

# Proyecto Fin de Carrera

## HERRAMIENTA PARA EL ESTUDIO DE LA EFICIENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Autor

Javier Saumell Ocáriz

Directores

José Luis Bernal Agustín  
Rodolfo Dufo López

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
Zaragoza, Noviembre de 2011



# **HERRAMIENTA PARA EL ESTUDIO DE LA EFICIENCIA EN LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA**

## **RESUMEN**

El principal objetivo de este proyecto es valorar de modo efectivo la influencia de cada uno de los factores que afectan a la eficiencia de una instalación fotovoltaica conectada a la red, para poder realizar previsiones acertadas de la producción.

Para ello se ha revisado la teoría existente sobre cada elemento reductor de eficiencia, y se ha desarrollado una herramienta informática de cálculo de producción, eficiencia y pérdidas. En este programa pueden introducirse todos los parámetros de una instalación, y a partir de ellos calcula la producción, eficiencia, y pérdidas por concepto de cada factor. Tiene también un apartado económico para valorar la rentabilidad del conjunto.

Con la herramienta se han estudiado varios casos de instalaciones fotovoltaicas, valorando la influencia de los factores más importantes en la eficiencia. En uno de los casos ha podido compararse la producción y eficiencia real con las dadas por el programa, obteniendo resultados satisfactorios.



## *Agradecimientos*

Quiero dar las gracias en primer lugar a mi director de proyecto, José Luis Bernal, por su atención sobre todo en los momentos de atasco, y sus consejos sobre cómo orientar el trabajo. Agradezco también su ayuda al codirector Rodolfo Dufo, especialmente el cursillo *express* de *Borland* que me ha ahorrado muchísimos quebraderos de cabeza, y a Ismael Aso, del Centro Nacional del Hidrógeno, cuyos datos me han ayudado a validar los resultados del programa.

Por otro lado, agradezco a mi familia y amigos el apoyo y ánimo que me han dado durante el transcurso de todo el trabajo.



# TABLA DE CONTENIDOS

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 MOTIVACIÓN .....	1
1.2 OBJETIVOS Y ALCANCE .....	2
1.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS .....	3
1.4 ORGANIZACIÓN DE LA MEMORIA.....	3
<b>2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....</b>	<b>5</b>
2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA .....	5
2.2 TEMPERATURA .....	5
2.3 ÁNGULOS .....	7
2.4 MATERIALES DE LOS PANELES .....	10
2.5 POLVO Y SUCIEDAD .....	12
2.6 EFECTO DE LAS SOMBRAS .....	13
2.7 PÉRDIDAS ÓHMICAS .....	13
2.8 PÉRDIDAS POR DESAJUSTE .....	14
2.9 PÉRDIDAS POR BAJA IRRADIACIÓN .....	15
2.10 PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN .....	15
<b>3. HERRAMIENTA DESARROLLADA.....</b>	<b>16</b>
3.1 LOCALIZACIÓN .....	16
3.2 TEMPERATURA .....	17
3.3 ÁNGULOS .....	17
3.4 MATERIALES .....	18
3.5 POLVO Y SUCIEDAD .....	19
3.6 SOMBRAS .....	19
3.7 PÉRDIDAS ÓHMICAS .....	20
3.8 DESAJUSTE Y BAJA IRRADIACIÓN .....	21
3.9 DEGRADACIÓN .....	21
3.10 ELEMENTOS ADICIONALES .....	21
3.11 CÁLCULO DE RESULTADOS .....	22
<b>4. CASOS DE ESTUDIO .....</b>	<b>23</b>
4.1 PLANTA DE 105 kWp EN LARRÉS .....	23
4.2 PLANTA DE 19 kWp EN MURCIA .....	24
4.3 PLANTA DE 19 kWp EN PARÍS.....	28
4.4 PLANTA DE 95 kWp EN ZARAGOZA.....	30
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>33</b>
<b>6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>35</b>

<b>APÉNDICES</b> .....	<b>36</b>
<b>A.1 MANUAL DE USUARIO</b> .....	<b>37</b>
<i>A.1.1 Consideraciones Generales</i> .....	37
<i>A.1.2 Pantalla de Bienvenida y Barra de Menús</i> .....	38
<i>A.1.3 Panel de pestañas</i> .....	39
<i>A.1.4 Panel de Situación geográfica</i> .....	39
<i>A.1.5 Panel de Propiedades de los paneles</i> .....	40
<i>A.1.6 Panel de Limpieza y Sombreado</i> .....	41
<i>A.1.7 Panel de Temperatura y Baja Irradiación</i> .....	42
<i>A.1.8 Panel de Cableado</i> .....	43
<i>A.1.9 Panel de Datos Económicos</i> .....	44
<i>A.1.10 Panel de Producción Global</i> .....	45
<i>A.1.11 Panel de Pérdidas Globales</i> .....	47
<b>A.2 GUÍA DEL PROGRAMADOR</b> .....	<b>49</b>
<i>A.2.1 Funciones utilizadas</i> .....	49
<i>A.2.2 Variables del programa</i> .....	50
<b>A.3 HOJAS DE CARACTERÍSTICAS</b> .....	<b>54</b>

# 1. INTRODUCCIÓN

En este primer apartado se explican de manera breve las principales pautas de este proyecto. En primer lugar se explica cuál ha sido la motivación para acometerlo; se citan a continuación los objetivos que se han establecido; por último, se describe el orden seguido por los apartados de la memoria.

## 1.1 Motivación

Con el declive de las energías procedentes de derivados del petróleo, debido al progresivo agotamiento de estas fuentes, las conocidas como energías renovables han adquirido especial relieve. Los principales motivos son su disponibilidad, en principio ilimitada, y su limpieza, ya que no emiten sustancias contaminantes a la atmósfera.

Dentro de este grupo, destaca como fuente de energía el Sol, cuya radiación puede utilizarse para generar electricidad directamente, por medio del efecto fotoeléctrico. De este modo, nuestras necesidades energéticas quedarían totalmente cubiertas ya que la radiación procedente del Sol es muy superior.

Sin embargo, las eficiencias de conversión de la radiación solar en energía eléctrica son a día de hoy muy bajas, debido a la utilización de placas fabricadas con un solo material, normalmente silicio, que tiene un ancho de banda limitado y por ello sólo es capaz de transformar una parte de la radiación solar. Además, los costes de fabricación son elevados, y por ello es complicado introducir nuevos materiales con un ancho de banda mayor, o utilizar varias capas de distintos materiales, ya que de ese modo se encarecería aún más el producto.

A los problemas mencionados hay que añadir la dificultad de realizar una predicción aproximada de la producción de energía que se obtendrá en un periodo determinado, debido a la gran cantidad de factores aleatorios que influyen en este valor. El primero de ellos es la propia radiación solar, cuya predicción es muy difícil y varía de un año para otro, con lo que se toman datos medios de años precedentes para obtener un valor que puede acercarse o no al que realmente se tendrá. La localización geográfica es, debido a la gran variabilidad de la irradiancia solar de unos emplazamientos a otros, el principal factor a elegir a la hora de planificar una planta fotovoltaica. Además, tienen influencia muchos otros factores meteorológicos como el

viento, la temperatura o la nubosidad. Todo ello hace que las predicciones realizadas actualmente se desvíen de los valores reales en porcentajes muy elevados.

Existe una gran cantidad de aplicaciones, algunas de ellas gratuitas y disponibles en Internet, que tratan de realizar un cálculo aproximado de la generación fotovoltaica de un panel. Sin embargo, todas ellas ignoran algunos factores que, aunque secundarios, tenerlos en cuenta puede llevar a resultados más precisos en las predicciones.

## 1.2 Objetivos y Alcance

La idea es estudiar todos los factores que afectan de manera significativa a la eficiencia de un sistema fotovoltaico, y tratar de realizar predicciones de producción cuya desviación con respecto a la real sea pequeña. Para ello se busca construir una herramienta informática en la que se introduzcan de modo sencillo los diversos parámetros de una planta fotovoltaica, y que sea capaz de dar resultados próximos a los reales. No se busca un análisis exhaustivo y detallado de cada factor, sino una aproximación sencilla que dé resultados válidos.

Los principales factores que se valoran por considerarse los más significativos en la producción final de una planta son:

- **Localización geográfica:** como se ha dicho, es el principal factor influyente en la producción final, por lo que deberá tomarse en consideración.
- **Temperatura:** influye de manera importante en la producción fotovoltaica, siendo su efecto mayor o menor en función del material.
- **Inclinación:** los paneles orientados hacia el Sol producirán una mayor cantidad de energía. Habrá una posición óptima en cada lugar, aunque también existe la posibilidad de realizar seguimiento para dirigir el panel hacia el Sol durante todo el día.
- **Material:** existe una gran cantidad de tecnologías distintas con las que se pueden construir paneles de muy distintas eficiencias, pudiendo éstas variar desde valores inferiores a un 8% en capas finas hasta más de un 40% si se utilizan materiales compuestos.
- **Suciedad:** la escasa limpieza de un panel puede provocar caídas importantes en la eficiencia.
- **Pérdidas óhmicas:** en las instalaciones conectadas a red, existe una gran cantidad de cables y conexiones en las que se pierde parte de la energía.

- **Otros:** se tienen también en cuenta otros factores, como son la degradación, las sombras, el desajuste o la baja irradiancia.

De cada factor se ha investigado cómo afectan a la producción, y en caso de ser posible, se han introducido las fórmulas que rigen el fenómeno en el programa. En algunos casos, dada la imposibilidad de introducir dichas fórmulas, se han realizado simplificaciones para poder tenerlos en cuenta.

Si se valoran adecuadamente todos los parámetros anteriores, la producción obtenida no debería desviarse de la real más de un 5%, que sería un porcentaje razonable si se compara con los valores de 20-30% que son comunes en este campo, y será el objetivo del programa desarrollado. Sin embargo, y debido a la gran cantidad de factores, para realizar el estudio de manera adecuada será necesario un conocimiento preciso del entorno en el que se va a encontrar o se halla situada la planta fotovoltaica. En caso contrario, varios de los parámetros serían elegidos de forma incorrecta, y los errores serían grandes.

### **1.3 Herramientas utilizadas**

La principal herramienta utilizada ha sido *Borland C++ Builder*. Con él se ha construido la interfaz de programa, y se ha escrito el código adecuado en lenguaje C++. Además se ha utilizado el *Meteonorm 5.1*, para obtener las irradiancias horizontales necesarias para calcular la producción fotovoltaica. Se ha usado también *Microsoft Excel*, para realizar cálculos rápidos de la producción total y la eficiencia de la planta de Larrés, partiendo de las producciones mensuales y de los datos de los paneles.

### **1.4 Organización de la Memoria**

La organización del documento es la siguiente: en primer lugar se describen los fundamentos teóricos de cada uno de los factores considerados por el programa, que servirán de base para tenerlos en cuenta adecuadamente en los cálculos posteriores. A continuación se explica cómo se ha valorado cada factor en la herramienta informática desarrollada. En el apartado 4 se describen los casos de estudio y los resultados que se han obtenido al introducir los datos en el programa. Finalmente se enuncian las conclusiones extraídas del conjunto del trabajo, y se citan las fuentes consultadas como bibliografía. Al final de la memoria hay un apéndice que incluye

un manual de usuario del programa y una guía del programador con la descripción de las funciones y variables utilizadas.

## 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En este apartado se explica la base teórica de cada uno de los factores que han sido contemplados en el programa, y la magnitud de la influencia que pueden tener en la eficiencia final de una planta. Se recogen asimismo las fórmulas y ecuaciones necesarias para el cálculo de la producción fotovoltaica.

### 2.1 Localización geográfica

Para realizar un cálculo adecuado de la generación de un conjunto de paneles fotovoltaicos, es fundamental conocer su emplazamiento, ya que es uno de los elementos diferenciadores más importantes entre centrales, si no el principal. El motivo reside en la mayor o menor lejanía del Sol, en la nubosidad de las distintas regiones, o en el ángulo con el que los rayos solares llegan a la superficie. Es por ello igualmente importante contar con una fuente fiable de datos de irradiancia (potencia solar recibida por una superficie en  $W/m^2$ ), ya que todos los cálculos posteriores se basarán en ella.

Como ejemplo de la diferencia que puede llegar a haber entre localizaciones, en Zaragoza la irradiancia horizontal anual está en torno a los  $1500 W/m^2$ , mientras que en Lerwick (Gran Bretaña) apenas alcanza los  $850 W/m^2$ , un 43% inferior. En cambio, en Casablanca (Marruecos) supera los  $1800 W/m^2$ , por lo que la producción allí será muy superior.

### 2.2 Temperatura

La temperatura tiene un efecto importante en la eficiencia de un sistema fotovoltaico. Cuanto mayor es la temperatura, menor es el ancho de banda de los semiconductores, lo cuál tiene dos efectos:

1. Reducción de la tensión de circuito abierto,  $V_{OC}$ , siguiendo la ley que rige el comportamiento de las uniones p-n, según la cuál el voltaje de salida es inversamente proporcional a la temperatura. Se reduce por tanto la tensión nominal de salida de los paneles.

2. Aumento de la corriente debido a que al ser menor el ancho de banda, más electrones tienen la energía necesaria para dar el salto desde la banda de valencia a la de conducción.

De los dos efectos, el dominante es el primero de ellos, ya que el aumento de corriente es muy pequeño frente a la disminución lineal de la tensión. Por ello al hacer el producto se tiene una potencia menor, y de ahí un coeficiente de temperatura negativo.

Para calcular la magnitud del efecto de la temperatura, es necesario conocer el valor de temperatura al que trabaja el módulo, que dependerá a su vez de la temperatura ambiente y del nivel de irradiancia. Es necesario asimismo conocer un valor de referencia, la llamada Temperatura de Operación Nominal de la Célula (*Nominal Operating Cell Temperature*, NOCT). Este valor corresponde al que alcanzaría la célula a 20°C y con un nivel de irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, siendo 1 m/s la velocidad del viento, y debe ser proporcionado por el fabricante de las células. Con estos parámetros puede aplicarse la ecuación 2.2.1:

$$T_{\text{módulo}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{G_{\text{total}}}{800} (\text{NOCT} - 20) \quad (2.2.1)$$

Donde  $G_{\text{total}}$  es la irradiancia total en una hora determinada y debe introducirse en W/m<sup>2</sup>, y la NOCT debe ir expresada en °C.

El coeficiente de temperatura de potencia define la repercusión en la potencia de salida que tiene un aumento de 1°C con respecto a la temperatura de referencia, que son 25°C. Conocido este factor y la temperatura del módulo puede calcularse la pérdida de eficiencia según la ecuación 2.2.2:

$$\eta_{\text{temp}} = 1 - \gamma(T_{\text{módulo}} - 25) \quad (2.2.2)$$

Donde  $\gamma$  es el coeficiente de temperatura y debe ir en °C<sup>-1</sup> y en tanto por uno, y la temperatura del módulo debe ir expresada en °C. El rendimiento saldrá directamente en tanto por uno.

Un modo de reducir la pérdida de eficiencia debida a la alta temperatura podría ser la utilización de agua refrigerante que absorbiese el calor por convección. Con este método se puede llegar a obtener hasta un 15% más de energía.

## 2.3 Ángulos

Las placas solares están inclinadas cierto ángulo para captar una mayor cantidad de rayos solares y generar así más energía que en posición horizontal. Esta energía depende asimismo de la posición del Sol en cada momento, que viene determinada por una serie de ángulos. Éstos pueden calcularse de manera suficientemente precisa por medio de fórmulas trigonométricas.

Existen diversas teorías con sus diferentes fórmulas asociadas para el cálculo de los ángulos de posición del Sol, el de altura y el de azimut, debiendo llevar todas ellas al mismo resultado, aunque en la práctica hay algunas discrepancias. En este proyecto se han elegido las que han dado resultados más cercanos a los esperados. [Dufo, 2007]

En primer lugar deben hallarse algunos ángulos auxiliares, el primero de los cuales es el de declinación solar, que hace referencia a la posición de la Tierra con respecto al Sol cada día del año, debido al movimiento de traslación, cuyo plano de órbita no es paralelo al del ecuador. La fórmula de éste ángulo en radianes es:

$$\delta = 23.45 \cdot \text{sen} \left( \frac{2 \cdot \pi}{365} \cdot (d_n + 284) \right) \quad (2.3.1)$$

Donde  $d_n$  corresponde al día del año, siendo  $d_n=1$  para el 1 de enero, y  $d_n=365$  para el 31 de diciembre.

Es necesario también conocer el ángulo horario, debido al movimiento de rotación terrestre. La ecuación utilizada en este caso es:

$$\omega = \pi \cdot \left( \frac{t - 12}{12} \right) \quad (2.3.2)$$

Donde  $t$  es la hora correspondiente, de 0 a 24, y el ángulo resultante está en radianes.

Por otro lado, debe tenerse en cuenta que la órbita terrestre alrededor del Sol describe una elipse, y a distancia va variando. Esto se expresa mediante un factor llamado excentricidad de la eclíptica:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cos \left( \frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (2.3.3)$$

Conocidos los valores anteriores y la latitud, pueden calcularse ya los ángulos solares. El ángulo de elevación o altura solar es el complementario del formado por el radio vector punto-Tierra con la vertical del lugar. La ecuación para su cálculo es:

$$\gamma = \arcsen(\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\Phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\omega)) \quad (2.3.4)$$

Donde  $\Phi$  es la latitud (en radianes).

La presencia de un arcoseno en la ecuación 2.3.4 hace que cada valor del argumento de la función pueda tener dos soluciones angulares posibles entre  $-180^\circ$  y  $180^\circ$ . Sin embargo, al ser la altura solar siempre inferior a  $90^\circ$  y superior o igual a  $0^\circ$ , los valores negativos equivaldrán a 0 en la práctica, tomando sólo los positivos el valor de la función.

