

**Modelo de diseño e integración en red para generación  
fotovoltaica en infraestructuras lineales de transporte**

**Ricardo Galán de Vega  
José Manuel García Campos  
Cristina Martín Torres  
Juan Aguilar Guisado**

# Modelo de diseño e integración en red para generación fotovoltaica en infraestructuras lineales de transporte

Ricardo Galán de Vega, José Manuel García Campos,  
Cristina Martín Torres, Juan Aguilar Guisado

Diciembre 2020

Edita: Fundación Ayesa  
ISBN: 978-84-09-26458-2  
Diciembre 2020

# Índice

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Fundamentos de instalaciones fotovoltaicas</b>	<b>6</b>
2.1	Componentes de una instalación fotovoltaica . . . . .	6
2.1.1	La célula fotovoltaica . . . . .	7
2.1.2	El módulo fotovoltaico . . . . .	13
2.1.3	El generador fotovoltaico . . . . .	17
2.1.4	El regulador de carga . . . . .	18
2.1.5	El sistema de baterías . . . . .	19
2.2	Pérdidas energéticas de una instalación fotovoltaica . . . . .	22
2.2.1	Efecto de la nieve . . . . .	25
2.2.2	Efecto de la suciedad . . . . .	29
2.3	Estimación de la producción de una instalación fotovoltaica conectada a la red . . . . .	31
2.4	Monitorización de sistemas fotovoltaicos . . . . .	37
<b>3</b>	<b>Optimización de parámetros de diseño de instalaciones fotovoltaicas</b>	<b>39</b>
3.1	Optimización del ángulo de inclinación . . . . .	39
3.1.1	Métodos de cálculo del ángulo de inclinación de un módulo solar . . . . .	39
3.1.2	Estimación de la cantidad de radiación solar recibida por un módulo fotovoltaico en función del ángulo de incidencia solar . . . . .	49
3.2	Optimización del ángulo de orientación . . . . .	56
3.2.1	Método de ajuste heurístico para la búsqueda de un máximo local . . . . .	56
3.2.2	Método de ajuste meta-heurístico para la búsqueda del máximo global . . . . .	60
3.3	Optimización de sistemas fotovoltaicos . . . . .	68
3.3.1	Configuración de los módulos fotovoltaicos . . . . .	68
3.3.2	Configuración del inversor y el conexionado . . . . .	72
3.3.3	Estimación de la producción de una instalación fotovoltaica . . . . .	76
<b>4</b>	<b>Modelo de diseño de instalación fotovoltaicas en carreteras</b>	<b>78</b>

4.1	Caracterización del mapa de Red de Carreteras del Estado . . . . .	78
4.2	Modelo de configuración . . . . .	79
4.3	Implementación del modelo en GI . . . . .	85
4.4	Herramientas de cálculo para la integración de instalaciones de energía renovable en carreteras . . . . .	88
<b>5</b>	<b>Modelo de diagnóstico de red</b>	<b>104</b>
5.1	Modelo de análisis y diagnóstico de red para sistemas distribuidos . . . . .	104
5.2	Implementación del modelo de análisis y diagnóstico de generadores fotovoltaicos . . . . .	115
<b>6</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>129</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>134</b>



# Capítulo 1

## Introducción

Las infraestructuras lineales de transporte se caracterizan por unas condiciones particulares de consumo de energía tanto en cantidad como en calidad, necesarias para garantizar el uso seguro de estas instalaciones. En concreto, existe el consumo masivo de energía eléctrica para iluminación en carreteras, propulsión en vías ferroviarias, etc, junto con consumos muy localizados para señalización e información, ya sea dirigido al usuario, como al gestor de la infraestructura, en instalaciones fijas o temporales. A partir de nuevos conceptos en tecnologías energéticas (generación distribuida, nuevas tecnologías de generación, redes inteligentes, etc.), y en tecnologías de la información y comunicación (sistemas inteligentes para el transporte), se vienen planteando ideas como la “vía lineal auto-suficiente energéticamente”, que conjugaría e integraría algunas de las nuevas tecnologías anteriormente mencionadas.

Las carreteras presentan grandes superficies cuya insolación, especialmente en las regiones del sur de España, puede ser utilizada para la generación de energía solar fotovoltaica. En la actualidad, la energía solar fotovoltaica ya viene siendo utilizada para la alimentación de diversos dispositivos de señalización, transmisión de datos e incluso para alumbrado en cruces y travesías.

El trabajo sobre el que versa el siguiente documento tiene por objeto el avance en el desarrollo de sistemas fotovoltaicos eficientes y adecuados para estas aplicaciones, mediante la elaboración de un modelo de diseño de generación distribuida de energía renovable particularizado para los sistemas fotovoltaicos, con el objetivo final de integrar este modelo en una herramienta informática, de modo que informe al usuario sobre la configuración óptima de los parámetros que definen la capacidad de generación de una instalación fotovoltaica, optimice el uso de los recursos energéticos disponibles en las infraestructuras del transporte y automatice el diseño de instalaciones distribuidas para cubrir la demanda de energía eléctrica en dichas infraestructuras.

En primer lugar, se han realizado actividades de investigación para caracterizar el

comportamiento de un sistema fotovoltaico. Una instalación fotovoltaica está constituida por varios dispositivos conectados eléctricamente entre sí, que se encargan de convertir la energía en forma de radiación solar en energía eléctrica. La cantidad de energía eléctrica generada por una instalación depende de la configuración interna de los dispositivos que la componen y del conexionado entre los mismos.

Durante el proceso de diseño de la instalación fotovoltaica es importante establecer un criterio de selección adecuado para cada uno de los componentes que se vayan a instalar. Una vez seleccionados los dispositivos, hay que configurarlos para maximizar el potencial de generación fotovoltaico lo máximo posible. Los criterios de selección y configuración se realizarán en función de las condiciones energéticas impuestas, de forma que se satisfagan todas las necesidades a cubrir, con el máximo rendimiento global posible y el menor coste económico.

Posteriormente, se ha estudiado los fenómenos atmosféricos que afectan enormemente al rendimiento de conversión fotovoltaico de un módulo solar, y cuyos efectos no se pueden cuantificar de forma directa mediante los mapas de radiación. Estos fenómenos son la suciedad sobre la superficie de captación de un panel fotovoltaico, ocasionada en ambientes con altos niveles de suciedad y partículas de polvo en el aire; y la nieve acumulada sobre los módulos solares en puntos geográficos propensos a fuertes nevadas.

