/1/TFG-P-303.pdf>
- [5] Bonkougou, D. Koalaga, Z. Njomo, D. (2013). *Modelling and simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in Matlab*. 493-502. Recuperado de: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.413.5543&rep=rep1&type=pdf>
- [6] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Boletín oficial del estado número 295, de 8 de diciembre de 2011, páginas 130033 a 130064. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242>
- [7] Carrasco Solís, JM. *Sistema de generación de energía fotovoltaica. El inversor fotovoltaico*. Universidad de Sevilla. Departamento ingeniería electrónica.
- [8] Maza Ortega, JM. *Diseño de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica*. Universidad de Sevilla. Departamento ingeniería eléctrica.
- [9] Red eléctrica de España (REE). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2017*. Recuperado de: [http://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2017.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2017.pdf)

---

# GLOSARIO

---

UNE: Una Norma Española

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

AC: Alternating Current

DC: Direct Current

MPPT: Maximum Power Point Tracking

THD: Total Armonic Distortion

P: Potencia activa

Q: Potencia reactiva

S: Potencia aparente

---

# ANEXO A. CÓDIGO MATLAB DEL MODELO MATEMÁTICO

Se incluye en este anexo el código Matlab con el que se han realizado las simulaciones. En él se ha implementado el modelo matemático del panel fotovoltaico desarrollado en la subsección 2.1.1.

```

Rp=1249.4748; %% Resistencia paralelo
Rs=0.4236; %% Resistencia serie
Sref=1000; %% Irradiancia de referencia
Isc=8.91; %% Intensidad de cortocircuito
Vco=37.6; %% Tensión de circuito abierto
Ilref=8.9495; %% Intensidad fotogenerada nominal
Ns=60; %% número celdas serie
k=1.38e-23; % constante de Boltzman
q=1.602e-19; % carga del electrón
Tref=25+273.15; % temperatura nominal
A=1.0177; %factor de idealidad
muisc=0.057003/100; %% coef. cortocircuito
muvoc=-0.3641/100; %% coef. circuito abierto
Eg=1.11; %%Energía banda prohibida
NOCT=48; %%Temperatura normal de operación

V1=[0:0.01:45]; %% vector tensión
S=1000; %% irradiancia
Tc=273.15+50+( (NOCT-20)/800)*S; %temperatura placa
Vt=Ns*k*Tc/q; %% voltaje térmico
Vtn=Ns*k*Tref/q %% voltaje térmico nominal
Il=(S/Sref)*(Ilref+muisc*(Tc-Tref)); %% intensidad fotogenerada
Ioref=(Isc+muisc*(Tc-Tref))/(exp((Vco+muvoc*(Tc-Tref))/(Vtn*A))-1); %%
corriente saturación inversa nominal
Io=Ioref*(Tc/Tref)^3*exp(q*Eg*(1/Tref-1/Tc)/(k*A)); %% corriente saturación
inversa
    for k=1:length(V1),
        V=V1(k);
        Ipv=newton_rph(Isc,1e-4,Io,Rs,A,V,Vt,Il,Rp); %%intensidad final
        I_vector(k)=Ipv; %%vector intensidad final
        Isc=I_vector(k);
        P(k)=V*I_vector(k); %% vector potencia
    end

[Pmax,pos]=max(P); %% punto potencia máxima
Vmax=pos*0.01; %% punto tensión máxima

```

## ANEXO B. CÓDIGO MATLAB DEL MÉTODO DE NEWTON-RAPSHON

---

La ecuación (9) de la intensidad final es trascendente por lo que se ha programado también el método de Newton-Raphson para la resolución de dicha ecuación.

```
function [I1]=newton_rph(x0,tol,Io,Rs,A,V,Vt,I1,Rp)
error=1;
it=1;
while error>tol
    f=-x0+I1-Io*(exp((V+x0*Rs)/(A*Vt))-1)-(V+x0*Rs)/Rp+Io;
    df=-1-Io*Rs/(A*Vt)*exp((V+x0*Rs)/(A*Vt))-Rs/Rp;
    a=x0-f/df;
    error=abs(a-x0);
    x0=a;
    it=it+1;
end
I1=a;
end
```

## ANEXO C. MODELO SIMULINK DEL MODELO MATMÁTICO

El modelo matemático también se implementó en Simulink, al tener este simulador un solver más rápido de resolución. Los resultados para ambas simulaciones resultaron iguales salvo diferencias mínimas en alguna ocasión.