El azimut solar corresponde al formado por la dirección sur y la proyección del punto sobre el horizonte. Se considera positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Su fórmula es:

$$\psi = \arccos\left(\frac{\text{sen}(\gamma) \cdot \text{sen}(\Phi) - \text{sen}(\delta)}{\cos(\gamma) \cdot \cos(\Phi)}\right) \quad (2.3.5)$$

El arccoseno presente en la ecuación 2.3.5 tiene siempre dos posibles soluciones, de las cuales deberá tomarse la negativa en las horas anteriores al mediodía, cuando el Sol está al este, y las positivas a partir de las doce.

A partir de los ángulos anteriores para cada hora del día, y conociendo también los del panel, puede hallarse el ángulo de incidencia solar, que es el formado por el radio vector Sol-Tierra con la normal a la superficie del panel. Su expresión es:

$$\begin{aligned} \theta_s = & \arccos(\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\Phi) \cdot \cos(\beta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\beta) - \\ & - \text{sen}(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\alpha) + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{sen}(\alpha) + \\ & + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\Phi) \cdot \cos(\omega) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\alpha)) \end{aligned} \quad (2.3.6)$$

Donde  $\beta$  es el ángulo de inclinación del panel solar con respecto al horizonte, y  $\alpha$  es el ángulo de azimut del panel.

Una vez conocidos los ángulos, pueden utilizarse para calcular el valor de los diferentes componentes de la irradiancia: directa, difusa y reflejada. Como datos de partida serán necesarias las irradiancias horizontales global y difusa, siendo la directa la diferencia entre ambas.

- La **irradiancia directa** es la recibida de los rayos procedentes directamente del Sol. Para su cálculo deben conocerse la irradiación directa horizontal, el ángulo de incidencia y la altura solar, según la fórmula 2.3.7:

$$G_{dir,total} = G_{dir,horizontal} \frac{\max[0, \cos \theta_s]}{\text{sen} \gamma} \quad (2.3.7)$$

En las horas en las que el seno de la altura solar sea nulo, deberá evitarse éste cálculo puesto que sería división por cero. Como estas horas se corresponden

con las de la noche, simplemente se hace nulo el valor de la irradiancia directa total.

- La **irradiancia difusa** proviene del resto de la atmósfera, y es debida a rayos que han sido desviados por los elementos de la atmósfera hacia el panel, aunque inicialmente llevaban otra dirección. Uno de los métodos para su cálculo es el de Hay y Davies, que considera dos fuentes emisoras de radiación, una isotrópica y otra unidireccional. Es necesario el cálculo de un índice de anisotropía conocido como  $K_2$ .

$$K_2 = \frac{G_{global, horizontal} - G_{difusa, horizontal}}{B_0 \varepsilon_0 \text{sen} \gamma} \quad (2.3.8)$$

Donde  $B_0$  es la irradiancia solar sobre una superficie perpendicular a la radiación y fuera de la atmósfera, a una distancia igual a la media de la que hay entre la Tierra y el Sol. Su valor es de  $1353 \text{ W/m}^2$ .

Conocido el parámetro anterior, ya puede obtenerse a irradiancia difusa, mediante la ecuación 2.3.9:

$$G_{dif, total} = G_{dif, horizontal} \left( (1 - K_2) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + K_2 \cdot \frac{\max(0, \cos \theta_s)}{\text{sen} \gamma} \right) \quad (2.3.9)$$

- La **irradiancia reflejada** (albedo) es debida a los rayos solares que inciden en el suelo y son desviados hacia el panel por reflexión. La magnitud de irradiación reflejada dependerá del tipo de suelo.

$$G_{ref, total} = G_{global, horizontal} \cdot \rho_{albedo} \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (2.3.10)$$

Donde  $\rho_{albedo}$  es el coeficiente de reflectividad o albedo del terreno sobre el que están situadas las placas. Este coeficiente es la relación entre la energía reflejada por la superficie con respecto a la que recibe. Los terrenos más comunes tienen un coeficiente de albedo próximo a 0.2, y por ello éste es el valor que se le da en caso de desconocer el terreno. Sin embargo, en caso de suelo nevado, el coeficiente será mucho mayor (próximo a 1).

La suma de las tres componentes constituye la irradiancia total o global:

$$G_{total} = G_{dir, total} + G_{dif, total} + G_{ref, total} \quad (2.3.11)$$

Puede observarse en la ecuación 2.3.6 la gran influencia que tienen los ángulos de inclinación del panel, en el ángulo de incidencia solar, que a su vez influye de manera decisiva en la irradiancia directa, según la ecuación 2.3.7. La influencia de la inclinación del panel es también directa en las componentes difusa y reflejada de la irradiancia total (ecuaciones 2.3.9 y 2.3.10). Puede deducirse que la elección del ángulo de inclinación óptimo de un panel lleva a un considerable aumento en la producción fotovoltaica de dicho panel. Es por ello fundamental su correcta elección, que en cualquier caso suele rondar los 30° de inclinación y 0° de azimut.

En algunas instalaciones existe también el llamado seguimiento solar, que consiste en instalar en los paneles solares un sistema de seguimiento del Sol, para que el ángulo de incidencia solar sea lo más próximo posible a 0°. El seguimiento puede ser de eje individual, ya sea horizontal, en el que se varía la inclinación del panel, o vertical, en el que se va cambiando el azimut.

Si el seguimiento se realiza en uno de los dos ejes, el aumento de la producción ya será significativo, siendo superior en caso de eje vertical. Sin embargo, lo óptimo es realizar el seguimiento a dos ejes, para lograr siempre un ángulo de incidencia nulo. De este modo, la ecuación 2.3.7 puede redefinirse, para el caso de seguimiento a dos ejes, como:

$$G_{dir,total} = G_{dir,horizontal} \frac{1}{\text{sen}(\gamma)} \quad (2.3.12)$$

Donde será necesario de nuevo evitar la división por cero haciendo nulo el conjunto cuando corresponda.

Para el cálculo del ángulo de inclinación horizontal, necesario para obtener las componentes de irradiancia difusa y reflejada, se aplica una aproximación basada en que la suma de altura solar, la inclinación del panel y la incidencia deben sumar 90°:

$$\beta = \frac{\pi}{2} - \gamma \quad (2.3.13)$$

## 2.4 Materiales de los paneles

La elección del material de las placas es decisiva a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica. El rango de eficiencias es bastante amplio, así como el de precios. El material más comúnmente utilizado es el silicio, debido a sus buenas propiedades y a su precio relativamente bajo.

Tenemos aquí varias posibilidades:

- **Silicio monocristalino:** este material constituye aproximadamente un 80% del mercado actual. Consiste fundamentalmente en uniones p-n de silicio, que forman un cristal con muy pocas impurezas o defectos. El Si limita la eficiencia máxima al 25% aproximadamente (en condiciones estándar) debido a que las longitudes de onda más largas lo calientan reduciendo su eficiencia. La vida útil de esta tecnología supera en general los 20 años. Según la universidad turca *Yuzuncu Yil* [Emin, 2011], la eficiencia media está en torno al 15%, pero como ya se ha dicho, se podría llegar a un 25% sin utilizar otros materiales. En la práctica, de acuerdo con un estudio realizado por ingenieros de Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos [El Chaar, 2011], las mayores eficiencias obtenidas apenas superan el 20%.
- **Silicio policristalino:** se fabrica fundiendo silicio y solidificándolo posteriormente logrando una orientación en la misma dirección de todos los cristales rectangulares generados. Los bloques resultantes se parten en finas capas para los paneles. De este modo se evita el proceso de crecimiento de los cristales necesario para el monocristalino, pero la eficiencia resultante es inferior, estando la media en torno a un 12%, aunque se puede llegar a valores de un 15%.
- **Silicio amorfo:** consiste en poner una fina y homogénea capa de átomos de silicio sobre una superficie. A diferencia de los casos anteriores, ahora los átomos de silicio no siguen un orden, sino que están colocados en posiciones aleatorias con respecto a los otros. Esto hace que el ancho de banda sea mayor, por lo que captan un mayor intervalo de radiación solar. Por ello se pueden poner capas más delgadas de silicio (lo que se conoce como película delgada), y las superficies de soporte pueden ser más variadas. Como aspecto positivo, cabe destacar su bajo coste. El problema de esta tecnología es su baja eficiencia, que está en torno a un 6% como media.
- **Silicio microcristalino+amorfo:** existe la posibilidad de poner una fina capa de silicio amorfo sobre una placa de microcristalino. En este caso, el silicio amorfo absorbe con mayor aprovechamiento las longitudes de onda más cortas, mientras que las más largas son transformadas por el microcristalino. El resultado es una mayor eficiencia que en el caso de silicio amorfo, oscilando entre un 8% y un 9%.

- **Emisoras encapsuladas (EWT):** en este caso se mejora la eficiencia del diseño de la célula en lugar de buscar el material óptimo. Se realizan las conexiones en la parte trasera, evitando así las bandas metálicas en la parte frontal y pudiendo aprovechar toda la superficie para la absorción de radiación solar. Se logran así eficiencias entre un 15% y un 20%. El problema lo tienen para grandes superficies, puesto que las pérdidas en las conexiones traseras se hacen grandes.
- **Capa delgada, CdTe:** la capa delgada consiste en poner muy poco material de absorción extendiéndolo por la superficie de la célula de modo similar a la pintura. El telururo de cadmio tiene el ancho de banda ideal para la absorción de radiación solar (1,45 eV), y con una fina capa se han alcanzado eficiencias de hasta un 9% en módulos. Su método de fabricación es competitivo en coste, aunque la relativa poca disponibilidad del telurio podría incrementarlo. Otro problema es la toxicidad del cadmio.
- **Capa delgada, CuInSe<sub>2</sub>:** el diseleniuro de indio y cobre, conocido también como CIS, tiene un elevado índice de absorción al tener elementos de los grupos I, III y VI de la tabla periódica. Puede llegar a tener hasta un 20% de eficiencia, aunque ésta se reduce a un 13% para módulos de gran superficie.
- **Compuestos:** existe la posibilidad de combinar materiales con distintos anchos de banda para aumentar así el rango de radiación solar absorbido y mejorar en gran medida la eficiencia de los paneles. De este modo se han llegado a conseguir eficiencias de hasta un 40%.

## 2.5 Polvo y suciedad

La acumulación de polvo en la superficie de las placas puede causar una importante pérdida de eficiencia. Esto es debido a que la capa de suciedad dificulta la transmisión de los rayos solares a la placa, perdiéndose parte de la energía.

La pérdida de eficiencia es superior cuanto mayor es la capa de polvo acumulada. Según un estudio realizado en la Universidad Politécnica de Hong Kong [Jiang, 2011], la relación entre la densidad de la capa y la pérdida energética es aproximadamente lineal, e independiente del material con el que esté fabricada la placa. Sin embargo, el polvo acumulado provocará una mayor degradación del material, que sí variará en función del material.

En cuanto a la evolución del nivel de polvo a lo largo del tiempo, ésta no se producirá de forma lineal. Inicialmente, la capa aumentará más rápido, y poco a poco llegará a un equilibrio. El tiempo que se tardará en llegar al máximo nivel dependerá del ambiente en el que se encuentre la placa y de la estación del año. La inclinación de la placa influirá también en la velocidad, así como en la capa de equilibrio.

El mejor modo de evitar o reducir al mínimo estas pérdidas de energía es limpiar con frecuencia las placas. Una limpieza diaria de los paneles fotovoltaicos elimina prácticamente la pérdida de eficiencia debida a este factor [Mani, 2010].

## **2.6 Efecto de las sombras**

La presencia de sombras en los paneles fotovoltaicos puede reducir en gran medida su eficiencia, debido a la disminución de la radiación incidente, y por tanto de la absorbida y transformada por las células. Por ello la situación óptima de un panel incluirá la no presencia de objetos cercanos como árboles o edificios que puedan sombrear una parte de las placas durante un intervalo del día. Sin embargo, no siempre es fácil conseguir un lugar así, y normalmente hay un cierto nivel de pérdidas debido a este factor.

Además, si las placas están a poca distancia unas de otras, a determinadas horas del día una parte de ellas puede ser sombreada por las placas contiguas, con la consiguiente pérdida de producción y eficiencia.

## **2.7 Pérdidas óhmicas**

Toda instalación eléctrica conlleva un cierto nivel de pérdidas debidas a la circulación de corriente eléctrica por los conductores. Las instalaciones fotovoltaicas no son una excepción, y aunque el nivel de pérdidas es pequeño, es bueno tenerlas en cuenta para realizar una mejor predicción de la producción neta que se cederá a la red.

Estas pérdidas dependen fundamentalmente del material del que están fabricados los conductores, de su longitud y de su sección. Para calcular la resistencia eléctrica de un conductor se utiliza la ecuación 2.7.1.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{L}{S \cdot \sigma} \quad (2.7.1)$$

Donde  $\rho$  es la resistividad y  $\sigma$  es la conductividad (su inversa).

Puede verse en la ecuación 1.1 que la resistividad del material, designado por la letra  $\rho$ , influye en la resistencia de modo lineal. Lo mismo sucede con la longitud del cable conductor,  $L$ , mientras que la superficie,  $S$ , influye de modo inversamente proporcional. Una vez conocida la resistencia de los cables, la potencia activa disipada es:

$$P = I^2 \cdot R \quad (2.7.2)$$

Por lo tanto las pérdidas por concepto de la circulación de corriente por los conductores aumentarán con la resistividad y la longitud, así como con la corriente que circula, mientras que disminuirán con el aumento de sección. Será necesario por ello utilizar buenos conductores y aumentar en la medida de lo posible la sección, pues la longitud de los cables y la corriente vendrán casi siempre impuestas por los paneles fotovoltaicos y la distancia al punto de conexión a la red, si bien es cierto que una buena disposición de las placas puede minimizar la longitud del conductor. Estas pérdidas serán mayores cuanto más grande sea la potencia generada por los paneles, ya que la tensión es aproximadamente constante a temperatura constante, y por ello mayor potencia implica mayor corriente.

Otras pérdidas eléctricas serán causadas por el uso de inversores, que transforman la tensión continua generada en alterna, de modo que pueda cederse a la red. En caso de ser necesaria la utilización de un regulador adicional para transformar el nivel de tensión, deberá tenerse también en cuenta su eficiencia. Sin embargo, no suele ser necesario ya que habitualmente el propio inversor ya realiza la función reguladora.

## 2.8 Pérdidas por Desajuste

Cuando se conectan varias células fotovoltaicas entre sí, pequeñas diferencias de la máxima tensión o de la máxima corriente admitida pueden llevar a pérdidas de potencia por desajuste (*mismatch*).

Las pérdidas provocadas por este factor dependerán también del tipo de conexión existente entre las placas (serie, paralelo...), así como del número de células que tenga la instalación. Su valor suele oscilar entre un 2% y un 4% de pérdidas [Almonacid, 2010].

## **2.9 Pérdidas por Baja Irradiación**

La irradiación en una zona no es la misma de un año para otro, y puede haber años en los que ésta es muy inferior a la irradiación media de años anteriores. Según un estudio de la Universidad de Jaén [Almonacid, 2010], las pérdidas por baja irradiación pueden ascender a un 3%.

## **2.10 Pérdidas por Degradación**

Todos los paneles pierden eficiencia con el tiempo, debido al fenómeno conocido como degradación. Cada fabricante suele dar en la hoja de características la magnitud de este factor, que suele ser inferior a un 1% anual. Teniendo en cuenta que los paneles suelen durar decenas de años, esta fuente de pérdidas es bastante importante y debe ser tenida en cuenta.

### 3. HERRAMIENTA DESARROLLADA

Se explica a continuación cómo se han tenido en cuenta los factores explicados en el apartado anterior para desarrollar el programa objeto del proyecto.

#### 3.1 Localización

Los datos de irradiancia se seleccionan a partir de las coordenadas (longitud y latitud) de la planta fotovoltaica. La base de datos consiste en una serie de ficheros con los valores de irradiancias horarias de una serie de estaciones de todo el mundo, aunque mayoritariamente de Europa. Los ficheros mencionados se han tomado de la herramienta *meteotest* de la Organización Meteorológica Mundial (OMM/WMO). Contienen valores de irradiancia horizontal global y difusa para cada hora del año. La irradiancia horizontal directa se ha obtenido como diferencia de las otras dos.

Obviamente, no es posible introducir datos para cada uno de los puntos del mapamundi, por lo que para calcular la irradiación en cualquier punto distinto a la posición exacta de las estaciones, se realizará a partir de los tres más cercanos. Al iniciarse el proceso, el programa recorre un fichero en el que están metidos los nombres de todas las estaciones junto con sus coordenadas. Las tres primeras las toma directamente como base y las ordena de mayor a menor cercanía a las coordenadas objetivo. A continuación, lee la siguiente estación del fichero y calcula la distancia al punto introducido por el usuario. Si la distancia es menor que la de alguna de las tres estaciones de base, se intercambian, y la estación más lejana de las cuatro se elimina de la selección, quedando las tres más cercanas, nuevamente ordenadas de menor a mayor distancia. Esto se realiza de forma iterativa, recorriendo todo el fichero de estaciones, y seleccionando finalmente las tres estaciones más cercanas al punto introducido.

Una vez seleccionadas las tres estaciones, se van leyendo sus datos horarios y se realiza una media ponderada de los tres, dando mayor peso a las estaciones más cercanas. En el caso de que la distancia de la estación más cercana al punto de cálculo sea inferior a  $0.2^\circ$ , los datos se tomarán directamente de dicha estación, ya que se considera que las variaciones de irradiancia entre dos puntos tan cercanos no son significativas.

## 3.2 Temperatura

El efecto de la temperatura en la producción se tiene en cuenta para cada hora del año, partiendo de la temperatura ambiente prevista para esa hora, que se ha obtenido de la misma fuente que los datos de irradiancia solar, con la herramienta *meteotest* de la Organización Meteorológica Mundial, y de los datos de Temperatura de Operación Nominal de la Célula y coeficiente de temperatura de potencia, pedidos en el programa. Con estos datos, y conocida la irradiancia total para cada hora, pueden aplicarse las ecuaciones 2.2.1 y 2.2.2 para calcular el rendimiento térmico en tanto por uno. Este rendimiento podrá ser mayor o menor que la unidad, ya que en caso de ser la temperatura de la célula inferior a 25°C, su producción será superior a la que se tendría en condiciones estándar (STC) y en tal caso se tendría un aumento de eficiencia.