Ambos fenómenos impiden que la captación de la radiación incidente sobre un módulo fotovoltaico sea óptima, por lo que la cantidad de energía generada se reduce drásticamente. En este documento se profundiza sobre los efectos negativos que ejercen la acumulación de nieve y de suciedad sobre la superficie de captación de un módulo fotovoltaico, cuantificando las pérdidas energéticas de los módulos fotovoltaicos y proponiendo soluciones a partir de las investigaciones recopiladas en la bibliografía, valorando su viabilidad.

Uno de los objetivos del presente estudio consiste en aprovechar la energía solar disponible en las infraestructuras del transporte mediante la implantación de generadores fotovoltaicos a lo largo de una carretera. Atendiendo al número de grados de libertad del panel solar, se distinguen tres tipos de módulos fotovoltaicos:

- Módulos FV de dos grados de libertad: La inclinación y orientación del panel solar se ajustan en tiempo real
- Módulos FV de un grado de libertad: La inclinación del panel solar se ajusta en tiempo real, pero la orientación permanece fija durante el proceso de generación.
- Módulos FV fijos: La inclinación y orientación del panel permanecen fijas durante el proceso de generación.

Los módulos FV de dos grados de libertad son los que generan más energía a lo largo de una franja de tiempo determinada, pero son los más caros. Dependiendo de la exten-

sión disponible, la zona geográfica y las condiciones climáticas y atmosféricas, una instalación fotovoltaica de módulos fijos puede conseguir una mayor generación al mismo coste que una instalación de módulos automatizables. Los dos parámetros que definen la cantidad de energía que puede absorber un panel fotovoltaico de superficie fija son los siguientes:

- Ángulo de orientación (o ángulo de acimut), definido como el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea perpendicular a la superficie de captación del módulo con respecto a la línea cardinal que une el norte con el sur.
- Ángulo de inclinación, definido como el ángulo que forma la superficie de captación del módulo con respecto a la superficie terrestre, o lo que es lo mismo, el ángulo entre la línea perpendicular a la superficie de captación del módulo y la línea de cenit.

La configuración de los módulos fotovoltaicos de superficie fija se basa en ajustar los ángulos de orientación e inclinación de forma que los rayos solares incidan lo más perpendicularmente posible sobre el panel durante el mayor tiempo posible a lo largo de la generación fotovoltaica.

Por otra parte, el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico se ajusta en función del ángulo de altitud solar, definido como el ángulo formado entre el horizonte y la proyección vertical de la línea que une al Sol con el punto de observación. El ajuste del ángulo de inclinación no resulta tan evidente como el de acimut, ya que, al depender del ángulo de altitud solar definido para la zona de estudio, es un parámetro que depende fuertemente de la latitud geográfica a la que está referido, así como de la época del año para la que se quiera particularizar el estudio.

Por otra parte, para maximizar el rendimiento fotovoltaico, la superficie de captación solar de los generadores ha de estar orientada en todo momento hacia la posición que ocupe el Sol en la bóveda celeste. El ángulo de orientación, o ángulo de acimut, viene definido según el hemisferio geográfico en el que esté ubicada la instalación. Si el generador fotovoltaico está situado en el Hemisferio Norte, hay que orientar la superficie de los módulos hacia el sur, y si está situado en el Hemisferio Sur, hay que hacerlo hacia el norte. Se procede de esta forma debido a que las horas para las que se alcanzan los mayores niveles de radiación solar son las más cercanas al mediodía, por lo que el ángulo óptimo de acimut se define según la posición del Sol durante dicho intervalo. No obstante, puede ocurrir que un generador fotovoltaico esté instalado en una zona geográfica de máxima incidencia de radiación solar, pero en la que a su vez se proyecten sombras parciales en momentos puntuales del día debido a la geografía del terreno o a cualquier tipo de obstrucción que se interponga entre el Sol y el panel fotovoltaico.

Así mismo, también puede darse el caso de que la posición geográfica de uno o varios receptores esté impuesta previamente por unas coordenadas fijas, debido a unos intere-

ses energéticos determinados o a algún tipo de limitación en la infraestructura de la instalación, por lo que los respectivos paneles solares pueden no estar orientados de forma óptima. En estos casos, es conveniente reajustar la orientación del panel hacia el Sureste o hacia el Suroeste, en el caso de que la instalación se encuentre en el Hemisferio Norte, con el fin de disipar las sombras proyectadas sobre su superficie hasta minorarlas lo máximo posible o hasta evitarlas por completo. Por eso, se ha diseñado un método de reajuste del ángulo de orientación de los paneles fotovoltaicos que se encuentren bajo la influencia de sombras proyectadas. Esto se llevará a cabo con el objetivo de reducir los efectos negativos que ejercen este tipo de situaciones sobre el rendimiento de una instalación solar fotovoltaica.

Tras esto, se ha desarrollado un modelo de diseño de red distribuida particularizado para los sistemas fotovoltaicos cuyo algoritmo puede extrapolarse para otras energías renovables. Este algoritmo se encarga de decidir de forma automática los puntos de instalación de módulos fotovoltaicos para satisfacer una demanda energética específica al menor coste posible. En concreto, selecciona los puntos o tramos de una carretera en los que es necesaria la instalación de módulos fotovoltaicos, cuántos módulos hay que poner por cada punto de instalación y qué potencia nominal debe tener cada uno para cubrir la demanda energética. El algoritmo que se ha desarrollado se plantea como un problema de optimización lineal cuya función objetivo consiste en minimizar el coste, tanto energético como económico, de la instalación fotovoltaica.

Por otra parte, se plantea desarrollar un modelo de análisis para el diagnóstico de la red de generación y distribución de energías renovables desarrollada. Mediante este modelo de análisis será posible localizar un fallo de funcionamiento en cualquier punto de la red, identificarlo dentro del abanico de técnicas de generación integradas en el punto donde se ha producido el fallo, aislar el dispositivo que ha fallado para ejercer las correspondientes tareas de reparación y mantenimiento y, finalmente, reconfigurar el funcionamiento del resto de los dispositivos de la red con el objetivo de redirigir el flujo energético para reajustar la curva de generación en el menor tiempo posible.

El modelo de análisis que se propone se basa en comparar los parámetros reales de generación de cada dispositivo que se encuentre en funcionamiento con los parámetros teóricos de generación estimados en los modelos de potencial desarrollados por cada una de las empresas del consorcio, de forma que cuando se detecte una bajada brusca o un pico de generación que se aleje considerablemente de los parámetros de estimación, se proceda a ejercer de forma automática el protocolo de actuación correspondiente para redirigir el flujo energético desde otras fuentes de generación hasta el punto de consumo sin que se altere la curva de producción.

Finalmente, se ha elaborado una herramienta donde se integran todos los modelos desarrollados para optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles en las infraestructuras del transporte; automatizar el diseño de instalaciones distribuidas para cubrir la

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

demanda de energía eléctrica en dichas infraestructuras; agilizar las tareas de gestión, distribución y mantenimiento de la red de distribución; y monitorizar en tiempo real los parámetros de control de la instalación, así como el valor de los parámetros de entrada y salida en cada punto de la misma.

## Capítulo 2

# Fundamentos de instalaciones fotovoltaicas

### 2.1 Componentes de una instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica está constituida por varios dispositivos conectados eléctricamente entre sí, que se encargan de convertir la energía en forma de radiación solar en energía eléctrica. La cantidad de energía eléctrica generada por una instalación depende, además de la radiación solar, de la configuración interna de los dispositivos que la componen y del conexionado entre los mismos.

Cada uno de los dispositivos que constituyen la instalación fotovoltaica se encuentra clasificado dentro de una familia de dispositivos del mismo tipo, en función de sus características y/o configuración adoptada. Durante el proceso de diseño de la instalación es importante establecer un criterio de selección adecuado para cada uno de los componentes que se vayan a instalar. Una vez seleccionados los dispositivos, hay que configurarlos para maximizar el potencial de generación fotovoltaico lo máximo posible. Los criterios de selección y configuración se realizarán en función de las condiciones energéticas impuestas, de forma que se satisfagan todas las necesidades a cubrir, con el máximo rendimiento global posible y el menor coste económico.

Una instalación solar fotovoltaica ha de configurarse en función de la aplicación a la que esté destinada. De forma general, se distinguen entre dos tipos de aplicaciones fotovoltaicas: aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red. Las aplicaciones autónomas producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicadas. Las aplicaciones conectadas a la red, por el contrario, son aquellas en las que la entidad generadora no utiliza la energía directamente, sino que la vende al organismo encargado de la gestión de la energía en el país correspondiente. Estas aplicaciones tienen la ventaja de que la produc-

ción de electricidad se realiza precisamente en el período de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día, siendo muy importantes los kilovatios generados de esta forma.

Una instalación fotovoltaica se compone de los siguientes dispositivos:

- La célula fotovoltaica. Dispositivo encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Actualmente, la mayoría de las células comerciales son de silicio cristalino y su eficiencia es del 14-16%.
- El módulo fotovoltaico: Formado por la unión de varias células fotovoltaicas, conectadas en serie y en paralelo, para alcanzar unos valores de tensión e intensidad determinados. En ocasiones, un único módulo fotovoltaico no podrá satisfacer la demanda energética requerida, por lo que habrá que conectar varios entre sí. La conexión en serie y en paralelo de varios módulos fotovoltaicos constituye un generador fotovoltaico.
- El regulador de carga: Nexo de unión entre los paneles solares y los elementos de consumo de la instalación. Se encarga también de proteger a los acumuladores (baterías) ante sobrecargas. Proporciona a su salida la tensión continua necesaria para la instalación. También fija el valor de la tensión nominal a la que trabaja la instalación.
- Las baterías: Proporcionan energía a la instalación durante los períodos en los que la generación es insuficiente para el abastecimiento eléctrico, es decir, en los períodos sin luz solar o sin suficiente luminosidad. Acumula energía de reserva para la instalación.
- El inversor: Elemento encargado de convertir la corriente continua del sistema en corriente alterna, a 220 V de valor eficaz y frecuencia de 50 Hz, igual a la de la red eléctrica. También alimenta los aparatos que trabajan con corriente alterna.

A continuación se describen en profundidad cada uno de los componentes anteriores.

### 2.1.1 La célula fotovoltaica

Una célula solar fotovoltaica o fotoeléctrica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa, en forma de fotones, en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. El principio de funcionamiento de una célula fotoeléctrica es equivalente al de una unión p-n de un semiconductor: los fotones de luz que inciden sobre un material semiconductor liberan electrones de la capa superior de la celda (portadores de electrones, dopado de tipo n) que son atraídos a la capa inferior de la misma (portadores de huecos, dopado de tipo p), generando de esta

forma una diferencia de potencial entre ambas capas y originando así un flujo de corriente proporcional a la intensidad de la radiación. De esta forma, una célula solar absorbe fotones de luz para emitir un flujo de electrones libres. El resultado es una corriente eléctrica en forma continua, cuya intensidad variará en función de la eficiencia de conversión de la célula y el nivel de radiación incidente sobre la misma.

El circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica se muestra en la figura 2.1.

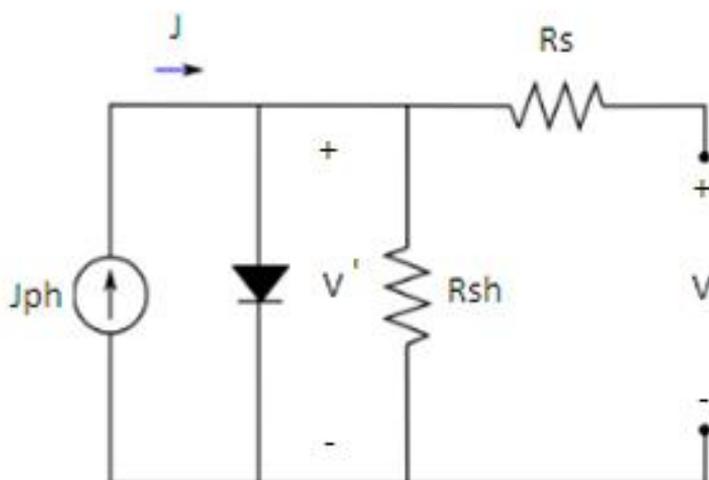


Figura 2.1: . Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sánchez-Friera, 2011)

El término  $V$  equivale a la diferencia de potencial generada en la carga,  $V'$  es la diferencia de potencial generada entre la unión  $p-n$  y  $J_{ph}$  es la corriente generada a partir del efecto fotovoltaico (corriente foto-generada). Por otra parte, en el circuito equivalente de una célula fotovoltaica, hay que añadir dos resistencias: una conectada paralelamente al diodo ( $R_{sh}$ ) y la otra conectada en serie ( $R_s$ ), las cuales pueden modificar considerablemente las características de la misma.