Debe tenerse en cuenta que los datos mencionados anteriormente procedentes de *meteotest*, tanto de irradiancia como de temperatura ambiente, corresponden a un periodo anterior al de estudio, y normalmente a unas coordenadas algo distintas. De ahí que estos datos conllevarán cierto error en el cálculo correspondiente. En una aplicación profesional, el problema debería solucionarse introduciendo en la carpeta *irradiancia* un nuevo fichero con los 8760 valores anuales de irradiancia global y difusa horizontales, y las temperaturas medias horarias, y añadiendo a la lista del fichero *CoordenadasEstaciones.dat* el nombre de la localización, sus coordenadas y altitud, separadas por espacios o tabuladores. Como la altitud no se utiliza en los cálculos, puede introducirse un 0 si no se conoce el valor real.

## 3.3 Ángulos

Para el cálculo de la irradiancia global sobre las superficies inclinadas de los paneles, se han calculado los ángulos citados en el apartado 2.3, aplicando las ecuaciones correspondientes. Para poder aplicar la fórmula 2.3.6, es necesario que el usuario introduzca previamente los ángulos del panel. A partir de los ángulos se han podido hallar los valores de irradiancia global directa, difusa y reflejada con las ecuaciones desde la 2.3.7 hasta la 2.3.10.

Al introducir en el programa las fórmulas mencionadas, han debido tenerse en cuenta algunas particularidades, sobre todo en lo referente a divisiones por cero. Éste problema se ha dado en la ecuación 2.3.5, en la que se realiza un arcocoseno de un cociente en el cuál hay un producto de dos cosenos en el denominador. Cuando éstos se hacen muy pequeños, el argumento se hace mayor que 1 o menor que -1, por lo que hay que acotarlo antes de aplicarle el

arcocoseno. En caso de ser cero el denominador, se le da al ángulo también valor nulo, ya que esto se da en las horas de noche, en las que no hay irradiación y por tanto el ángulo no afecta a los resultados.

De nuevo en la ecuación 2.3.6 se tiene un arcocoseno, con lo que habrá que tener en cuenta que el ángulo resultante puede ser incorrecto al haber dos soluciones a la ecuación. Como en las fórmulas que aparecen a continuación aparecerá únicamente el coseno del ángulo en cuestión, no habrá problemas, ya que tanto si el programa elige el valor positivo como el negativo, al aplicarle el coseno dará lo mismo.

En el programa se ofrece la posibilidad de realizar seguimiento vertical, seguimiento horizontal, o ambos, por medio de unas casillas situadas bajo los ángulos a los que afectan. Si ninguna de las dos está marcada, el programa considerará en el cálculo los ángulos de las casillas superiores. Sin embargo, al solicitar el usuario un seguimiento en alguno de los dos ángulos, el programa buscará, para cada hora, el ángulo óptimo, con el que se obtiene una mayor producción recorriendo todo el intervalo posible de ángulos con un paso de 0,01 radianes. Esto se realiza mediante un proceso iterativo, asignando al ángulo inicialmente el valor más bajo posible ( $0^\circ$  en caso de inclinación y  $-180^\circ$  en caso de azimut), sumando en cada iteración los 0,01 radianes, y comprobando si el ángulo de incidencia solar resultante es más próximo a  $0^\circ$  que el que se obtiene con el valor inicial. En caso afirmativo, se le asigna al inicial el nuevo valor (se utiliza una variable auxiliar, que es la que se va incrementando, y cuando se obtiene un ángulo de incidencia solar menor, se sustituye el valor de la principal por el de la auxiliar). hasta llegar Si se solicita seguimiento biaxial, los dos ángulos del panel pasarán a ser variables, por lo que se aplicarán en este caso las ecuaciones 2.3.12 y 2.3.13, que corresponden a seguimiento en los dos ejes.

### **3.4 Materiales**

Resulta muy difícil introducir en el programa todos los valores posibles de eficiencia de los materiales, ya que en cada uno de ellos hay diversas posibilidades. Es decir, se puede tener un panel de silicio monocristalino con un 16% de eficiencia y otro del mismo material con un 17%. Por ello, se han introducido los valores de eficiencia media de cada uno de los materiales, y los de máxima eficiencia en algunos casos.

Si el usuario tiene un conocimiento más preciso del valor real, puede introducirlo directamente y de este modo obtendrá resultados más exactos.

### **3.5 Polvo y suciedad**

El cómputo de la pérdida de eficiencia debido a la suciedad acumulada en la superficie de los paneles se realiza a partir de la posición de dos barras en las que debe seleccionarse el intervalo temporal transcurrido entre dos limpiezas consecutivas, y el nivel de suciedad que se alcanza en ese intervalo.

Para realizar el cálculo, se han tenido en cuenta los resultados obtenidos en el estudio de la Universidad Politécnica de Hong Kong [**Jiang, 2011**], según los cuáles la pérdida de eficiencia de una placa con 22 gramos de polvo por metro cuadrado es del 26%. Al ser la evolución lineal, pueden obtenerse las pérdidas generadas para otras concentraciones. Asimismo, y de acuerdo con el mismo estudio, se varía automáticamente el nivel de suciedad alcanzado al variar el ángulo, ya que lógicamente cuanto mayor sea la pendiente, menor acumulación de polvo se producirá. Sin embargo, éste nivel dependerá también de la frecuencia de limpiezas, así como de la cantidad de polvo que haya en el ambiente. Por ello es muy difícil asignar un valor concreto a cada localización e inclinación, y deberá ser el usuario el que decida el valor más apropiado, siendo el predefinido un valor aproximativo.

En el cálculo horario de la pérdida de eficiencia debida a este factor, a cada día se le aplica una pérdida de eficiencia proporcional al tiempo transcurrido desde la última limpieza.

En el caso de que el intervalo de limpieza sea inferior a un día, cosa altamente improbable ya que sería muy poco económico, no hay problema en los cálculos, ya que se considera que las pérdidas de eficiencia por suciedad son nulas para limpiezas diarias, y por tanto tampoco se considerarán con intervalos más pequeños.

### **3.6 Sombras**

De lo explicado en el apartado 2.6, puede deducirse que para realizar un cálculo detallado de la pérdida de eficiencia de un sistema fotovoltaico debido a las sombras, es necesario tener una descripción del entorno de los paneles. Dicho nivel de detalle superaría el alcance del proyecto,

y por ello en el programa el usuario puede simplemente elegir, en el panel situado junto al apartado de temperaturas en la zona central del interfaz, entre tres opciones: nivel de sombras alto, medio o bajo. Las pérdidas por sombreado suelen oscilar entre el 0 y el 5% de la producción [Almonacid, 2010]. Por ello, se le ha asignado un 1% de pérdidas al nivel bajo, un 2,5% al medio, y un 5% al alto.

### 3.7 Pérdidas óhmicas

El número de configuraciones posibles en la distribución de los paneles es infinito. Podrían ponerse, por ejemplo, diez paneles en línea, o bien en dos columnas de cinco, o en dos de tres y una de cuatro, etc.

Sin embargo, la corriente que circula por los paneles en serie es la misma para todos, y si se supone que la conexión en paralelo de todos los paneles se realiza en el mismo punto, también el segundo tramo, ya con la corriente de todos los grupos serie, es uniforme. Se han considerado por ello dos tramos diferentes de cableado. En el primero de ellos deben introducirse las características del cable que une en serie los paneles, y en el segundo la del tramo que lleva ya toda la corriente y que se conecta a la red tras pasar por el inversor.

Para calcular la intensidad procedente de cada panel, se supone que éste trabaja a tensión de máxima potencia (aplicándole la corrección de temperatura, utilizando para ello el coeficiente de tensión que se pide en el apartado “*Temperatura*”), y se divide la potencia horaria total entre el valor de tensión obtenido. A continuación se aplican las ecuaciones 2.7.1 y 2.7.2 para hallar las pérdidas. Para conocer la corriente de todo el conjunto, se multiplica la corriente de un panel por el número de grupos serie. Este número se conoce a partir del total de paneles y de los que forman cada grupo.

El programa pide en primer también, como dato de partida la tensión nominal de los paneles, y luego hay que seleccionar el material de los cables, para conocer su conductividad. El valor que aparece inicialmente es de  $56 \text{ mm}^2/\Omega \cdot \text{m}$ , que corresponde a la conductividad del cobre a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Deben ser introducidos asimismo los datos de longitud y diámetro de cada tipo de cable de los antes mencionados. Con esos datos y el coeficiente de temperatura de tensión, ya pueden calcularse las pérdidas. Se tiene en cuenta también la eficiencia de los convertidores de continua a alterna o de un nivel de tensión a otro.

### **3.8 Desajuste y Baja Irradiación**

En el programa se da la posibilidad de tener en cuenta estas pérdidas mediante dos barras en las que se puede seleccionar un valor de 0 a 4%, en el caso de pérdidas por desajuste, y de 0 a 3% para baja irradiación. Estas pérdidas se aplican directamente a la irradiación diaria final.

### **3.9 Degradación**

La degradación se tiene en cuenta en el cálculo para un periodo de años, multiplicando en cada uno de ellos la producción por el factor reductor y restándole el resultado a la producción. Es necesario que previamente el usuario haya introducido el porcentaje de pérdidas de sus paneles, que normalmente da el fabricante en la hoja de características. Para el cálculo de las pérdidas anuales por este concepto, se tiene en cuenta la media en todo el periodo, sumando todas las pérdidas del mismo y dividiéndolas entre el número de años.

### **3.10 Elementos adicionales**

Para el cálculo de los valores de producción total, es necesario conocer también los datos correspondientes a superficie, terreno, precio, etc. Para ello hay dos apartados en los que se piden datos generales sobre la planta o la instalación.

La superficie de los paneles y su número se usan para obtener la producción en kWh a partir de la irradiación (energía por unidad de superficie). La potencia máxima es un factor que limita la producción en las horas con mayor irradiancia del año. El modo de aplicarlo es acotar el valor máximo de producción horaria a la máxima potencia.

El otro apartado adicional es el económico. El principal objetivo de este bloque es ofrecer una valoración económica de las pérdidas que supone cada factor considerado en el programa, aunque ofrece también una perspectiva de la rentabilidad de la planta por medio del Valor Actual Neto (VAN) del conjunto. Para calcular las pérdidas económicas sólo es necesario conocer el precio del kWh y los años que se prevé que va a funcionar la planta. El resto de los datos, correspondientes a la inversión inicial, los gastos por mantenimiento, y la tasa anual efectiva, son necesarios, además de los dos primeros, para calcular la rentabilidad de la planta.

### 3.11 Cálculo de resultados

Al pulsar el botón de “*Calcular Resultados*”, se realizan 8760 iteraciones, en cada una de las cuáles se calcula la energía producida en una hora del año por un panel, aplicando a la irradiación correspondiente todos los factores de pérdida de eficiencia correspondientes a esa hora, algunos de los cuales han sido calculados específicamente de forma horaria, mientras que en otros casos, como ya se ha dicho, se consideran de forma anual, debido a la dificultad o imposibilidad de diferenciarlos hora a hora de manera adecuada. El resultado se suma al valor de producción final, que irá acumulando las producciones y será finalmente la total.

En cada iteración, se almacena en un vector el valor de la irradiación global procedente del Sol en la hora correspondiente, para poder representarla o almacenarla posteriormente en un fichero. Se guardarán también los valores de producción y pérdidas horarios, calculados por el programa tras aplicar todos los rendimientos.

Cuando el contador de días indica que finaliza un mes, se almacenan los valores de irradiación, producción y pérdidas que ha habido desde el inicio del mes.

El cálculo de las pérdidas se realiza hallando la diferencia entre la producción que se tendría si el factor causante de la pérdida no existiese, y la que realmente se tiene. Las pérdidas en los cables son una excepción, ya que se calculan de forma global por el método descrito en el apartado 3.7, sin necesidad de realizar la diferencia entre producción con y sin rendimiento.

## 4. CASOS DE ESTUDIO

En este apartado se describen y analizan diversos casos de instalaciones fotovoltaicas situadas en diferentes emplazamientos y condiciones. El primero de ellos corresponde a un caso real, mientras que los demás son casos ficticios que ponen de manifiesto la mayor o menor importancia de los diversos factores reductores de eficiencia.

### 4.1 Planta de 105 kWp en Larrés

El primer caso de estudio corresponde a una planta de un pueblo de Huesca llamado Larrés. La planta la conforman 600 paneles Atersa, divididos en 20 grupos. Cada grupo de 30 paneles está situado sobre un seguidor solar DEGER. Las características de los paneles aparecen recogidas en la tabla 4.1.1:

<b>Atersa A-180P</b>	
<b>Potencia Máxima</b>	180 W
<b>Tensión en Punto de Máx. Pot.</b>	35,52 V
<b>Eficiencia</b>	13,67 %
<b>Coef. De Tª de U</b>	-0,32 %/°C
<b>Coef. De Tª de P</b>	-0,43%/°C
<b>Área</b>	1,63 m <sup>2</sup>
<b>Material</b>	Silicio policristalino
<b>Sección de los cables</b>	4 mm <sup>2</sup>
<b>Diámetro de los cables</b>	2,26 mm
<b>NOCT</b>	47±2 °C

Tabla 4.1.1 Características del panel Atersa A-180P

Sobre los seguidores DEGER, hay que tener en cuenta que realizan seguimiento solar biaxial.

El resto de los parámetros que caracterizan la planta real son desconocidos, por lo que se aplicarán los datos estándar. En primer lugar, el terreno sobre el que se sitúan los paneles es desconocido, por lo que se le aplicará el albedo de 0,2 que es el más habitual. El intervalo entre limpiezas se considerará semanal, ya que la limpieza diaria implicaría un elevado gasto por mantenimiento. El nivel de sombras de la región es bajo, ya que no hay edificios no vegetación alta en la zona colindante, de modo que se aplicará un 1% de pérdidas debido a este factor.

Por otro lado, se conocen los datos de producción mensual del conjunto durante un año, así como los de irradiancia mensual. Estos datos son los que se ofrecen a continuación, en la tabla 4.1.2.

Mes	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Potencia en alterna (W)
<i>enero</i>	190,53	20950,38
<i>febrero</i>	247,98	27555,9
<i>marzo</i>	355,52	39821,67
<i>abril</i>	343,11	39348,16
<i>mayo</i>	315,26	38802,74
<i>junio</i>	305,09	38710,88
<i>julio</i>	379,09	47919,12
<i>agosto</i>	436,78	49908,47
<i>septiembre</i>	356,92	39600,23
<i>octubre</i>	294,38	34290,73
<i>noviembre</i>	285,84	31187,16
<i>diciembre</i>	270,92	31162,5

Tabla 4.1.2 Datos de irradiancia y producción de la planta de Larrés

La producción total, resultante de multiplicar las potencias en alterna de todos los meses por el número de días de cada mes, y sumar los resultados, asciende a 321,251 MWh, siendo la eficiencia global de un 11,955%.

Tras introducir los datos en el programa y ejecutarlo, se obtiene una producción anual de 274,325 MWh, un 14,64 % inferior a la real. Sin embargo, la eficiencia que se obtiene en el programa tras aplicar los factores de pérdida de eficiencia es de 11,799 %, que se acerca en gran medida a la eficiencia global real.

Puede deducirse de ello que los datos de irradiancia horizontal utilizados por el programa, y que para las coordenadas de Larrés (-0.36, 42.4 aprox.) son los de las estaciones de “Pic du Midi”, “Tarbes-Ossun” y “Zaragoza”, no dan un resultado de irradiancia para Larrés apropiado. Sería por ello necesario en este caso introducir un fichero con datos de irradiancia de alguna localidad próxima o bien utilizar los datos mensuales facilitados por la planta. En cualquier caso, las eficiencias difieren muy poco, por lo que puede considerarse que los factores de pérdida de eficiencia sí que han sido aplicados correctamente, siendo los resultados fiables.

## 4.2 Planta de 19 kWp en Murcia

**El segundo caso consiste en una planta formada por 100 paneles BP Solar, en la ciudad de Murcia.** Las coordenadas del lugar son -1.17° de longitud y 38° de latitud. Los paneles están inclinados 30°, siendo su azimut de 0° (orientación sur). La Tabla 4.2.1 muestra los parámetros de los paneles necesarios para calcular la producción.

<b>BP Serie 4 190W</b>	
<b>Potencia Máxima</b>	190 W
<b>Tensión en Punto de Máx. Pot.</b>	37,1 V
<b>Eficiencia</b>	15,2 %
<b>Coef. De Tª de U</b>	-0,36 %/°C
<b>Coef. De Tª de P</b>	-0,45%/°C
<b>Área</b>	1,125 m <sup>2</sup>
<b>Material</b>	Silicio monocristalino
<b>Sección de los cables</b>	4 mm <sup>2</sup>
<b>Diámetro de los cables</b>	2,26 mm
<b>NOCT</b>	47±2 °C
<b>Pérdidas por desajuste</b>	1 %

Tabla 4.2.1 Características del panel BP Serie 4 de 190W

Por otro lado, es necesario conocer también los datos que caracterizan la instalación, la frecuencia de limpiezas, el entorno, etc. Estos datos se recogen en la Tabla 4.2.2.

<b>Planta de 19 kWp en Murcia</b>	
<b>Frecuencia de limpiado</b>	Cada 30 días
<b>Nivel de suciedad alcanzado</b>	15 g/m <sup>2</sup>
<b>Terreno</b>	Urbano
<b>Nivel de sombras</b>	Alto
<b>Paneles en serie</b>	25
<b>Longitud tramo serie</b>	25 m
<b>Longitud tramo paralelo</b>	100 m
<b>Sección tramo paralelo</b>	10 mm <sup>2</sup>
<b>Eficiencia del inversor</b>	98 %
<b>Inversión inicial</b>	100000 €
<b>Costes de mantenimiento</b>	200 €/año
<b>Vida útil</b>	25 años
<b>Degradación anual</b>	0,7 %

Tabla 4.2.2 Propiedades de la planta de Murcia

Puede verse en la Tabla 4.2.2 que el nivel de sombras se ha tomado alto, debido a la presencia de edificios cercanos. No se consideran pérdidas por baja irradiación. Debido a tener una potencia inferior a 20 kW, la planta entra en el primer grupo de régimen especial, y el precio del kWh será de 27,3817 céntimos de euro. La tasa anual efectiva se considera de un 1%.