No obstante, en muchos estudios, dichas resistencias son desestimadas, es decir, se supone que  $R_s \sim 0$  ;  $R_{sh} \sim \infty$ , y se trabaja con el circuito equivalente simplificado de una celda solar, representado en la figura 2.2.

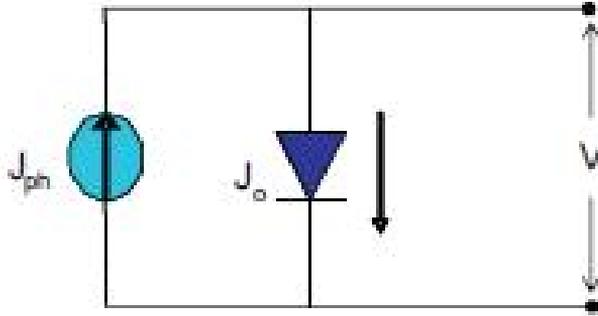


Figura 2.2: Circuito equivalente simplificado de una célula solar (Fuente: Singh y Ravindra, 2012)

La curva característica intensidad-voltaje ( $J$ - $V$ ) de la unión p-n de una célula solar bajo condiciones de iluminación estacionarias puede describirse matemáticamente a partir de las expresiones de la teoría de circuitos electrónicos de la forma:

$$J = J_{ph} - J_0 \left( e^{-\frac{V' + J R_s}{n k T/q}} - 1 \right) - \frac{V' + J R_s}{R_{sh}} \quad \text{Circuito equivalente} \quad (2.1)$$

$$J = J_{ph} - J_0 \left( e^{\frac{q V'}{n k T}} - 1 \right) \quad \text{Circuito simplificado} \quad (2.2)$$

donde  $J_{ph}$  representa la intensidad de corriente foto-generada,  $V'$  es el voltaje desarrollado a través de la unión,  $k$  es la constante de Boltzmann,  $T$  representa la temperatura absoluta de la unión,  $q$  equivale a la magnitud de la carga de un electrón,  $J_0$  es la corriente inversa de saturación del diodo y  $n$  es el coeficiente de emisión (también llamado factor de idealidad, según literatura), que depende del proceso de fabricación del diodo. En el circuito equivalente simplificado, el potencial de la carga es el mismo que el de la unión, de forma que  $V' = V$ . Los dos parámetros que definen las condiciones extremas de funcionamiento de una célula fotoeléctrica son la intensidad de cortocircuito ( $J_{SC}$ ), es decir, la intensidad de corriente que circularía por la célula teniendo sus dos electrodos conectados eléctricamente (con una diferencia de potencial igual a cero), y la tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ), correspondiente a la diferencia de potencial que existiría entre los dos electrodos de la célula si éstos no se conectaran a ninguna carga, es decir, cuando la intensidad de corriente  $J$  es nula. En situaciones intermedias, parte de los portadores pueden ser extraídos de la capa superior de la célula solar, mientras que otra parte se acumula generando un voltaje entre los bornes. De este modo se genera a la vez tensión y corriente, de forma que la célula produce potencia eléctrica.

La curva característica de una célula solar es aquella que se representa la corriente generada por la célula para cada valor posible del voltaje entre sus bornes. Gráficamente,

la curva característica J-V de una célula solar es la que se muestra en la figura 2.3.

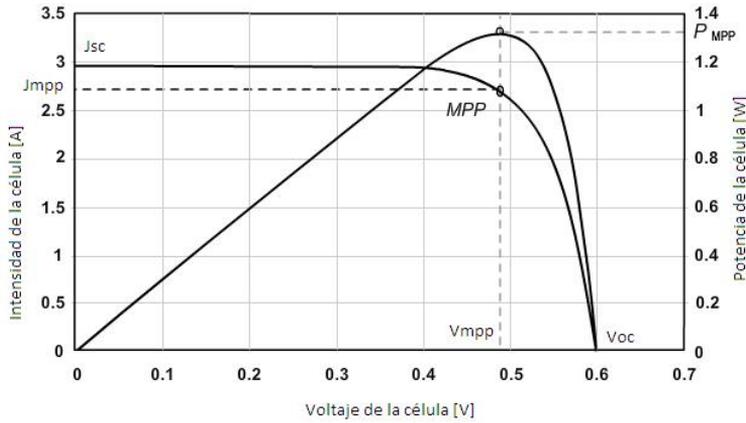


Figura 2.3: Curva característica intensidad-voltaje (J-V) de una célula solar fotovoltaica (Fuente: Elaboración propia)

En la figura 2.3 se ha representado el voltaje de máxima potencia ( $V_{MPP}$ ), que es el voltaje para el cual la célula genera la máxima potencia posible, o potencia de pico ( $P_{MPP}$ ). La corriente generada por la célula en este punto es la corriente de máxima potencia ( $J_{MPP}$ ). Los otros dos parámetros característicos de la célula solar necesarios para cuantificar su rendimiento son el factor de forma (FF, de sus siglas en inglés “Fill Factor”) y la eficiencia ( $\eta$ ).

El factor de forma es el cociente entre la máxima potencia generada y el producto  $J_{sc} \cdot V_{oc}$ , de forma que:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{J_{sc} V_{oc}} = \frac{J_{MPP} V_{MPP}}{J_{sc} V_{oc}} . \quad (2.3)$$

El factor de forma da una idea de lo cuadrada que es la curva característica J-V de la célula. Cuanto mayor será, mayor será la calidad de conversión de la célula solar. La eficiencia ( $\eta$ ) se define como el cociente entre la máxima potencia generada y la intensidad de la radiación solar que incide sobre el área de la célula, para unas condiciones de medida dadas. Por convenio, se utilizan las “condiciones estándar de medida” (CEM), también llamadas STC por sus siglas en inglés (standard test conditions), que son: radiación de  $1000W/m^2$  (el equivalente a “1 sol”) con incidencia normal; temperatura de la célula de  $25^{\circ}C$  y espectro de radiación  $AM1.5G$ , que es un espectro de referencia definido en un estándar internacional y representa el espectro solar incidente sobre la Tierra, incluyendo radiación directa y difusa.

La eficiencia se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{MPP}{R_G \text{ AREA}} = \frac{V_{oc} J_{sc} FF}{R_G} . \quad (2.4)$$

La eficiencia es el parámetro más relevante de la celda solar, ya que cuantifica la cantidad de energía eléctrica generada a partir de la cantidad de energía solar recibida por la célula. Actualmente, las tecnologías de fabricación de dispositivos fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos [1]):

- **Tecnologías comerciales.** Son aquellas tecnologías ampliamente utilizadas a nivel comercial, con cuota de mercado significativa en el mercado global. Están compuestas principalmente por las basadas en obleas de silicio cristalino, que es la tecnología dominante, aunque también han entrado recientemente en esta categoría algunas tecnologías de lámina delgada.
- **Tecnologías pre-comerciales.** Con un nivel de desarrollo elevado, aún no están presentes de forma significativa en el mercado mundial. Dentro de estas tecnologías están, por un lado, aquellas que buscan reducir los costes por vatio pico aumentando la eficiencia, entre las que destacan las células multi-unión basadas en semiconductores III-V; y por otro lado, aquellas que persiguen reducir el coste del vatio pico abaratando los costes de fabricación, entre las que se encuentran las células orgánicas y las foto-electroquímicas.
- **Tecnologías emergentes y nuevos conceptos.** Están aún en una fase temprana de investigación, pero presentan un gran potencial de reducción de costes, a medio-largo plazo, también mediante las vías de aumento de eficiencia o abaratamiento de costes de fabricación.

La eficiencia de una celda solar varía según la tecnología de fabricación empleada y el material utilizado. Actualmente existen células experimentales que alcanzan cotas del 40–44% de eficiencia. No obstante, las células más empleadas a escala industrial siguen siendo las de silicio, las cuales se mueven en torno al el 14–16% de eficiencia.

Una célula fotovoltaica estándar está constituida por una placa de silicio de forma cuadrada con aproximadamente 10cm de lado y un grosor que puede variar entre los 0.25 y 0.35mm. De esta forma, una célula de silicio mono-cristalino producirá, bajo radiación solar incidente de 1kW/m<sup>2</sup> y temperatura de 25°C, una corriente comprendida entre 3-4A, una tensión de aproximadamente 0.5V y una potencia máxima de 1.5-2Wp.

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Tipo de Tecnología empleada		Eficiencia record	Eficiencia típica	Cuota de mercado	Ventajas	Inconvenientes
Silicio cristalino	Mono	25.0 % 21.4 %	14 - 16 %	33 % (9.1 GW)	Altas eficiencias, tecnología madura, amplia experiencia	Costes elevados
	Multi	20.4% 17.5 %	13 - 15 %	53 %		
Lámina delgada	a-Si	11.9 %	5 - 9 %	5.0 %	Proceso económico, material no tóxico y abundante	Eficiencia baja, degradación Staebler-Wronski
	CdTe	16.7 %	11 %	5.3 %	Eficiencia media, proceso maduro y bajo coste	Toxicidad del Cd. Escasez del Te
	CIGS	19.6 %	10 - 12.5 %	1.6 %	Buenas eficiencias	Proceso complejo y caro
III-V		42.3 %	20 - 25 %	< 1 %	Eficiencias muy elevadas	Necesidad de concentración y seguimiento solar
Orgánica		8.3 %	2 - 5 %	< 1 %	Gran potencia de reducción de costes	Eficiencia muy baja y estabilidad limitada
Electroquímica		10.4 %	3 - 6 %	< 1 %		

Tabla 2.1: Principales características de las tecnologías empleadas en la fabricación de células solares fotovoltaicas . (Fuente: Elaboración propia partir de datos de Green et al. (2011), Solar Generation 6 (EPIA 2011) y Photon)

La eficiencia de una célula fotovoltaica disminuye con la falta de adaptación al espectro solar, las recombinaciones de pares electrón-hueco en la unión, las pérdidas por reflexión, la resistencia en los contactos y el efecto Joule. A continuación se muestra una tabla en la que pueden apreciarse los parámetros eléctricos de celdas solares de distintos materiales. Estas celdas son de la máxima eficiencia certificada hasta el año 2009 (año de elaboración de la tabla original incluida en el trabajo de Barrera, 2009).

Tipo de celda	$\eta$ [%]	$V_{oc}$ [V]	$J_{sc}$ [A]	FF
Si Monocristalino	25	0.705	42.7	0.828
Si Policristalino	20.4	0.664	38	0.809
Si Amorfo	9.5	0.859	17.5	0.63
Si Nanocristalino	10.1	0.539	24.4	0.766
GaAs cristalino	26.1	1.038	29.7	0.847
Orgánica	5.15	0.876	9.39	0.625
InGa / GaAs / Ge	32	2.622	14.37	0.85
CdTe	16.7	0.845	26.1	0.755

Tabla 2.2: Parámetros eléctricos medidos bajo el espectro AM1.5G a 25°C (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Barrera, 2009)

En las aplicaciones fotovoltaicas es necesario conocer la eficiencia de una célula bajo todo el espectro solar, ya que dicho parámetro depende de la longitud de onda de la radiación incidente sobre la superficie de la celda.

Una célula solar no convierte en electricidad todos los fotones incidentes sobre su superficie, sino sólo aquellos cuya energía es superior a la de banda prohibida ( $E_g$ ), esto es, la energía necesaria para pasar de la banda de valencia a la de conducción del semiconductor. Por otra parte, cuando los fotones son muy energéticos, la mayor parte de su energía se desaprovecha, pues cada uno de ellos sólo puede generar un par electrón-hueco en el semiconductor.

La respuesta espectral (RE) de una célula solar se define como la corriente de cortocircuito por unidad de potencia incidente de luz monocromática, en función de la longitud de onda. Se mide en A/W y proporciona información adicional que puede ser extremadamente útil a la hora de diseñar u optimizar células solares, así como para identificar posibles problemas de producción.

En condiciones de cortocircuito, la corriente foto-generada es función lineal de la radiación, que depende a su vez de la longitud de onda, y es poco sensible frente a pequeños cambios de tensión.