<b>Producción de la Planta</b>	
<b>Producción anual por m<sup>2</sup></b>	233,83 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Producción. por panel</b>	263,06 kWh
<b>Producción. anual</b>	26305,88 kWh
<b>Eficiencia Global Anual</b>	11,79 %
<b>Producción Total</b>	605258,37 kWh
<b>Ingresos Totales</b>	165730,03 €
<b>VAN</b>	43586,78 €

Tabla 4.2.3 Producción de la planta de Murcia

Introduciendo los datos anteriores en el programa, se obtienen los resultados de producción mostrados en la tabla 4.2.3.

En cuanto a la distribución de las pérdidas, el principal factor es el material, debido a su baja eficiencia. Las pérdidas a que da lugar este factor representan un 94,15 % del total. La distribución del resto de los factores puede verse en la figura 4.2.1:

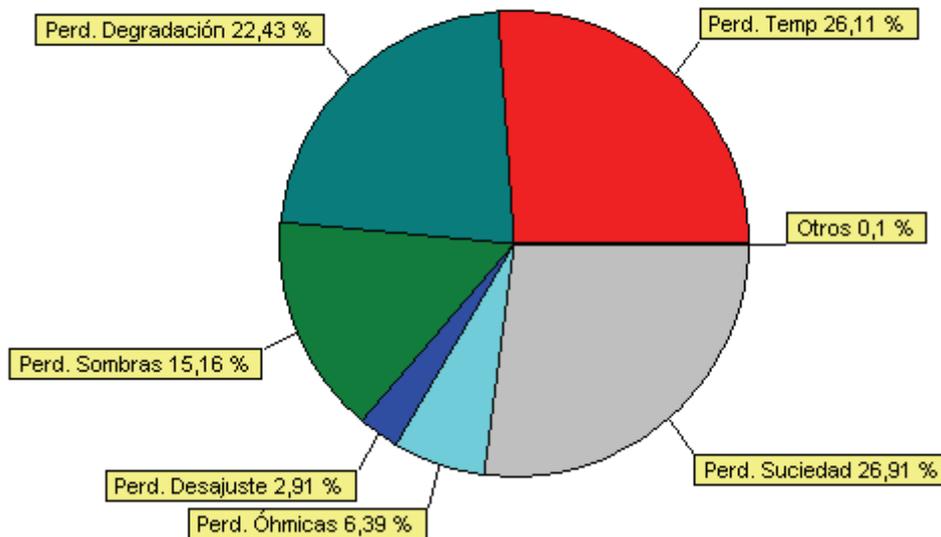


Figura 4.2.1 Pérdidas en la planta omitiendo las debidas al material

Puede verse que el principal factor reductor de eficiencia, después del material, es la falta de limpieza de los paneles, que provocan más pérdidas incluso que la temperatura. Por otra parte, las bajas pérdidas por límite de potencia (que en la figura 4.2.1 aparecen como “Otros”) pueden indicar que los paneles están sobredimensionados, y que podrían ser de menor potencia y generar prácticamente la misma energía.

**Se considera a continuación una planta como la anterior, en la que las limpiezas se realizan semanalmente.** Esto supone un gasto de mantenimiento de 400 euros anuales, en lugar de los 200 de antes. Por otro lado, el nivel de suciedad alcanzado por los paneles desciende a 6 g/m<sup>2</sup>.

La producción resultante se presenta en la Tabla 4.2.4. En ella puede comprobarse que, aunque el gasto en mantenimiento se duplica, la producción aumenta también en gran medida, dando lugar a un VAN superior al que se tenía antes.

Producción de la Planta	
<i>Producción anual por m<sup>2</sup></i>	247,99 kWh/m <sup>2</sup>
<i>Producción. por panel</i>	278,99 kWh
<i>Producción. anual</i>	27899,14 kWh
<i>Eficiencia Global Anual</i>	12,51 %
<i>Producción Total</i>	641916,99 kWh
<i>Ingresos Totales</i>	175767,79 €
<b>VAN</b>	48145,53 €

Tabla 4.2.4 Producción de la planta de Murcia con limpieza semanal

Por otro lado, la nueva distribución de las pérdidas (omitiendo las debidas al material, que representan ahora un 95,14 %) es la de la Figura 4.2.2, en la que las pérdidas por suciedad han perdido su hegemonía.

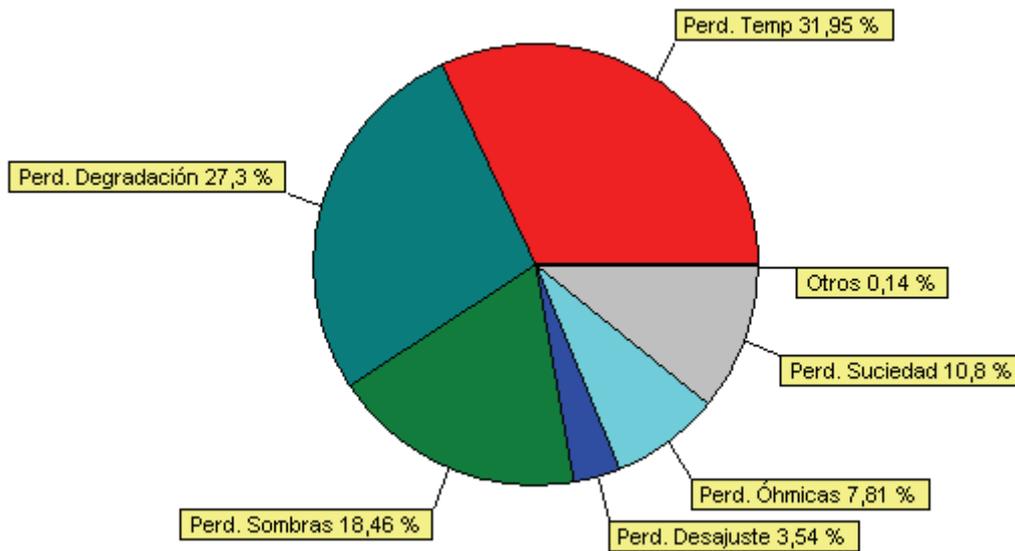


Figura 4.2.2 Pérdidas en la planta con limpieza semanal

Producción de la Planta	Limpieza mensual	Limpieza semanal
<i>Producción anual por m<sup>2</sup></i>	313,32 kWh/m <sup>2</sup>	331,72 kWh/m <sup>2</sup>
<i>Producción. por panel</i>	352,49 kWh	373,19 kWh
<i>Producción. anual</i>	35248,94 kWh	37318,52 kWh
<i>Eficiencia Global Anual</i>	10,59 %	11,21 %
<i>Producción Total</i>	811024,77 kWh	858642,69 kWh
<i>Ingresos Totales</i>	218976,7 €	231833,53 €
<b>VAN</b>	57610,58 €	64686,69 €

Tabla 4.2.5 Producción de la planta de Murcia con seguimiento a 2 ejes

Se introduce un mecanismo de seguimiento biaxial en los paneles. Este sistema supone un sobrecoste de 30000 €, y los gastos de seguimiento equivalen a 160 € anuales. Los resultados son ahora los de la Tabla 4.2.5.

Puede verse en la Tabla 4.2.5 que la producción final aumenta en gran medida, lo que hace que la rentabilidad también sea muy superior. Puede llamar la atención que las eficiencias, tanto la que se tiene con limpiezas semanales como la correspondiente a limpiezas mensuales, son bastante más bajas que las obtenidas para paneles fijos. Esto se debe a que al ser mayor la irradiación que reciben los paneles, se calientan más y las pérdidas por temperatura aumentan considerablemente. Esto se aprecia claramente en la figura 4.2.3, que corresponde al caso de limpieza mensual:

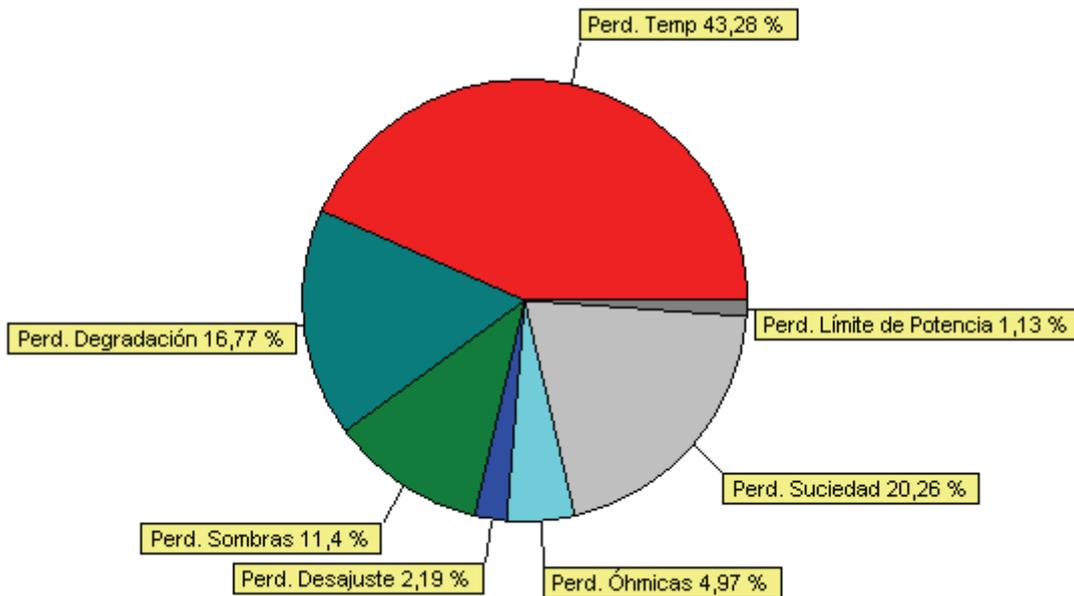


Figura 4.2.3 Pérdidas en la planta con seguimiento a 2 ejes

Si se compara la diferencia de rentabilidades entre limpieza mensual y semanal que se tiene en este caso con la que se tenía con los paneles fijos, puede verse que ha aumentado en gran medida. Al recibir mayor cantidad de irradiación, la pérdida de energía por suciedad es también superior, y al reducir esa pérdida de eficiencia el incremento en la producción es también mayor.

### 4.3 Planta de 19 kWp en París

Se está planificando una planta en París, con el mismo número y modelo de placas que en el caso 4.2 correspondiente a la planta de Murcia. Las coordenadas del lugar son 2,5° de longitud y 48,8° de latitud. La inclinación de los paneles será en este caso de 31°. Las condiciones de la instalación y demás parámetros son también iguales a los de la planta de Murcia.

Los resultados de producción y eficiencia previstos para la planta se recogen en la Tabla 4.3.1:

Producción de la Planta	
<i>Producción anual por m<sup>2</sup></i>	143,62 kWh/m <sup>2</sup>
<i>Producción. por panel</i>	161,57 kWh
<i>Producción. anual</i>	16157,5 kWh
<i>Eficiencia Global Anual</i>	12,36 %
<i>Producción Total</i>	371759,55 kWh
<i>Ingresos Totales</i>	100375,08 €
<i>VAN</i>	-14773,02 €

Tabla 4.3.1 Producción de la planta de París

Comparando con los resultados para el caso de Murcia, recogidos en la Tabla 4.2.3, puede verse que la eficiencia en este segundo caso es superior, debido sobre todo a las bajas temperaturas. Sin embargo, La producción es muy inferior, hasta el punto de que el VAN sale negativo, lo cual implica que no es rentable construir la planta. Las bajas pérdidas por temperatura se reflejan en el gráfico de pérdidas de la Figura 4.3.1:

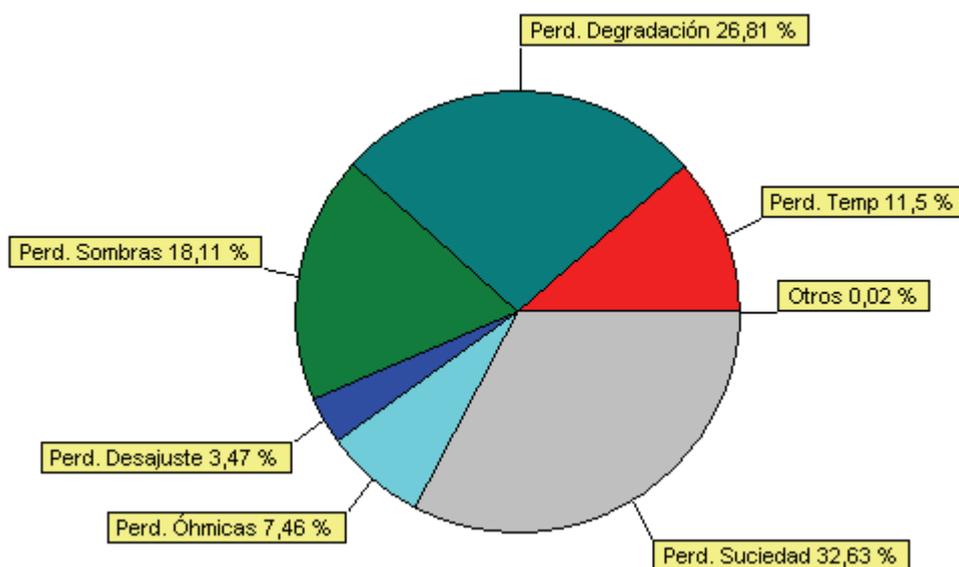


Figura 4.3.1 Pérdidas de la planta de París

**Se sustituyen los paneles por otros de material compuesto.** Se instalan 75 paneles en lugar de los 100 anteriores, y la nueva potencia de la planta es de 19,5 kWp. Las propiedades de los nuevos paneles se muestran en la Tabla 4.3.2.

<b>Paneles de Material Compuesto</b>	
<b>Potencia Máxima</b>	260 W
<b>Tensión en Punto de Máx. Pot.</b>	40 V
<b>Eficiencia</b>	30,5 %
<b>Coef. De Tª de U</b>	-0,3 %/°C
<b>Coef. De Tª de P</b>	-0,42 %/°C
<b>Área</b>	1,2 m <sup>2</sup>
<b>Sección de los cables</b>	4 mm <sup>2</sup>
<b>Diámetro de los cables</b>	2,26 mm
<b>NOCT</b>	45±2 °C
<b>Pérdidas por desajuste</b>	1 %

Tabla 4.3.2 Características del panel de Material Compuesto

Los datos de la instalación se mantienen, a excepción del coste inicial, que es en este caso de 135000 €. Se supone también que el precio de venta en Francia es el mismo que en España. Los resultados obtenidos en este caso aparecen en la Tabla 4.3.3:

<b>Producción de la Planta</b>	
<b>Producción anual por m<sup>2</sup></b>	288,63 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Producción. por panel</b>	346,36 kWh
<b>Producción. anual</b>	25977,05 kWh
<b>Eficiencia Global Anual</b>	24,83 %
<b>Producción Total</b>	597692,48 kWh
<b>Ingresos Totales</b>	161376,98 €
<b>VAN</b>	4699,68 €

Tabla 4.3.3 Producción de la planta de París

El gran incremento en la eficiencia ha aumentado enormemente la producción logrando que la planta sea rentable a largo plazo. Este resultado podría mejorarse incrementando la frecuencia de limpieza o introduciendo seguimiento, tal y como se ha visto en el apartado 4.2.

#### 4.4 Planta de 95 kWp en Zaragoza

El cuarto caso corresponde a una planta ubicada en las afueras de Zaragoza, en una zona rural. Las coordenadas del lugar son -0,88° de longitud y 41,62° de latitud. Los paneles son BP Solar de 190 W, al igual que en el caso 4.2. Se van a instalar 500 de estos paneles en seguidores solares con seguimiento en el eje vertical. La inclinación será de 35°. Los datos de la instalación se recogen en la Tabla 4.4.1.