Por otra parte, la eficiencia cuántica (EQ) se define como la relación entre el número de electrones generados que circulan en el circuito externo por unidad de tiempo ( $n_e$ ) y el número de fotones incidentes sobre la celda ( $n_f$ ):

$$EQ = \frac{n_e}{n_f} . \quad (2.5)$$

Considerando que  $n_e = J[t/q]$  y que  $n_f = R(\lambda)[t/(h \nu)]$ , donde  $J$  es la corriente que circula por el circuito,  $h \nu = (h c)/\lambda$  y  $R(\lambda)$  es la radiación solar incidente en  $W/m^2$ , entonces, en condiciones de cortocircuito:

$$EQ = \frac{RE(\lambda)h c}{q \lambda} , \quad (2.6)$$

donde  $RE(\lambda) = (J_s c(\lambda))/R(\lambda)$  es la respuesta espectral.

### 2.1.2 El módulo fotovoltaico

El uso aislado de una célula fotovoltaica supone varios inconvenientes, a saber, la imposibilidad de alcanzar valores de tensión y corriente suficientes para cubrir las necesidades requeridas, el riesgo de rotura debido a la extrema fragilidad del dispositivo y la aparición de importantes pérdidas energéticas al no estar aisladas eléctricamente. Por ello, las células fotovoltaicas se ensamblan para formar una única estructura: el módulo fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos son, por tanto, agrupaciones de células ensambladas y encapsuladas en un sistema mecánicamente estable, que facilite la captación de luz en la

célula y su interconexión en un sistema fotovoltaico para el aprovechamiento de la energía eléctrica generada. En general, los módulos están formados por una capa frontal que suele ser de vidrio, una capa posterior que puede ser plástica o también de vidrio, y un material encapsulante que rellena todos los huecos y sella el módulo. Esta unidad constituye un bloque único que proporciona la resistencia mecánica adecuada al sistema generador y garantiza una alta durabilidad. Los módulos se fabrican a partir de células, estando las células construidas sobre obleas independientes, o bien conectadas monolíticamente como ocurre en los módulos de lámina delgada. En ambos casos, es necesario conectar eléctricamente las células dentro del módulo, para sumar las potencias generadas individualmente por cada una de ellas y dar lugar a unos valores de voltaje y corriente aprovechables en el sistema fotovoltaico.

La conexión eléctrica entre las células que componen el módulo suele realizarse en serie o en paralelo. En la asociación en serie, se conecta eléctricamente el terminal positivo de cada célula con el negativo de la siguiente, formando lo que se denomina una rama. La corriente que atraviesa todas las células en una misma rama es forzosamente la misma, y el voltaje de la rama será la suma de los voltajes de cada célula. En la asociación en paralelo, se conectan los terminales positivos de una célula, o una rama de células, con los positivos de la siguiente, de forma que todas las ramas conectadas en paralelo trabajan forzosamente al mismo voltaje. En este caso, la corriente total de la asociación será la suma de las corrientes de cada rama.

De esta forma, el circuito equivalente de un módulo fotovoltaico, constituido por  $n_p$  número de células dispuestas en paralelo y  $n_s$  número de células dispuestas en serie, se ajusta a la siguiente expresión:

$$I_D = n_p J_0 \left( e^{k_0 \frac{V}{n_s}} - 1 \right), \quad (2.7)$$

$$J_{ph} = [J_{SC} + k_i(T - T_r)] \frac{R_G}{100}, \quad (2.8)$$

donde  $I_D$  es la intensidad del diodo,  $J_0$  es la intensidad inversa de saturación,  $V$  es el potencial de salida,  $K_i$  es el coeficiente de temperatura de cortocircuito ( $= 0.0017^\circ/K$ ),  $T$  es la temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico,  $T_r$  es la temperatura ambiente y  $R_G$  es la cantidad de radiación global incidente sobre la superficie del módulo.

Así mismo, la potencia de generación de un módulo fotovoltaico se obtiene como:

$$P = V J = V (J_{ph} - J_D - J_{sh}) = n_p J_{ph} V - n_p J_0 \left( e^{k_0 \left( \frac{V}{n_s} + J R_s \right)} - 1 \right) V - \frac{\left( \frac{V}{n_s} + J R_s \right) V}{R_{sh}}, \quad (2.9)$$

donde  $R_s$  es la resistencia en serie y  $R_{sh}$  es la resistencia en paralelo, ambas del circuito equivalente.

A partir de la expresión de la potencia generada por el módulo fotovoltaico se obtiene la cantidad de energía generada en un intervalo de tiempo determinado a partir de la

siguiente formulación:

$$E = \int_0^t P(t) dt . \quad (2.10)$$

La figura 2.4 muestran las curvas características J-V de un módulo fotovoltaico formado por dos células para las dos posibles configuraciones de conexión (en serie y en paralelo).

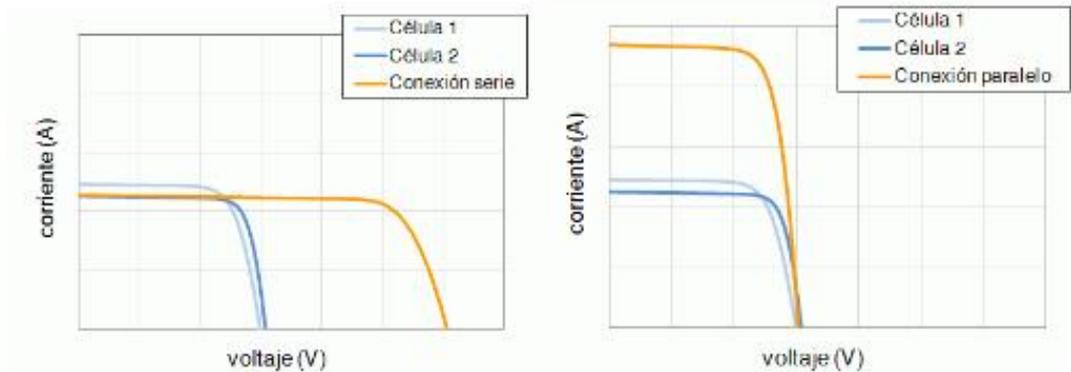


Figura 2.4: Curva J-V de un módulo fotovoltaico formado por dos células, interconectadas en serie (izquierda) o en paralelo (derecha) (Fuente: [1])

El funcionamiento fotovoltaico del módulo queda descrito en la curva J-V del mismo, al igual que en el caso de la célula. Esta curva da, para unas condiciones de radiación y temperatura determinadas, la corriente generada por el módulo para cada voltaje o tensión de operación. Al igual que en la célula, se definen los parámetros de corriente de cortocircuito, potencial a circuito abierto y máxima potencia generada posible (potencia pico). Estos parámetros serán necesarios para definir los valores correspondientes a los parámetros factor de forma y eficiencia del módulo solar. Los parámetros del módulo fotovoltaico vienen generalmente especificados en las hojas técnicas de cada fabricante.

La eficiencia del módulo fotovoltaico se define, al igual que en la célula solar, como la potencia generada en el punto de máxima potencia dividida entre el valor de la radiación y el área total del módulo. La eficiencia del módulo se especifica para unas condiciones ambientales determinadas, pero es común utilizar las condiciones estándar de medida (CEM o STC), que son  $1000 W/m^2$  de radiación, distribución espectral AM1.5, incidencia normal y temperatura de célula de  $25^{\circ}C$ . No obstante, estas condiciones se alejan bastante de las condiciones reales de operación de los módulos, por lo que es común utilizar también las condiciones nominales de operación, que se define para módulos instalados sobre un plano dispuesto a  $45^{\circ}C$  con respecto a la horizontal, sobre una estructura abierta

que permita la circulación libre de aire en su parte trasera, mirando al sur, con velocidad de viento de  $1\text{ m/s}$ , radiación de  $800\text{ W/m}^2$  y temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$ . La temperatura de la célula en estas condiciones se denomina temperatura nominal de operación y se representa por NOCT.

En algunos casos se utiliza el parámetro eficiencia del módulo sobre área de célula, en el que se utiliza la suma de las áreas de las células en lugar del área total del módulo. De este modo, se obtiene un valor más alto para dicho parámetro, al no tener en cuenta las pérdidas debidas al espacio que queda entre las células y los márgenes del módulo.

Incluso tomando el área de célula, la eficiencia del módulo no es igual a la eficiencia de la célula, pues en el proceso de fabricación del módulo se incluyen elementos que afectan a la eficiencia final. Los principales factores a tener en cuenta son ([1]):

- Dispersión de los parámetros de las células que componen el módulo. Aunque las células tengan sus parámetros definidos, puede existir una pequeña dispersión entre sus valores teóricos (dados por el fabricante) y los reales. Esto hace que al conectar entre sí varias células, no todas trabajen simultáneamente en su punto de máxima potencia, lo que produce ciertas pérdidas de potencia en el módulo, pues se desaprovecha parte de la eficiencia de conversión de las células.
- Método de interconexión de las células. La mayoría de las técnicas de interconexión utilizadas introducen una resistencia serie adicional en el circuito equivalente del módulo, que reduce significativamente su factor de forma con respecto al de la célula.
- Materiales del encapsulado. La luz solar no llega directamente a la célula, sino que primero tiene que atravesar las capas frontales del módulo, en las que puede haber pérdidas adicionales por reflexión y absorción.

Por otra parte, no hay que olvidar que la radiación es el factor que más afecta al rendimiento del módulo fotovoltaico, aumentándolo conforme aumenta el nivel de radiación incidente. La corriente de cortocircuito es prácticamente proporcional a la radiación. La eficiencia, sin embargo, no depende linealmente de la intensidad de la radiación incidente, sino que puede disminuir cuando es inferior o superior a 1 sol, dependiendo de las características tecnológicas de las células que forman el módulo. El aumento de temperatura, sin embargo, tiene efectos negativos sobre el rendimiento de un módulo solar.

El mayor impacto de la temperatura es reducir el voltaje de circuito abierto, aunque también tiene un pequeño impacto positivo sobre la corriente de cortocircuito. En los módulos fotovoltaicos es común trabajar con tres coeficientes, a saber,  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ , que representan la variación de los parámetros  $J_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $P_{MPP}$  con respecto a la temperatura, respectivamente. Dichos parámetros son proporcionados por el fabricante. Otros factores que influyen en la eficiencia del módulo son el espectro de luz incidente y su distribución angular, pero son efectos de segundo orden en los módulos de silicio cristalino.

La hoja de características técnicas de un módulo fotovoltaico se divide en tres partes ([2]):

- Tabla de características eléctricas. Tabla en la que se recogen los valores nominales de potencia máxima de pico ( $P_{MPP}$ ); Tensión e intensidad en el punto de máxima potencia ( $V_{MPP}$  y  $J_{MPP}$ , respectivamente); Tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ) e Intensidad de cortocircuito ( $J_{sc}$ ). Los valores proporcionados están referidos a condiciones estándar de ensayo (STC).
- Tabla de características físicas. Descripción del aspecto físico del panel fotovoltaico, a saber, medidas, peso, materiales de fabricación, etc. Estos valores son importantes a la hora de elegir los sistemas de soporte para la sujeción del mismo.
- Tabla de variación de parámetros con la temperatura. Tabla en la que se proporcionan los coeficientes de temperatura sobre los parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de la colocación del módulo. Estos valores dan una idea de la variación que sufren los parámetros del panel a medida que aumenta la temperatura.

### 2.1.3 El generador fotovoltaico

Como se ha explicado anteriormente, diversas células fotovoltaicas ensambladas entre sí forman un módulo fotovoltaico. Dependiendo de la instalación que se esté desarrollando y de la aplicación para la que se ha diseñado, existe la posibilidad de utilizar un único módulo o un conjunto de módulos, que se montarán agrupados sobre un determinado soporte y conectados entre sí eléctricamente. Cuando se necesite una potencia de generación elevada que no se pueda obtener con un único módulo fotovoltaico, se recurrirá a la conexión en grupo de varios paneles solares. Al igual que las células, los módulos fotovoltaicos pueden conectarse en serie, formando ramas modulares, hasta conseguir unas características de voltaje deseadas. Las ramas modulares se conectarán a su vez en paralelo para obtener unas características de intensidad y potencia que vendrán determinadas según la cantidad de energía eléctrica que se quiera generar. La asociación en paralelo de varias ramas modulares constituye un sistema generador fotovoltaico.

El proceso de fotogeneración no va a ser igual en dos puntos distintos del sistema generador, ya que estará condicionado por la forma de incidencia de la radiación sobre las células fotovoltaicas, la orientación de los módulos solares, las sombras proyectadas sobre ellos y su variabilidad a lo largo del día, la suciedad acumulada sobre la superficie de los módulos, etc. Además, al igual que ocurría en el conexionado de las células fotovoltaicas, los módulos que componen un generador fotovoltaico no tienen las mismas características físicas, aunque sus especificaciones sean idénticas. Por tanto, se producirán pérdidas tanto a nivel celular como a nivel modular, que habrá que tener en cuenta a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica. Cualquier elemento externo que ocasione gradientes

de temperatura entre los distintos módulos que forman un generador puede poner en peligro la integridad del mismo.