Planta de 95 kWp en Zaragoza	
<b>Frecuencia de limpiado</b>	Cada 7 días
<b>Nivel de suciedad alcanzado</b>	8 g/m <sup>2</sup>
<b>Terreno</b>	Cultivado
<b>Nivel de sombras</b>	Bajo
<b>Paneles en serie</b>	25
<b>Longitud tramo serie</b>	450 m
<b>Longitud tramo paralelo</b>	50 m
<b>Sección tramo paralelo</b>	50 mm <sup>2</sup>
<b>Eficiencia del inversor</b>	98 %
<b>Inversión inicial</b>	500000 €
<b>Costes de mantenimiento</b>	800 €/año
<b>Vida útil</b>	25 años
<b>Degradación anual</b>	0,7 %

Tabla 4.4.1 Datos de la planta de Zaragoza

El precio del kWh para una planta de 95 kWp es de aproximadamente 19,83 céntimos. Los resultados de producción y rendimiento de la planta se muestran en la Tabla 4.4.2:

Producción de la Planta	
<b>Producción anual por m<sup>2</sup></b>	256,59 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Producción. por panel</b>	288,67 kWh
<b>Producción. anual</b>	144334,62 kWh
<b>Eficiencia Global Anual</b>	12,68 %
<b>Producción Total</b>	3320921,6 kWh
<b>Ingresos Totales</b>	658714,79 €
<b>VAN</b>	70591,92 €

Tabla 4.4.2 Producción de la planta de Zaragoza

En cuanto a las pérdidas, el principal factor es nuevamente el material, que supone un 95,48 % del total. La distribución del 4,52 % restante se muestra en la Figura 4.4.1:

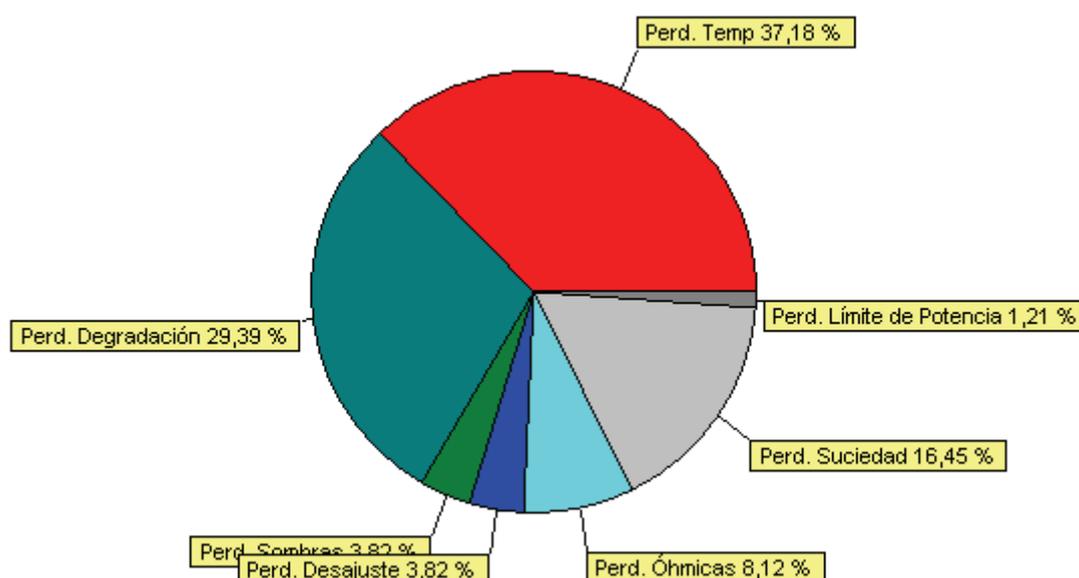


Figura 4.4.1 Pérdidas de la planta de Zaragoza

**Se plantea la posibilidad de sustituir el seguimiento de eje vertical por un sistema biaxial.**

Esto supondría un sobre coste de 10000 € en la inversión inicial, así como 100 € anuales más en gastos de seguimiento. La Tabla 4.4.3 muestra los resultados obtenidos en este caso:

<b>Producción de la Planta</b>	
<i>Producción anual por m<sup>2</sup></i>	269,97 kWh/m <sup>2</sup>
<i>Producción. por panel</i>	303,72 kWh
<i>Producción. anual</i>	151860,8 kWh
<i>Eficiencia Global Anual</i>	12,32 %
<i>Producción Total</i>	3494087,68 kWh
<i>Ingresos Totales</i>	693062,8 €
<i>VAN</i>	89061,16 €

**Tabla 4.4.3 Producción de la planta de Zaragoza con seguimiento a 2 ejes**

Debido al aumento de temperatura de los paneles, la eficiencia es algo menor, sin embargo, la rentabilidad de la planta aumenta en gran medida, por lo que se instalará el sistema biaxial.

## 5. CONCLUSIONES

A partir de los casos de estudio realizados, pueden extraerse una serie de consecuencias sobre la influencia de los diversos factores reductores de eficiencia. Las principales se citan a continuación.

- Es fundamental elegir una localización adecuada para emplazar una instalación fotovoltaica. La diferencia entre un lugar apropiado y uno que no lo es puede llegar a suponer más del doble de producción en el primer caso.
- La primera barrera para aprovechar la irradiación solar es la baja eficiencia de los materiales, que normalmente supone al menos un 85% de pérdidas.
- Las pérdidas por temperatura aumentan con la irradiación, por lo que un elevado valor de las mismas normalmente implicará también una elevada producción.
- Con el seguimiento solar las ganancias obtenidas suelen estar en torno a un 53% en producción, en caso de ser a dos ejes. Esto supone un beneficio económico que supera normalmente con creces el gasto que supone la instalación y funcionamiento de los seguidores.
- La falta de limpieza de los paneles es un factor de influencia importante en la eficiencia final. La mayor o menor conveniencia de aumentar la frecuencia de limpiado dependerá en cualquier caso del coste que suponga.
- La degradación de los paneles apenas afecta a la producción los primeros años, pero poco a poco se va incrementando y se convierte en uno de los principales factores al final de la vida útil de los paneles.
- Las pérdidas por sombreado, desajuste y baja irradiación, así como las que se tienen en los conductores, no suelen tener una gran influencia en la producción final. Sin embargo, es bueno tenerlos en cuenta, ya que entre todos sí que supondrán una diferencia considerable en la producción.

- Cualquier mejora de los parámetros reductores de la eficiencia supondrá un coste adicional. Por ello, la decisión final siempre dependerá de la mayor rentabilidad que tenga una u otra opción.

Puede concluirse que es posible realizar predicciones acertadas de la producción que va a tenerse en una planta a lo largo de un año. Sin embargo, para ello será fundamental contar con una fuente de datos de irradiancia fiable. En caso contrario, podrá obtenerse el rendimiento real de la instalación, pero la producción se desviará de la real. En el caso real estudiado, la producción dada por el programa ha resultado ser casi un 15 % inferior a la real, debido a la falta de datos de irradiancia horaria adecuados. Sin embargo, la desviación del rendimiento ha sido únicamente de un 1,3 %, porcentaje inferior al 5 % que se tenía como objetivo.

Dotar al programa de una fuente de datos de irradiancia más amplia podría reducir el error a un valor muy pequeño, similar al obtenido para el rendimiento. También podría mejorar la eficacia del programa un análisis más exhaustivo de los parámetros considerados, aunque las diferencias en los resultados serían muy pequeñas. En cualquier caso, la utilización de la herramienta desarrollada puede ayudar a cualquier promotor de una instalación fotovoltaica a realizar una predicción más ajustada de lo que producirá su planta.

En cuanto a lo aprendido durante la realización del proyecto, a nivel profesional, he aprendido la magnitud de la influencia de cada factor en la producción final de un panel fotovoltaico, además de manejar medianamente bien con un lenguaje de programación profesional como es el C++. Personalmente, el proyecto me ha ayudado a tener paciencia con los problemas y a no rendirme cuando las cosas no salen bien a la primera.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**Almonacid, F. et al.**, *Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks*, Energy, 36 (2011) 375-384. doi:10.1016/j.energy.2010.10.028

**Caamaño Martín, Estefanía**, *Edificios Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis*, Universidad Politécnica de Madrid, Marzo 1998

**Dufo López, Rodolfo**, *Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos*. Tesis doctoral. Universidad de Zaragoza. 2007.

**El Chaar, L. et al.**, *Review of photovoltaic technologies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15 (2011) 2165-2175. 10.1016/j.rser.2011.01.004

**Emin Meral, Mehmet et al.**, *A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15 (2011) 2176-2184. 10.1016/j.rser.2011.01.010

**Jiang, H., et al.**, *Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules*, Atmospheric Environment (2011), doi:10.1016/j.atmosenv.2011.04.084

**Mani, M., et al.**, *Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 (2010) 3124-3131. 10.1016/j.rser.2010.07.065

**Quaschnig, Volker and Hanitsch, Rolf**, *Irradiance calculation on shaded surfaces*, Berlin University of Technology, Institute of Electrical Power Engineering, Renewable Energy Section, Secr. EM 4, Einsteinufer 11, D-10587 Berlin, Germany, August 1997

# APÉNDICES

Se ofrecen a continuación un manual de usuario, en el que se explican las particularidades que deben tenerse en cuenta al usar el programa, así como cada uno de sus apartados, y una guía de programación en el que se explican las variables y funciones que se han empleado.

## A.1 Manual de Usuario

### A.1.1 Consideraciones Generales

El programa está formado por una serie de ventanas en las que se pide ir seleccionando las características o parámetros de la central fotovoltaica en cuestión. Al seleccionar una opción, automáticamente una serie de parámetros adoptan un valor, pero en general el usuario podrá cambiar dicho valor si sabe que en su caso particular es diferente. Por ejemplo, al seleccionar como material de las placas “*silicio monocristalino*”, el programa toma automáticamente como eficiencia 0.15, a no ser que esté marcada la casilla “*máxima eficiencia*”, en cuyo caso la eficiencia será de 0.204 aproximadamente. Sin embargo, si el usuario sabe, por la información del fabricante, que su placa tiene una eficiencia de 0.16, podrá ponerla en la casilla correspondiente y será la tenida en cuenta en los cálculos posteriores.

De este modo deberán rellenarse todos los campos que quieran tenerse en cuenta. Si algún tipo de pérdida no es considerado por el usuario como significativo, podrá introducir un 1 o un 100, según sea en tanto por uno o en porcentaje, en la casilla en que aparezca el rendimiento, o si lo que se pide son las pérdidas, como en el caso de desajuste, dejar la barra en el cero.

En principio, como ya se ha dicho, el programa tomará los datos de irradiancia de las tres estaciones más próximas a la localización introducida y realizará una media ponderada de ellas. Si el usuario desea tener en cuenta sólo una de las tres, puede variar las coordenadas para aproximarlas a las de la estación que desea tener en cuenta, variando la latitud lo mínimo ya que su valor es necesario también para el cálculo de los ángulos solares.

Del mismo modo que en los datos de eficiencia, si a un usuario no le interesa el análisis económico, podrá dejar las casillas como aparecen inicialmente, sabiendo que los resultados podrán ser proporcionales a los reales, pero en principio no iguales.

Cuando se han elegido todos los parámetros de la planta fotovoltaica, se pulsa el botón “*Calcular resultados*”. El programa realizará los cálculos y mostrará automáticamente la ventana de resultados de irradiancia, producción y rentabilidad. Para ver la ventana de pérdidas habrá que pulsar “*Siguiente*” o bien Seleccionar la pestaña correspondiente en el panel de la izquierda. Si tras realizar el cálculo, el usuario cambia alguno de los parámetros, deberá volver a pulsar el botón correspondiente para que el programa calcule los nuevos resultados.

El programa puede dar errores, que normalmente serán debidos a la introducción de un valor inadecuado en alguna de las casillas del programa. Por ejemplo, si se introduce una letra donde se supone que debe haber un número, o si se introducen demasiadas cifras en una casilla de rendimiento. Deberá evitarse también el dejar casillas en blanco cuando se supone que debe haber un número. Todos los valores decimales introducidos deberán utilizar comas y nunca puntos como separación entre la parte entera y la decimal.

### A.1.2 Pantalla de Bienvenida y Barra de Menús

Al iniciar el programa, aparece una pantalla de bienvenida, en la que aparece el nombre y la versión del programa, “PVEF 1.0”. Las siglas PV hacen referencia a la energía fotovoltaica, mientras que “EF” se refiere a que el programa tiene en cuenta varios factores que afectan a la eficiencia y los compara.



Figura A.1 Pantalla de Bienvenida del PVEF 1.0

En la barra de menús de la parte superior hay tres categorías. En la primera de ellas, correspondiente a *Archivo*, aparece la opción de volver a los valores estándar. Esto devolverá a las variables del programa sus valores por defecto. También aparece en este menú el comando para salir del programa. En el menú *Edición* aparecen los comandos habituales de copiar, pegar, cortar y deshacer. El menú *Ejecutar* es un acceso rápido a los botones de ejecución del

programa. Aparecen dos: el primero de ellos corresponde a la elección de estaciones en función de las coordenadas introducidas en el panel de Localización geográfica. El segundo es el botón de cálculo de resultados, y no se activará mientras no se hayan elegido las estaciones.

### A.1.3 Panel de pestañas

A la izquierda de la interfaz hay un panel en el que aparecen todos los apartados de que consta el programa, ofreciendo un rápido acceso a cualquiera de ellos. Sin embargo, se recomienda que inicialmente se vayan introduciendo los datos por orden, es decir, pulsando el botón “*Siguiente*” que aparece en la esquina inferior derecha de cada apartado. Una vez se hayan introducido todos los casos, las pestañas serán muy útiles para comprobar el efecto de variar los parámetros, permitiendo acceder directamente a la pantalla en la que se encuentra el dato a modificar.

### A.1.4 Panel de Situación geográfica

Al darle a “*Siguiente*” en la pantalla de bienvenida, aparece el panel de Situación geográfica. En él aparecen en primer lugar dos casillas marcadas como longitud y latitud, tal y como puede verse en la figura A.2:

The screenshot shows a software window titled "PVEF 1.0" with a menu bar containing "Archivo", "Edición", and "Ejecutar". On the left is a sidebar with buttons for "Inicio", "Situación Geográfica" (highlighted), "Propiedades de los paneles", "Limpieza y Sombreado", "Temperatura y Baja Irradiación", "Cableado", "Datos Económicos", "Producción Global", and "Pérdidas Globales". The main area is titled "Situación geográfica" and contains:

- Input fields for "Longitud" (value 0) and "Latitud" (value 0).
- A button labeled "Elegir estaciones".
- A table with 4 columns: "Estación", "Longitud", "Latitud", and "Altitud". It has three empty rows.
- A dropdown menu for "Terreno".
- An input field for "Albedo" with the value "0.2".
- Navigation buttons "Anterior" and "Siguiente" at the bottom.

A status bar at the bottom left says "Preparado".

Figura A.2 Panel de Situación geográfica

Deberán introducirse los valores correspondientes de la planta fotovoltaica que se va a estudiar, ya que son fundamentales para elegir los datos de irradiancia y temperatura adecuados. A continuación, debe pulsarse el botón “*Elegir estaciones*”, para que el programa recorra los ficheros disponibles y localice los de coordenadas más próximas a la planta. Sus nombres, longitud, latitud y altitud, aparecerán en las casillas inferiores.

Debajo puede verse en la Figura A.2 la casilla de Terreno. Al pulsar en la flecha, aparece una lista desplegable en la que puede elegirse el tipo de terreno sobre el que está situada la planta. Al seleccionar un terreno, el valor del albedo cambiará automáticamente al adecuado. El valor inicial de este parámetro es de 0.2, que es el habitual en caso de desconocer el terreno.

Una vez seleccionadas las estaciones y el terreno, podrá pulsarse en el botón “*Siguiente*”. También podrá pulsarse antes, pero no se podrá realizar el cálculo si no hay estaciones seleccionadas.

#### **A.1.5 Panel de Propiedades de los paneles**

El tercer panel corresponde a Propiedades de los paneles. En él debe seleccionarse en primer lugar el material con el que están fabricados los paneles de la instalación, y marcar la casilla de máxima eficiencia en caso de que la eficiencia del mismo sea lo más alta posible para dicho tipo de panel. A continuación deberá pulsarse el botón “*Calcular eficiencia*”, y en la casilla inferior aparecerá la eficiencia media o la máxima para dicho material. Si el usuario tiene un conocimiento más preciso del valor real, puede introducirlo directamente y de este modo obtendrá resultados más exactos. En éste último caso, no será necesario elegir el material en la pestaña que aparece en la figura 3.1, ni marcar la casilla o pulsar el botón. Bastará con rellenar la casilla de “*Eficiencia del material*”.

En segundo lugar se requieren los ángulos propios del panel, es decir, el ángulo de inclinación y el de azimut. En caso de que se realice seguimiento en alguno de los ejes, deberá activarse el recuadro correspondiente. Al hacerlo, el ángulo de la casilla superior dejará de ser tenido en cuenta. El ángulo nulo de inclinación es el correspondiente a panel horizontal, mientras que el azimut de 0° implica orientación sur.

Deberán escribirse a continuación el número de paneles instalados, la potencia máxima de cada uno de ellos, su superficie individual y su degradación anual. El valor de potencia pico de la planta variará en función del número de paneles y de la potencia máxima por panel. Por

último aparece una barra en la que puede elegirse un valor de pérdidas por desajuste entre los paneles. El rango en que puede variarse va desde un 0 hasta un 4 %.

**PVEF 1.0**

Archivo Edición Ejecutar

Inicio

Situación Geográfica

**Propiedades de los paneles**

Limpieza y Sombreado

Temperatura y Baja Irradiación

Cableado

Datos Económicos

Producción Global

Pérdidas Globales

**Propiedades de los paneles**

Material de fabricación [dropdown]

Máxima eficiencia [Calcular eficiencia]

Eficiencia del material (%) [15]

Ángulo de inclinación (°) [0]

Seguimiento horizontal

Ángulo de azimut (°) [0]

Seguimiento vertical (0°=Sur)

Número de paneles [600]

Potencia máx./panel (W) [180]

Superficie por panel (m2) [1.63]

Potencia pico (kWp) [108]

Degradación anual (%) [0.7]

Pérdidas por desajuste (%) [0] [4]

Anterior Siguiete

Preparado

Figura A.3 Panel de Propiedades de los paneles

### A.1.6 Panel de Limpieza y Sombreado

El siguiente apartado permite tener en cuenta las pérdidas debidas a la suciedad acumulada y las sombras en los paneles solares. En la parte superior pueden verse dos barras horizontales. La primera de ellas pide el intervalo que transcurre entre dos limpiezas consecutivas, es decir, la frecuencia de limpieza de los paneles, en días. La segunda indica el nivel de suciedad que alcanza el panel al cabo de cada periodo, es decir, justo antes de ser limpiado. Los valores podrán introducirse moviendo el cursor, o bien introduciendo el valor entero en la casilla situada debajo de cada barra.

Debajo se encuentra un recuadro titulado “*Nivel de sombras*”. En él debe seleccionarse una de las tres posibilidades de nivel de sombras, o bien introducir el valor de eficiencia en tanto por uno en la casilla inferior.

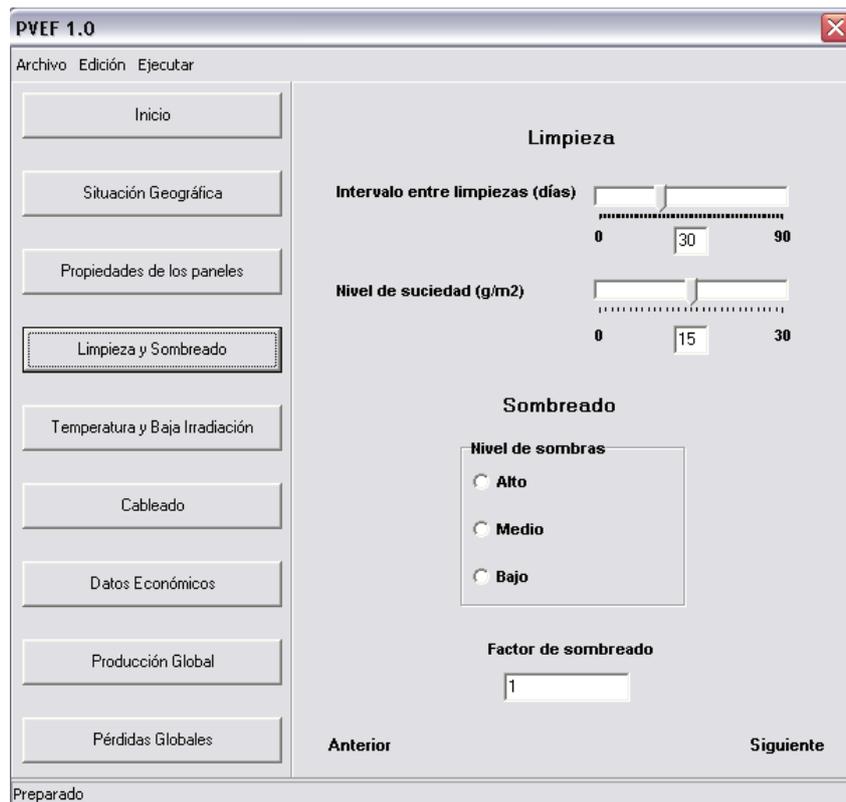


Figura A.4 Panel de Limpieza y Sombreado

### A.1.7 Panel de Temperatura y Baja Irradiación

En el quinto panel debe introducirse la información relativa a temperatura y baja irradiación. Como ya se ha dicho, los valores de temperatura ambiente horarios ya se han seleccionado previamente al elegir las estaciones. Lo que debe introducirse ahora son los coeficientes que permitirán el cálculo de la temperatura de las células, y de ahí sus pérdidas de eficiencia.

El primer dato a introducir es la NOCT. Normalmente esta temperatura está dentro de un rango, es decir, el fabricante puede decir que está entre, por ejemplo, 45 y 49 °C. En este caso, deberá introducirse el valor medio. Luego hay que meter los coeficientes de temperatura de potencia y de tensión. Éstos son siempre negativos, pero en el programa pueden introducirse en valor absoluto, ya que en los cálculos se calcula de cualquier modo dicho valor y luego se aplican restando. En caso de que el fabricante de el coeficiente de tensión en mV/°C, el usuario deberá calcular que porcentaje de la tensión a máxima potencia representa el valor, e introducir en la casilla el resultado.



**Figura A.5 Panel de Temperatura y Baja Irradiación**

Si en la hoja de características de los paneles no aparece el valor de la NOCT, se recomienda dejar el valor por defecto de 47°C, que es bastante común.

En el apartado de baja irradiación, aparece una barra en la que deberá seleccionarse el valor del porcentaje de pérdidas por este concepto, moviendo el curso hasta la posición adecuada, o bien introduciendo el valor (entero) deseado en la casilla correspondiente.

### **A.1.8 Panel de Cableado**

En este panel hay que introducir los valores que permitirán calcular las pérdidas en los cables conductores. En caso de no querer tomar en consideración dichas pérdidas, bastará con dejar los valores de longitud de los cables en 0, que es como están de forma estándar.

Se pide en primer lugar la tensión a máxima potencia del panel, que se usará para calcular la corriente horaria. Justo debajo hay que escribir el número de paneles que se conectarán en serie entre sí. Al seleccionar el material de los cables en la lista desplegable, el valor de conductividad de los mismos se actualizará al adecuado.

**PVEF 1.0**

Archivo Edición Ejecutar

Inicio

Situación Geográfica

Propiedades de los paneles

Limpieza y Sombreado

Temperatura y Baja Irradiación

**Cableado**

Datos Económicos

Producción Global

Pérdidas Globales

**Pérdidas óhmicas**

Tensión a Máx. Pot. (V) 36

Paneles en Serie 30

Material de los Cables Cobre

Conductividad (m/ohm-mm2) 56

**Conexionado Serie**

Diámetro (mm) 2,26

Longitud (m) 0

Sección (mm2) 4

**Conexionado Paralelo**

Diámetro (mm) 3,57

Longitud (m) 0

Sección (mm2) 10

Eficiencia del Regulador (%) 100

Eficiencia del Inversor (%) 100

Anterior Siguiete

Preparado

**Figura A.6 Panel de Cableado**

Aparecen a continuación los subapartados de cableado serie y paralelo. El tramo de conexionado serie corresponde al que pasa por los paneles, por el que circula únicamente la intensidad que circularía por uno de ellos si estuviese aislado. Es importante introducir la longitud total de cable, es decir, la suma de las longitudes de cable de todos los grupos. El conexionado paralelo es aquél en el que ya circulan las corrientes de todos los grupos serie sumadas. Al escribir el diámetro de los cables, variará automáticamente la sección a su valor adecuado. Del mismo modo, si lo que se cambia es la sección, el diámetro se actualizará al valor apropiado.

Por último se piden las eficiencias de inversor y regulador. Si en la instalación hay un solo elemento que cumple las dos funciones, deberá introducirse su eficiencia en una de las dos casillas, dejando la otra en 100 %, para no tener en cuenta las pérdidas dos veces.

### **A.1.9 Panel de Datos Económicos**

El último panel de datos de entrada es el correspondiente a los económicos. Estos valores deberán modificarse si se quiere realizar un cálculo del valor económico de las pérdidas, así como un análisis de rentabilidad por medio del método VAN. Si se dejan los valores iniciales, los resultados económicos no serán los reales, aunque sí pueden dar una idea de la magnitud de las pérdidas frente a la producción, así como de la mayor o menor rentabilidad de cada opción.

**PVEF 1.0**

Archivo Edición Ejecutar

Inicio

Situación Geográfica

Propiedades de los paneles

Limpieza y Sombreado

Temperatura y Baja Irradiación

Cableado

**Datos Económicos**

Producción Global

Pérdidas Globales

**Datos Económicos**

Inversión Inicial (€) 100000

Gastos por mantenimiento y seguimiento (€/año) 360

Precio (cts€/kWh) 19,8353

Tasa Anual Efectiva (%) 1

Periodo de cálculo (años) 25

Calcular resultados

Anterior Siguiete

Preparado

**Figura A.7 Panel de Datos Económicos**

Se pide el valor de la inversión inicial, necesario para el cálculo del VAN, así como el coste anual del mantenimiento y el sistema de seguimiento (si lo hay). El precio es el valor en céntimos de euro por el que se vende un kWh en el mercado de régimen especial, y que varía constantemente. La Tasa Anual Efectiva es la pérdida de valor del dinero en un año, y también es necesaria para hallar el VAN. Por último el periodo de cálculo, que debería corresponder a la vida útil de los paneles.

Una vez introducidos todos los datos, deberá pulsarse el botón “*Calcular resultados*”, situado en la parte inferior de este panel. Si no se han seleccionado las estaciones, éste botón aparecerá inactivo. Una vez seleccionadas las estaciones, el botón se activará, ya que el resto de parámetros necesarios para el cálculo tienen un valor por defecto que será el utilizado en caso de que el usuario no lo haya modificado.

#### **A.1.10 Panel de Producción Global**

Cuando el programa finaliza el cálculo, muestra directamente la pantalla de resultados de producción, que incluye también la eficiencia global, los ingresos previstos y la rentabilidad.

**PVEF 1.0**

Archivo Edición Ejecutar

**Producción Global**

Producción anual (kWh/m <sup>2</sup> )	211,04
Producción por panel (kWh/año)	343,99
Producción anual (kWh/año)	206394,84
Eficiencia Global Anual (%)	12,4
Producción total (kWh/periodo)	4748832,77
Prod. anual por kWp (kWh/kWp)	1911,06
Ingresos Totales (€/periodo)	941945,26
Valor Actual Neto (€)	733197,62

Irradiancia sobre superficie total (W)  
 Producción (W)  
 Pérdidas (Energía solar no aprovechada, W)

Mensual  
 Horario

GRÁFICO DE EVOLUCIÓN

Anterior Exportar a fichero de texto Siguiente

Preparado

Figura A.8 Panel de Producción Global

Los valores mostrados son:

- **Eficiencia Global Anual:** es el cociente entre la producción obtenida en el primer año y la que se habría obtenido en caso de que todas las pérdidas fuesen nulas y todas las eficiencias del 100%.
- **Producción Anual por m<sup>2</sup>:** es el total de kWh que se aprovechan en un metro cuadrado de panel a lo largo de todo un año.
- **Producción por Panel:** corresponde al producto de la irradiación anual por la superficie de un panel.
- **Producción Anual:** es el total de kWh producidos por la planta el primer año, y resulta de multiplicar la producción por panel por el número de paneles.
- **Producción Total:** es la producción obtenida en los años introducidos como periodo de cálculo. Se aplican ya las pérdidas por degradación.
- **Producción anual por kWp:** es la relación entre la producción anual de la planta en kWh y la potencia pico de la planta en kWp.
- **Ingresos Totales:** es el valor económico de la producción total al precio hincado.
- **Valor Actual Neto:** es el valor de toda la instalación, teniendo en cuenta la inversión, los gastos y los ingresos que producirá, con el valor del dinero actualizado al momento de cálculo. En caso de ser positivo indica que la planta es rentable.

En la parte inferior de la interfaz, aparecen dos botones. El primero de ellos está marcado como “*GRÁFICO DE EVOLUCIÓN*”. Encima de botón, a la derecha, se puede elegir si se quiere representar un gráfico de valores mensuales u horarios. A la izquierda aparecen tres recuadros con los rótulos de “*Irradiancia sobre superficie total (W)*”, “*Producción (W)*” y “*Pérdidas (Energía solar no aprovechada, W)*”. Al pulsar sobre el botón, aparecerá un gráfico con la evolución mensual u horaria de los parámetros marcados. La irradiancia realmente tiene unidades de potencia entre superficie, pero se está multiplicando por la superficie total de la instalación, y por ello se mide en vatios. En cuanto a las pérdidas, hacen referencia al total de energía solar que no se transforma en energía eléctrica o bien se pierde antes de llegar a la red.

El segundo botón lleva el rótulo “*Exportar a fichero de texto*”. Al pulsarlo, los valores seleccionados de irradiancia, producción, y/o pérdidas, mensuales u horarios según esté marcada una u otra opción, se exportarán a un fichero de texto en la carpeta *Ficheros de Salida* del directorio del programa. El nombre de los ficheros será el de la estación más próxima a las coordenadas, añadiendo la palabra *Mensual* en caso de que esa sea la opción solicitada.

#### **A.1.11 Panel de Pérdidas Globales**

El último panel recoge los valores de pérdidas por los diversos conceptos valorados en el cálculo. Se muestran sus valores en pérdidas anuales de energía, pérdidas anuales de dinero, y pérdidas económicas en todo el periodo.

Las pérdidas por degradación no son uniformes, sino que el primer año son nulas, y poco a poco van aumentando, haciéndose enormes el último año. Por ello se ha tomado un valor medio de ellas, dividiendo el total de pérdidas entre el número de años del periodo, para compararlas con los valores anuales de los otros factores.

En cuanto a las pérdidas debidas al material, hacen referencia a la energía procedente del Sol que no es aprovechada, es decir al 85 % de la irradiación solar que el material no es capaz de transformar en energía eléctrica.

Debe tenerse en cuenta también que si uno de los factores mejora, la limitación de los otros puede aumentar, especialmente la del límite de potencia de los paneles. Esto se debe a que cuando se quita una limitación, el total de energía que puede producirse es mayor, y por ello las otras pérdidas, que normalmente eliminan un porcentaje de la producción, reducirán en mayor grado la producción en términos absolutos.

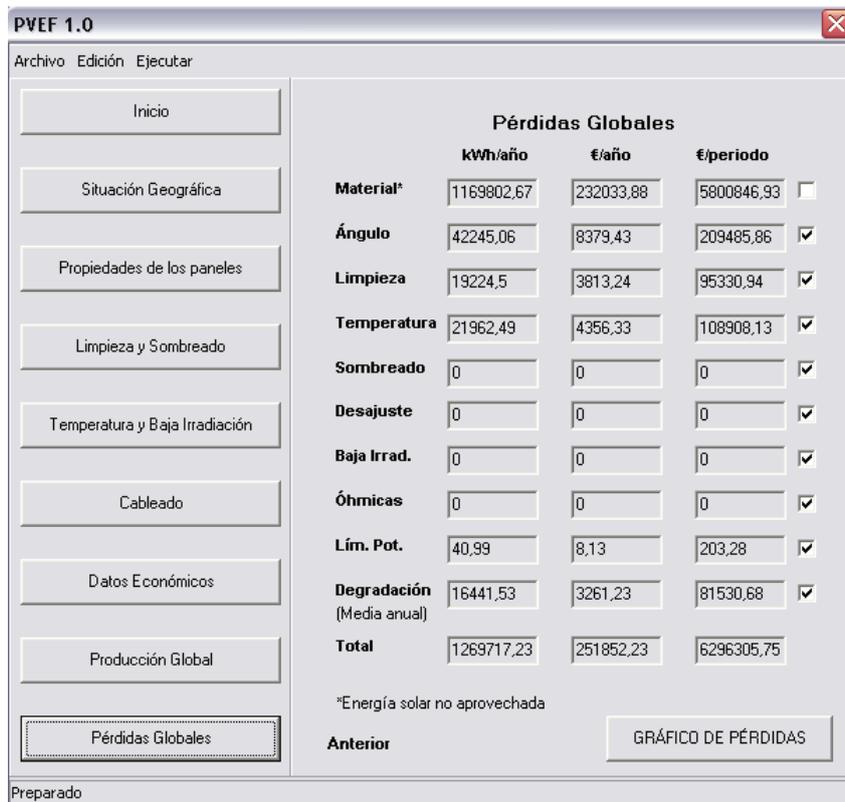


Figura A.9 Panel de Pérdidas Globales

En la esquina inferior derecha aparece el botón “GRÁFICO DE PÉRDIDAS”. Al pulsarlo, se representarán en un círculo todas aquellas pérdidas que estén marcadas en el panel de pérdidas por medio del recuadro que aparece junto a cada una de ellas. Si se omite uno de los factores, como por ejemplo las pérdidas debidas al material, que suelen ser el principal factor limitante, el porcentaje restante pasará a ser el 100% y se repartirá entre los demás factores.

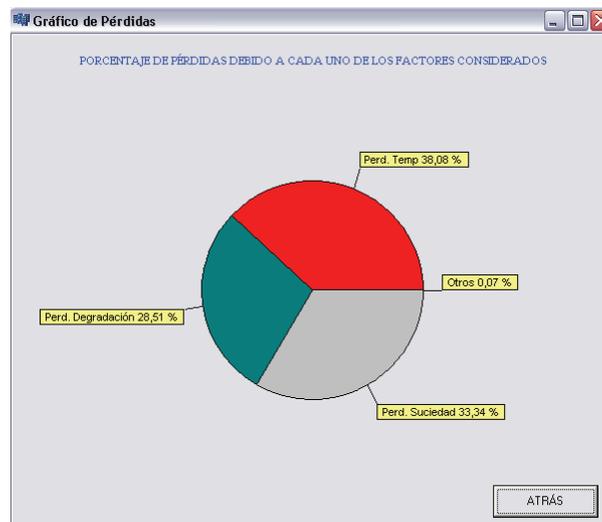


Figura A.10 Gráfico de Pérdidas

## A.2 Guía del Programador

### A.2.1 Funciones utilizadas

En el programa se han utilizado funciones básicas de C++, además de los objetos que facilita Borland C++ Builder. Dichas funciones son:

- **if** (condición) {acción o lista de acciones separadas por ;} **else** {acción o lista de acciones separadas por ;}: si se cumple la condición realiza las primeras acciones, y si no las segundas. Si no se pone *else* y no se cumple la condición, el programa no hará nada.
- **StrToInt**, **StrToFloat**: funciones de conversión de cadenas de caracteres a entero en el primer caso y a real en el segundo.
- **fopen**(string.c\_str(),"r"): abre el fichero de nombre "*string*" para leerlo. Si se desee abrir un fichero para escribir, habría que poner la letra "w".
- **for** (**j=1**; **j<=x**; **j++**) {acción o lista de acciones separadas por ;}: realiza las acciones entre las llaves x veces, si x es un entero, o hasta que j es superior a x, si x es un número real.
- **fscanf**(string,"%i",&var): lee un dato entero del archivo *string*, y lo almacena en la variable *var*. Si el dato a leer es real, deberá ponerse "%f".
- **fprintf**(string," %e ", var): escribe en el archivo *string* el dato real *var*.
- **fclose**(string): cierra el archivo *string*.
- **while** (condición) {acción o lista de acciones separadas por ;}: mientras la condición es cierta, realiza las acciones de la lista.

### A.2.2 Variables del programa

Se explica a continuación el significado de cada una de las variables del programa, para facilitar posibles modificaciones del mismo por parte de personas distintas al autor.

- *n\_dust*: factor de eficiencia debido a la suciedad.
- *n\_mat*: factor de eficiencia debido al material.
- *n\_shading*: factor de eficiencia debido a las sombras.
- *n\_temp*: factor de eficiencia debido a la temperatura.
- *n\_bIrr*: factor de eficiencia debido a la baja irradiación.
- *n\_desaj*: factor de eficiencia debido al desajuste.
- *albedo*: reflectividad del terreno
- *alb*: albedo como variable tipo *double* para mostrarla en la casilla de rendimiento evitando el gran número de decimales de las variables *float*.
- *nmat*: eficiencia del material como variable tipo *double* para mostrarla en la casilla de rendimiento evitando el gran número de decimales de las variables *float*.
- *nshading*: factor de eficiencia del sombreado como variable tipo *double* para mostrarla en la casilla de rendimiento evitando el gran número de decimales de las variables *float*.
- *n1*, *n2*, *n3*: nombres de los archivos de extracción de datos
- *estacion1*, *estacion2*, *estacion3*: archivos de las estaciones
- *salida*, *salidaMes*: nombre de los archivos de salida de datos diarios y mensuales
- *d*, *d1*, *d2*, *d3*: distancia que hay entre cada una de las estaciones elegidas como más cercanas. “d” es una variable auxiliar utilizada para elegir las estaciones más cercanas.
- *incAngle*: ángulo de incidencia de los rayos solares en los paneles.
- *latitud*: latitud del panel en grados.
- *longitud*: longitud del panel en grados.
- *height*: altitud del panel en metros.
- *Gh1*, *Gh2*, *Gh3*, *Gh*: irradiancias horizontales globales horarias de cada una de las estaciones. Gh es la media ponderada.
- *Gdh1*, *Gdh2*, *Gdh3*, *Gdh*: irradiancias horizontales difusas horarias de cada una de las estaciones. Gdh es la media ponderada.
- *Gbh*: irradiancia horizontal directa horaria.
- *Gmes*: irradiación mensual
- *Gnorm*: irradiancia normal. No se utiliza en los cálculos, pero aparece en los ficheros de datos y por ello debe leerse para evitar resultados incorrectos.

- *Taire1, Taire2, Taire3, Taire*: temperatura ambiente horaria de cada una de las estaciones. *Taire* es la media ponderada.
- *Tc*: temperatura horaria de las células de los paneles.
- *NOCT*: Temperatura de Operación Nominal de la Célula
- *gamma*: coeficiente de temperatura de potencia.
- *mx*: suma de los inversos de las distancias estación-planta, utilizada para realizar la media ponderada.
- *Gt1*: Irradiación por unidad de superficie en una hora, tras aplicar las pérdidas de eficiencia.
- *Gt2*: Irradiación global anual.
- *Gtotal*: Irradiación total anual sin aplicar pérdidas de eficiencia.
- *rnd*: rendimiento global anual.
- *Gt*: irradiancia horaria total.
- *Gbt*: irradiancia horaria directa.
- *Gdt*: irradiancia horaria difusa.
- *Grt*: irradiancia horaria reflejada.
- *lugar0, lugar1, lugar2, lugar3*: nombres de las estaciones elegidas. “lugar0” es auxiliar.
- *lon, lon1, lon2, lon3*: longitud de la estación que se está leyendo en un momento dado y de las elegidas como más cercanas.
- *lat, lat1, lat2, lat3*: latitud de la estación que se está leyendo en un momento dado y de las elegidas como más cercanas.
- *alt, alt1, alt2, alt3*: altitud de la estación que se está leyendo en un momento dado y de las elegidas como más cercanas.
- *intervalo*: tiempo entre dos limpiezas consecutivas.
- *ttul*: tiempo transcurrido desde última limpieza.
- *pos*: nivel de suciedad alcanzado antes de una limpieza
- *ph*: ángulo de inclinación de los paneles
- *pa*: ángulo de azimut de los paneles
- *pi*: número  $\pi$
- *delta*: ángulo de declinación solar
- *epsilon*: excentricidad de la elíptica
- *phi*: latitud en radianes
- *omega*: ángulo horario
- *sh*: ángulo de altura solar
- *sa*: ángulo de azimut solar

- $K2$ : índice de anisotropía
- $B0$ : irradiancia solar sobre una superficie perpendicular a la radiación y fuera de la atmósfera, a una distancia igual a la media de la que hay entre la Tierra y el Sol.
- $hora$ : hora diaria en que se realiza el cálculo
- $Area1P$ : superficie de un panel
- $PotMAX$ : Máxima potencia que puede generar un panel
- $NumPlacas$ : Número de paneles de la planta fotovoltaica
- $Pserie$ : Número de paneles que se conectan en serie
- $dia$ : día del año en que se realiza el cálculo
- $cond$ : conductividad del material
- $Un$ : tensión en el punto de máxima potencia
- $long1, long2$ : longitud de los conductores de los dos tramos
- $diam1, diam2$ : diámetro de los conductores de los dos tramos
- $Relec1$ : resistencia eléctrica del tramo serie
- $Relec2$ : resistencia eléctrica del tramo paralelo
- $ctu$ : coeficiente de temperatura de tensión
- $Iind$ : corriente horaria que circula por el tramo serie
- $Pohm1$ : pérdidas óhmicas en el tramo serie del cableado
- $Pohm2$ : pérdidas óhmicas en el tramo paralelo del cableado
- $Icom$ : corriente horaria que circula por el tramo paralelo
- $Pohm$ : pérdidas óhmicas totales
- $EfReg$ : eficiencia del regulador
- $EfInv$ : eficiencia del inversor
- $Ltot$ : pérdidas totales
- $Lmat$ : pérdidas debidas a la ineficiencia del material
- $Ldust$ : pérdidas debidas a la ineficiencia por suciedad
- $Ltemp$ : pérdidas debidas a la ineficiencia por temperatura
- $Lsha$ : pérdidas debidas a la ineficiencia por sombreado
- $Lmism$ : pérdidas debidas a la ineficiencia por desajuste
- $Llirr$ : pérdidas debidas a la ineficiencia por baja irradiación
- $Lohm$ : pérdidas eléctricas por unidad de superficie
- $LmaxP$ : pérdidas debidas al límite de potencia de los paneles
- $Ldegr$ : pérdidas debidas a la ineficiencia por degradación
- $Ganual$ : producción anual del conjunto de paneles
- $Gperiodo$ : producción de la planta en los años del periodo de cálculo

- *degr*: degradación anual
- *InvIni*: inversión inicial
- *mant*: costes de mantenimiento y seguimiento
- *precio*: precio del kWh vendido a la Red
- *tae*: tasa anual efectiva
- *periodo*: duración en años del periodo de cálculo
- *taep*:  $tae+1$  (variable auxiliar)
- *periodop*:  $-1*\text{periodo}$  (variable auxiliar)
- *van*: Valor Actual Neto del conjunto
- *incAnglep*: ángulo de incidencia de la iteración presente (en busca del óptimo)
- *php*: ángulo de inclinación del panel de la iteración presente
- *pap*: ángulo de azimut del panel de la iteración presente.
- *mes*: mes de cálculo
- *angulo*: ángulo de inclinación del panel
- *dust*: nivel de polvo aproximado que corresponde al panel para el ángulo dado
- *Lang*: pérdidas por no tener el ángulo horario adecuado en cada hora
- *ProdMes[13]*: vector de producciones mensuales
- *IrrMes[13]*: vector de irradiaciones mensuales
- *PerdMes[13]*: vector de pérdidas mensuales
- *Imes*: irradiación mensual hasta la iteración presente
- *Pmes*: pérdidas mensuales hasta la iteración presente
- *Produccion[365][24]*: vector de producciones horarias
- *Irradiacion[365][24]*: vector de irradiaciones horarias
- *Perdidas[365][24]*: vector de pérdidas horarias
- *GtI*, *GbtI*, *GdtI*, *GrtI*, *incAngleI*, *phiI*, *TcI*, *n\_tempI*: representan lo mismo que las variables con el mismo nombre que no tienen la I final, pero en el caso de ángulo de incidencia solar nulo.

### **A.3 Hojas de Características**

A continuación se adjuntan las hojas de características de los paneles y seguidores utilizados en los casos de estudio del proyecto.

# MÓDULO FOTOVOLTAICO A-180P



72 células policristalinas.  
Cristal templado con alto nivel de  
transmisividad de 3,2mm de espesor.  
Caja de conexiones QUAD2 Ip54.  
Cables y conectores rápidos de última  
generación.



Montaje rápido y sencillo.  
Sistema de Fijación Hook.  
Mínimo mantenimiento.



Resistencia a cargas de viento de  
2400Pa y hasta 5400Pa de nieve.



Excelente respuesta en condiciones  
de baja luminosidad.



ISO 9001, 14001  
IEC 61215 (Ed.2)  
IEC 61730 (Ed.1)



Garantizada la Potencia  
De Salida: 25 años.  
\*10 años, libre de defectos de  
fabricación.

Los módulos de ATERSA están diseñados y construidos teniendo presente su larga vida útil. Por este motivo ATERSA cuida de forma especial la elección de todos y cada uno de los componentes que incorporan, haciéndoles pasar por múltiples y rigurosos controles de calidad, tanto antes, como en la propia producción, para garantizar una altísima eficiencia y durabilidad.

Los más de 30 años que llevamos en el sector, nos hace acumular una experiencia que volcamos en todos los productos que fabricamos.

Así mismo, la instalación de los módulos se facilita mediante el uso de diferentes sistemas diseñados por ATERSA, que nos diferencian claramente de los productos estándar del mercado.

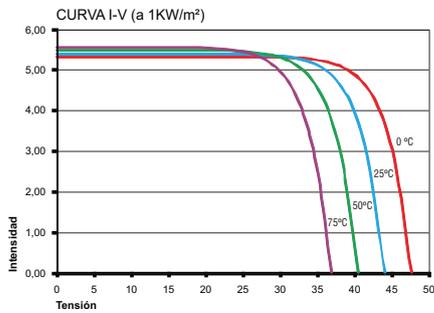
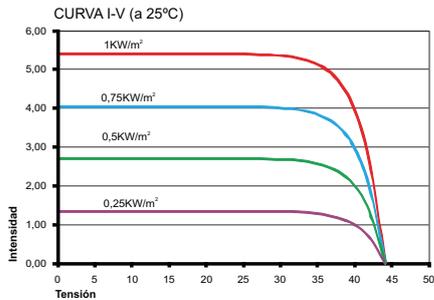
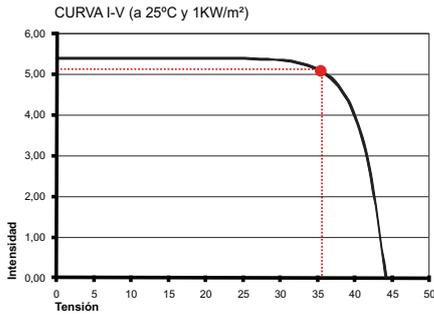


**ATERSA**  
electricidad solar

Todo en energía solar fotovoltaica

[www.atera.com](http://www.atera.com)

## CURVAS MODELO A-180P



\* Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: [www.atersa.com](http://www.atersa.com)

### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

**Potencia (W en prueba ± 5 %)**  
**Número de células en serie**  
**Eficiencia del módulo**  
**Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)**  
**Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)**  
**Corriente en Cortocircuito (Isc)**  
**Tensión de Circuito Abierto (Voc)**

### A-180P

180W  
 72  
 13,67%  
 5,07 A  
 35,52 V  
 5,40 A  
 44,12 V

### PARÁMETROS TÉRMICOS

**Coefficiente de Temperatura de Isc (α)**  
**Coefficiente de Temperatura de Voc (β)**  
**Coefficiente de Temperatura de P (γ)**

0,08% /°C  
 -0,32% /°C  
 -0,43% /°C

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

**Dimensiones (mm.) ± 2mm**  
**Peso (aprox.)**  
**Área (m²)**  
**Tipo de célula**  
**Células enseriadas**  
**Cristal delantero**  
**Marco**  
**Caja de conexiones**  
**Cables y conectores**

1618X814X35  
 14,8 Kg  
 1,63  
 Policristalinas 125x125 mm (5 pulgadas)  
 72 (6x12)  
 Cristal templado ultra claro de 3,2mm  
 Aleación de aluminio pintado en poliéster  
 QUAD2 IP54 \*  
 H+S Radox Solar 4mm²

### RANGO DE FUNCIONAMIENTO

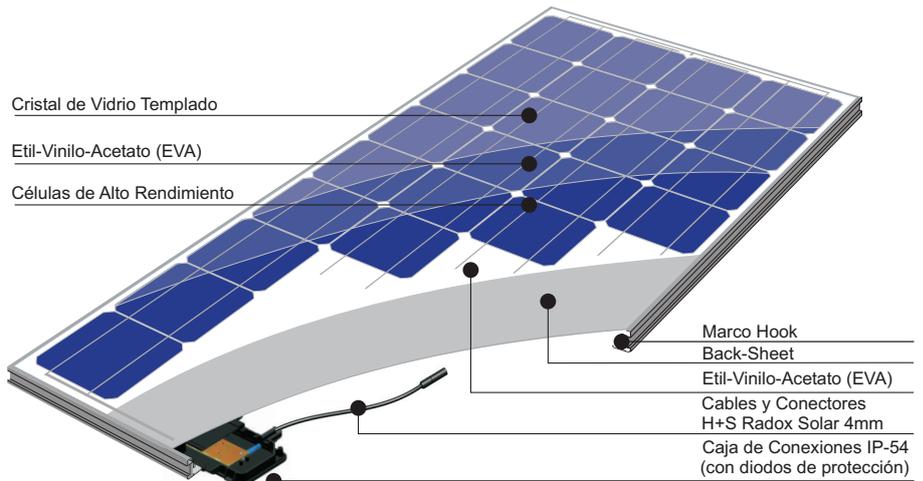
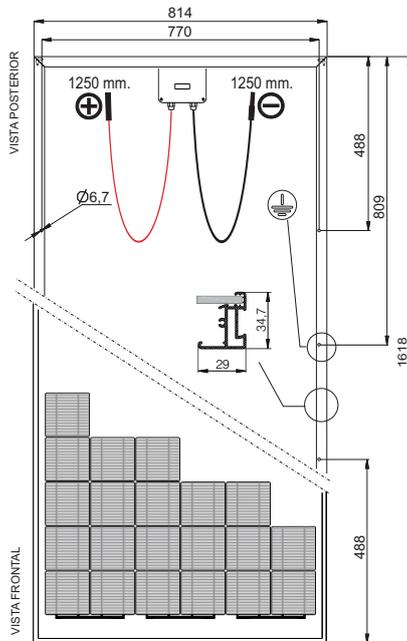
**Temperatura**  
**Máxima Tensión del Sistema**  
**Carga Máxima Viento**  
**Carga Máxima Nieve**

-40 °C a +85 °C  
 1000 V  
 2400 Pa (130 km/h)  
 5400 Pa (551 kg/m²)

\* Opcionalmente ATERSA dispone de cajas de conexión con la versión IP65 bajo pedido.

Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso



**ATERSA MADRID**  
 C/ Embajadores, 187 - 3º  
 28045 Madrid - España  
 tel: 915 178 452  
 fax: 914 747 467

**ATERSA VALENCIA**  
 P.Industria Juan Carlos I  
 Avda. de la Foia, 14  
 46440 Almussafes  
 Valencia - España  
 tel: 902 545 111  
 fax: 902 503 355  
 e-mail: [atersa@atersa.com](mailto:atersa@atersa.com)

**ATERSA ITALIA**  
 Centro Direzionale Colleoni  
 Palazzo Liocorno - ingresso 1  
 20864 Agrate Brianza  
 (MB) - Italia  
 tel: +39 039 2262482  
 fax: +39 039 9160546

[www.atersa.com](http://www.atersa.com)

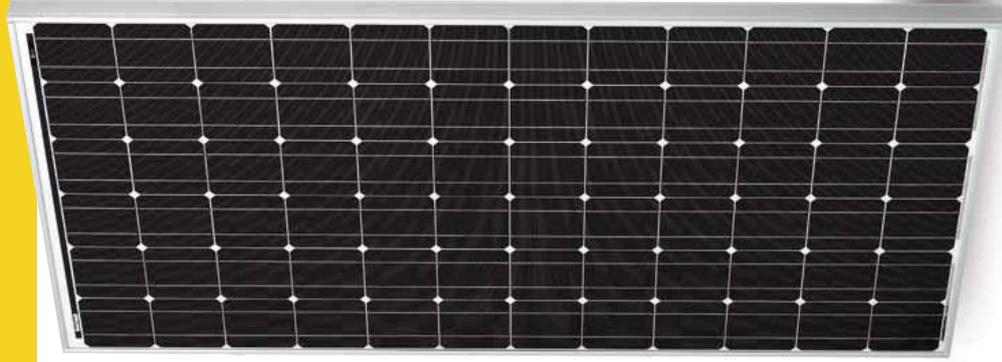


# BP Solar

## Discover our energy

Más información en: [www.bpsolar.es](http://www.bpsolar.es)

## Modulo fotovoltaico de 175, 180, 185 y 190W BP Serie 4



## Diseñados para aprovechar aún más la energía del sol

Nuestros productos incorporan una serie de características únicas que maximizan la energía producida para proporcionar un brillante beneficio de su inversión.



### Cristal con capa anti-reflexiva

Produce hasta 4% más energía que un cristal convencional.



### Fiabilidad interconexiones

La tecnología IntegraBus™ refrigera los diodos optimizando su funcionamiento.



### Excelente protección de las células

Marco robusto y materiales resistentes proporcionan la mejor protección para producir más energía durante más tiempo.



### Potencia asegurada

Para maximizar su inversión, tenemos en cuenta la degradación inicial en las medidas eléctricas de nuestros módulos.

El aspecto del módulo puede variar.  
Células de espesura reducidas con diámetro de 185 o 190 mm.

### Garantía renovada

BP Solar ofrece unos niveles de garantía líderes en el mercado al asegurar menores niveles de degradación para los módulos fabricados a partir de enero de 2010. Nuestros ensayos internos, mucho más exigentes que los estándares internacionales, acreditan el óptimo funcionamiento de nuestros módulos.



Contacto:

Su distribuidor BP Solar:

### Características eléctricas

### 175W

### 180W

### 185W

### 190W

	(1) STC 1000W/m <sup>2</sup>	(2) NOCT 800W/m <sup>2</sup>						
Potencia máxima (P <sub>max</sub> )	175W	126W	180W	129,6W	185W	133,2W	190W	136,8W
Tensión en P <sub>max</sub> (V <sub>mpo</sub> )	35,4V	31,5V	35,8V	31,9V	36,2V	32,1V	37,1V	33,0V
Corriente en P <sub>max</sub> (I <sub>mpo</sub> )	4,94A	3,95A	5,03A	4,02A	5,11A	4,09A	5,12A	4,10A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	54,5A	44,1A	5,58A	4,52A	5,58A	4,52A	5,56A	4,50A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	43,6V	39,7V	43,6V	39,7V	44,7V	40,6V	45,3V	41,2V
Eficiencia del módulo	14,0 %	14,4 %	14,4 %	14,8 %	14,8 %	15,2 %	15,2 %	15,2 %
Tolerancia P <sub>max</sub> cel de 150 cel de 185	-3/+5 % -0/+5 %	-3/+5 % -0/+5 %	-3/+5 % -0/+5 %	-3/+5 % -0/+5 %	-0/+5 % -0/+5 %	-0/+5 % -0/+5 %	-0/+5 % -0/+5 %	-0/+5 % -0/+5 %
Tensión nominal	24V							
Reducción de la eficiencia a 2000W/m <sup>2</sup>	<5 % reducción (eficiencia 13,3 %)	<5 % reducción (eficiencia 13,6 %)	<5 % reducción (eficiencia 13,6 %)	<5 % reducción (eficiencia 14,0 %)	<5 % reducción (eficiencia 14,4 %)			
Límite de corriente inversa	5,45A	5,58A	5,58A	5,58A	5,58A	5,58A	5,56A	5,56A
Coefficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	0,105 %/°C							
Coefficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-0,360 %/°C							
Coefficiente de temperatura de P <sub>max</sub>	-0,45 %/°C							
(3) NOCT	47±2°C							
Valor máximo del fusible en serie	20 A							
Clase de aplicación según IEC 60320/2	Clase A							
Tensión máxima del sistema	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)	600 V (V <sub>dc</sub> MCO 1000V IEC 61730:2007)

1: Condiciones de Medida Estándar (STC) 1000W/m<sup>2</sup> de irradiación, distribución espectral de AM1,5, temperatura de módulo 25°C.  
2: Valores NOCT de irradiación, Temperatura Normal de Operación de la Célula (NOCT) y distribución espectral AM1,5.  
3: Temperatura Normal de Operación de la Célula, Temperatura de Operación del módulo y 800W/m<sup>2</sup> de irradiación 20° de temperatura ambiente, velocidad del viento 1m/s.

Todos nuestros módulos son medidos individualmente antes de enviarnos. Dentro de las medidas de fabricación está incluido un margen que tiene en cuenta la degradación natural del módulo. Esto que se produce durante los primeros días de funcionamiento del módulo.

### Características Mecánicas

Células Frontal	72 células de silicio monocristalino (125x125mm) en serie (células de 165 o 150 mm de diámetro según el módulo)
Encapsulante	ETFE
Posterior	Poliéster blanco
Marco	Aluminio anodizado plateado (Universal II)
Diodos	Integrabús™ con 3 diodos Schottky
Caja de conexiones	Sellado (IP 67), certificada según test de inflamabilidad UL1703
Cables de salida	Cable de 4mm <sup>2</sup> con conectores MCA. Longitudes asimétricas: (+)1250mm / (-)800mm Certificados "PVWire" según la norma UL4703 y PV1-F según la norma VDE EPV 01:2008-02
Dimensiones	1587x790x40mm
Peso	19,4 kg

Las medidas exteriores tienen una tolerancia de ±1%, salvo indicación contraria.

### Certificados

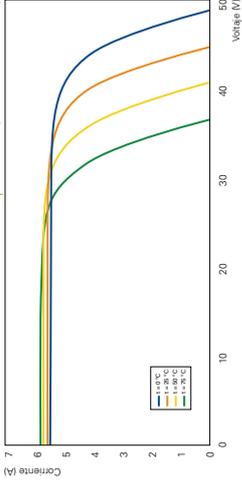
- Certificado según la norma IEC 61215 (ed.2), EN 61215:2005-08 (Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación de diseño y homologación).
- Certificado según la norma IEC 61730-1 y IEC 61730-2 (ed.1), EN 61730-1:2007-06 y EN 61730-2:2007-05. (Cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos).
- Homologado por Intertek ETL para seguridad eléctrica y contra incendios (UL 1703 - ULCC-ORD-C1703).
- Fabricado en plantas certificadas conforme a la ISO 9001 y a la ISO 14001.
- Las medidas eléctricas del módulo son calibradas conforme a referencias suministradas por laboratorios externos internacionales.

### Garantías

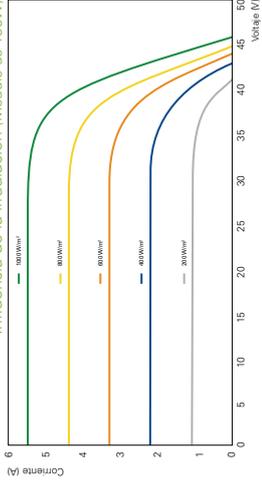
- Libre de defectos en materiales y mano de obra durante 5 años
- 93% min. potencia de salida durante 12 años
- 85% min. potencia de salida durante 25 años

Esta hoja de características cumple con los requisitos exigidos por la norma EN 50380.  
Esta publicación reafirma las especificaciones y la garantía del producto, que están sujetos a cambios sin previo aviso.

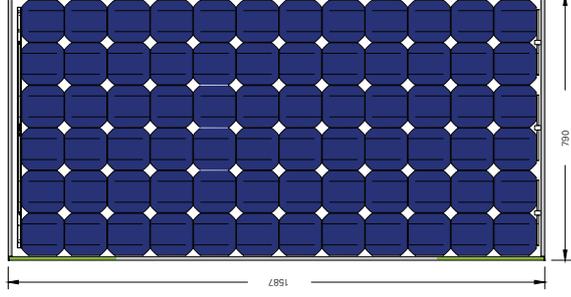
Influencia de la temperatura (Módulo de 185W)



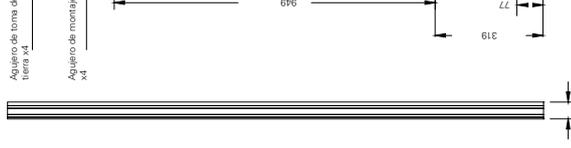
Influencia de la irradiación (Módulo de 185W)



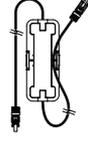
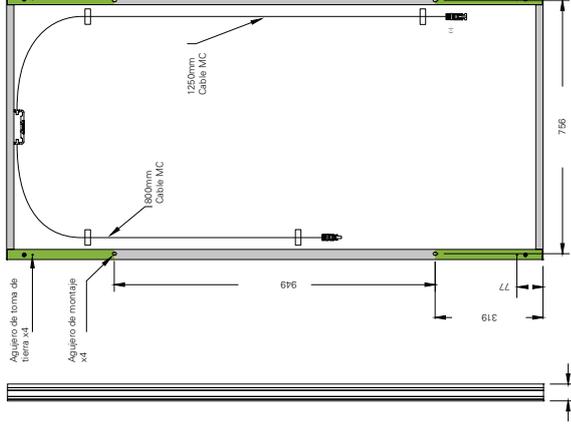
### vista frontal



### vista lateral



### vista posterior



**DETALLE DE LA CAJA DE CONEXIÓN**  
(con sistema de montaje) (ver especificaciones)  
206,0 x 100,00 x 12,20 (mm)

Área de superficie permitida para 5400Pa

El aspecto del módulo  
Cálculas de esquinas  
redondeadas con diámetro  
de 100 o 150 mm.  
Dimensiones en mm.

# DATA SHEET

## DEGERtraker 5000HD DEGERtraker 3000HD DUAL AXIS TRACKING SYSTEM



DEGERtraker 9000NT



DEGERtraker 7000NT



DEGERtraker 6000NT



DEGERtraker 5000NT/HD/CT



DEGERtraker 3000NT/HD/CT



DEGER TOPtraker 40NT



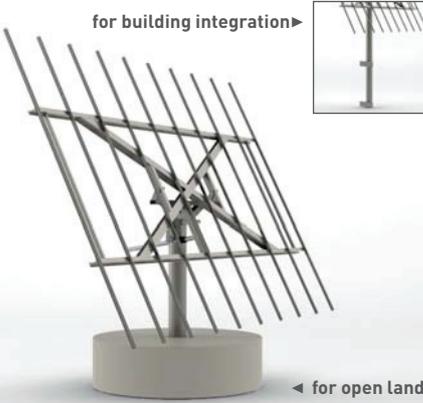
DEGER TOPtraker 8.5

Dual-axis, active tracking systems, suitable for all common solar modules

**RANGE OF SERVICES**

- ▶ Yield increase of approx. 45 percent for all PV-applications
- ▶ Simple plug-and-play installation
- ▶ Decentralized control
- ▶ Designed in Germany

for building integration ▶



◀ for open land

for building integration ▶



◀ for open land

	DEGERtraker 5000HD	DEGERtraker 3000HD
Rated power (depending on module type)	4,000 ... 7,000 Wp	2,000 ... 4,000 Wp
Module surface up to	40 m <sup>2</sup>   430 sqft	25 m <sup>2</sup>   269 sqft
Max. module surface	8.3 m x 5.3 m   27.2 ft x 17.4 ft	5.05 m x 5.05 m   16.6 ft x 16.6 ft
Rotation angle East – West	300°	300°
Rotating angle elevation	20° ... 90°	20° ... 90°
Control	MLD	MLD
Operating voltage	80 ... 265 VAC / 80 ... 380 VDC	80 ... 265 VAC / 80 ... 380 VDC
Drive East-West	Gear in drive head	Gear in drive head
Drive elevation	1,100 mm stroke	1,000 mm stroke
Power consumption:		
Control mode	1 Watt	1 Watt
with running drive approx.	15 Watt	10 Watt
Internal consumption per year approx.	8 kWh	7 kWh
Mast length	3,3 m ... 5,5 m   10,8 ft ... 18 ft	3,3 m ... 5,5 m   10,8 ft ... 18 ft
Max. permissible wind velocity	170 ... 300* km/h   104 ... 186* mph	170 ... 300* km/h   104 ... 186* mph
Weight (without mast)	950 kg   2,094 lbs	650 kg   1,433 lbs
Materials	Steel, aluminum, stainless steel	Steel, aluminum, stainless steel
Article-No.	1510001	1310001

\*Designed with planning tool.

### SCOPE OF DELIVERY

Complete dual axis tracking system optionally with different mast lengths, solar module carrier system made of aluminum, matching the module type used, patented control MLD (Maximum Light Detection) with DEGERconecter, wind guard, foundation plan, assembly instructions.

### ADDITIONAL PERFORMANCES

Insurance packages, financing concepts and extended warranty, on-site service

### ADVANTAGES THAT PAY OFF

TECHNOLOGY	SAFETY	PROFIT
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Efficiency because of intelligent tracking</li> <li>▶ Maximum Light Detection control concept</li> <li>▶ Premium product from the global market leader</li> <li>▶ Lowest internal consumption</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Globally best-selling system</li> <li>▶ Long-term lowest running costs guaranteed</li> <li>▶ Wind tunnel tested</li> <li>▶ 99.9 percent availability</li> <li>▶ Most experienced tracking system specialist</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Investments and higher surpluses can be reliably calculated</li> <li>▶ Most cost-effective electric power generation</li> <li>▶ Fastest payoff</li> <li>▶ Globally highest surplus yield among tracking systems</li> </ul>

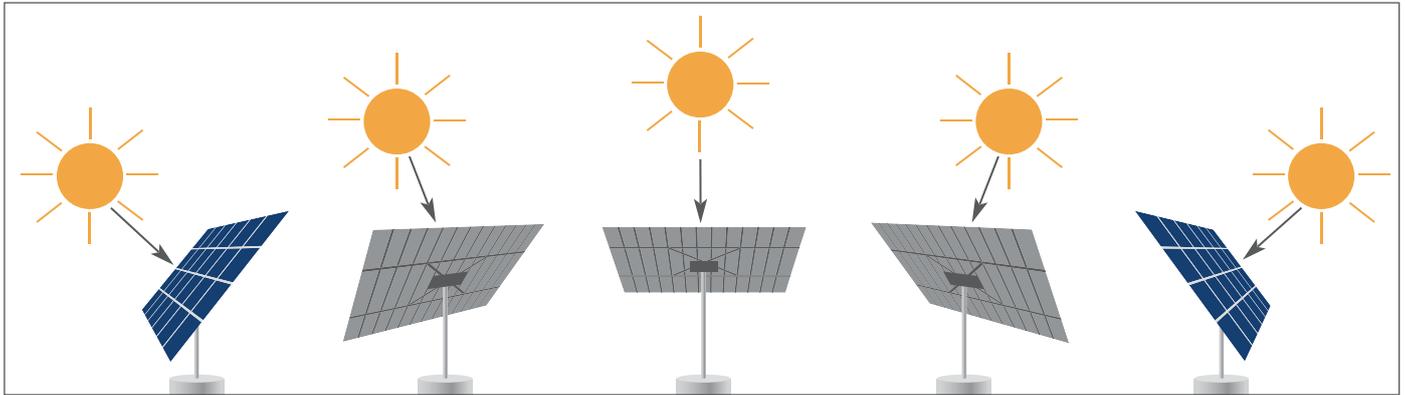
The systems are designed in accordance with DIN 1055-4 (03/2005), tested acc. to NBC or OBC (Canada). Project-specific adaptation to regional provisions. Technical modifications reserved in the interest of progress.

# THE INTELLIGENT CONTROL

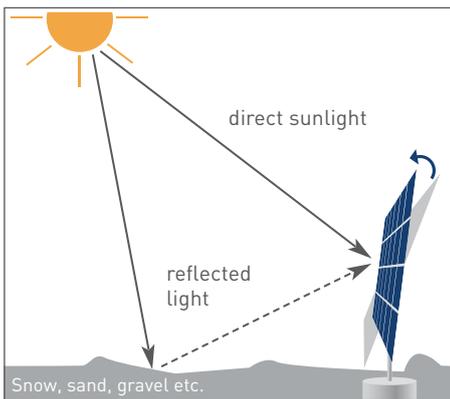
## MLD TECHNOLOGY



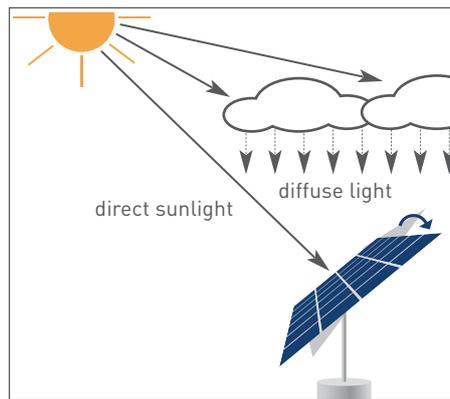
The efficiency of a solar plant depends essentially on how much energy the solar cells are able to collect. The intelligent control of the DEGERtraker guarantees the optimal utilization of irradiation.



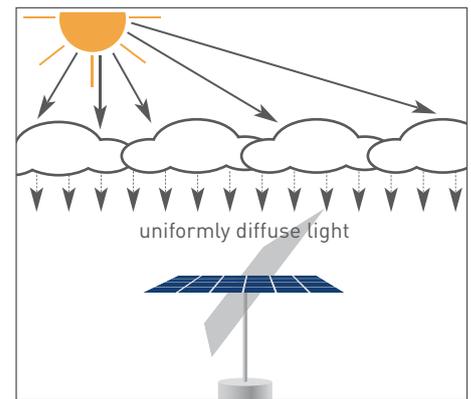
**Sunshine:** The DEGERtraker directly faces the sun all day.



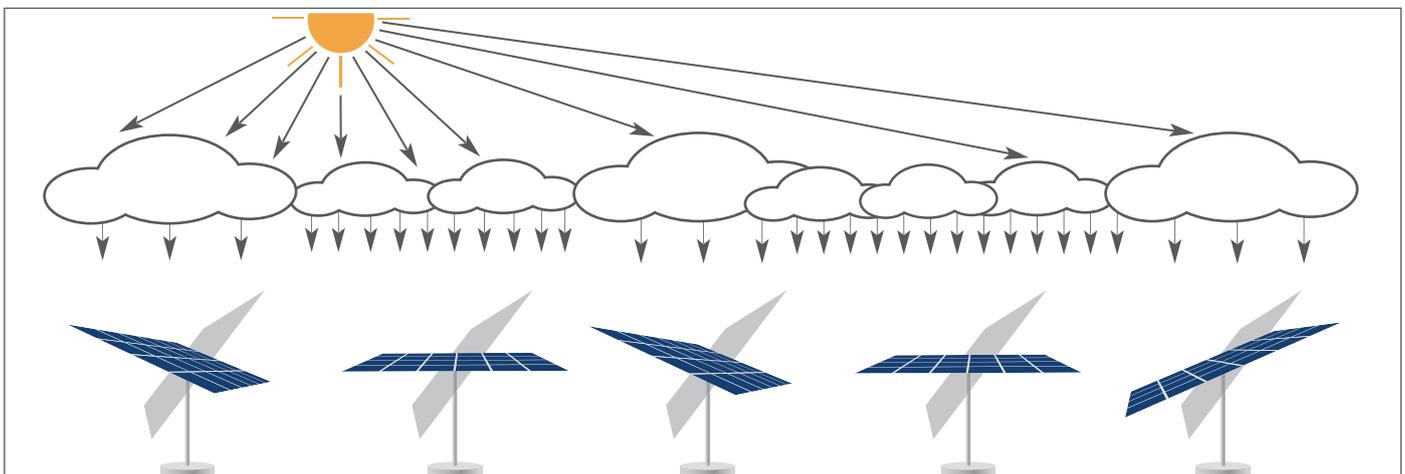
**Reflecting surface:** The DEGERtraker uses direct solar irradiation as well as energy from reflected light.



**Partly clouded:** In addition to the direct solar irradiation, diffused light is also used to maximize the effect.



**Overcast sky:** The DEGERtraker catches all the diffused light by moving to horizontal position.



**Varying light conditions:** Because of different levels of cloudiness, the light conditions in solar parks vary for each DEGERtraker. The individual control makes sure every DEGERtraker is optimally oriented to the brightest source of irradiation. This guarantees the highest energy yield possible.