La generación de sombras parciales en la superficie de un generador fotovoltaico (constituidos por varios módulos solares) o la aparición de focos térmicos variables, generan campos de temperatura no uniformes, que pueden dar lugar al efecto conocido como estrés térmico: dependiendo del grado de distribución térmica sobre la superficie del generador y los tipos de circuito generador fotovoltaico y de carga, el voltaje en las células solares de menor temperatura podría invertirse. En este caso, dichas células operarían como cargas resistivas que consumirían energía en lugar de generarla. Las pérdidas generadas en las células serían disipadas en forma de calor, lo que haría aumentar la temperatura de forma drástica, lo que a su vez desembocaría en un efecto de sobrecalentamiento que ocasionaría defectos locales en la instalación, reduciéndose de esta forma el rendimiento energético de la misma.

Para solventar este problema y reducir los efectos negativos relativos a los gradientes térmicos entre los distintos módulos fotovoltaicos, se conectan los denominados diodos bypass (o de derivación) paralelamente a un número de células solares determinado dentro del panel. De esta forma, si el campo de temperaturas es uniforme, la instalación opera bajo condiciones normales de funcionamiento y los diodos bypass estarán cortados, mientras que, si se generan gradientes térmicos elevados y se invierte el voltaje en cualquier sección de la instalación, los diodos bypass relativos a dicha sección entrarán en estado de saturación y la corriente circulará por ellos.

Las células bloqueadas serán cargadas por una fracción de energía generada por las células no bloqueadas y se producirá un segundo máximo local en las características estáticas relativas a los paneles solares que componen la instalación. Este hecho ocasiona diversos problemas en la conexión generador-inversor, ya que el segundo máximo local podría no estar contemplado en las características de funcionamiento del inversor conectado al circuito generador.

### **2.1.4 El regulador de carga**

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. El regulador de carga tiene como misión evitar situaciones de carga y sobre-descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil. El regulador trabaja por tanto en las dos zonas: En la parte relacionada con la carga su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera el regulador se podrían producir sobrecargas. El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones: Atenuar posibles

disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura y asegurar la carga correcta de la batería. Para esto último, la tensión Voc del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

El dimensionado de la instalación solar se realiza de manera que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de luminosidad del Sol. Por ello se suelen tomar como referencia los valores de irradiación en invierno. Esto puede provocar que en verano la energía aportada por los módulos solares sea en ocasiones casi el doble de los cálculos estimados, por lo que, si no se conecta el regulador entre los paneles y las baterías, el exceso de corriente podría llegar incluso a hacer hervir al electrolito de los acumuladores, con el riesgo que ello conlleva.

Un regulador puede tener varias configuraciones, clasificadas según la tecnología del interruptor (relé electromecánico, MOSFET, IGBT, etc.), la estrategia de desconexión del consumo (por tensión, por algoritmos de cálculo del estado de carga o por otros algoritmos de gestión de la energía) o la posición del interruptor de control de generación (en serie o en paralelo). Los fabricantes proporcionan los valores de trabajo del regulador sobre una hoja de características, al igual que ocurría para el caso de los módulos fotovoltaicos. En estas hojas aparecerán: Características físicas (peso, dimensiones, material de fabricación, etc.), características eléctricas y normas de seguridad que cumple. Por otra parte, en los catálogos se indica también el tipo de regulación (en serie o en paralelo), el tipo de batería que se puede conectar a la salida del equipo, así como todas las alarmas que proporciona ante un mal funcionamiento, y las protecciones que lleva.

Como en todos los equipos, el regulador tiene una temperatura de trabajo característica, incluida en la respectiva hoja de características. El valor de dicho parámetro es importante, ya que la temperatura a la que se expone el regulador ejercerá influencias sobre el correcto funcionamiento del aparato.

### **2.1.5 El sistema de baterías**

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de forma aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante. Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Por ello habrán de utilizarse las baterías o acumuladores.

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. Son recargadas desde la electricidad producida por los módulos solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

consumida. Las baterías tienen tres objetivos fundamentales en las instalaciones fotovoltaicas: Almacenar energía durante un determinado número de días, proporcionar una potencia instantánea elevada y fijar la tensión de trabajo de la instalación. Uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta a la hora de elegir un acumulador es la capacidad, definida como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah) y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando:

$$C = I t . \quad (2.11)$$

Además de la capacidad, hay que considerar otros parámetros en los acumuladores destinados a las aplicaciones fotovoltaicas ([2]):

- Eficiencia de carga: Relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %), lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación. Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.
- Auto-descarga: Proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- Profundidad de descarga: Cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descarga son cortos (en torno al 20%), la duración del acumulador será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80%).

Además de los parámetros anteriores, las baterías utilizadas en una instalación fotovoltaica han de tener las siguientes características: Buena resistencia al ciclado (proceso de carga-descarga), bajo coste de mantenimiento, buen funcionamiento con corrientes pequeñas, amplia reserva de electrolito, la inclusión de un depósito para materiales desprendidos y el uso de vasos transparentes.

Existen diferentes tecnologías en la fabricación de baterías. En la tabla 2.3 se pueden comparar algunos de los principales tipos de baterías que hay en el mercado, a través de sus características básicas.

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Tipo de batería	Tensión por vaso	Tiempo de recarga	Auto-descarga por mes	Núm. de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2 V	8 – 16 horas	< 5 %	Medio	30 – 50 Wh/kg	Bajo
Ni-Cd	1.2 V	1 hora	20 %	Elevado	50 – 80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (níquel-metal híbrido)	1.2 V	2 – 4 horas	20 %	Medio	60 – 120 Wh/kg	Medio
Ión Li	3.6 V	2 – 4 horas	6 %	Medio - Bajo	110 – 160 Wh/kg	Alto

Tabla 2.3: Características básicas de los principales tipos de baterías (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de [2])

Las baterías más utilizadas en las instalaciones solares son las de plomo-ácido, por las características que presentan. Dentro de este tipo de baterías se pueden encontrar diferentes modelos, comparados y analizados en la tabla 2.4.

TIPO	VENTAJAS	INCONVENIENTES
Tubular estacionaria	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ciclado profundo</li> <li>- Tiempos de vida largos</li> <li>- Reserva de sedimentos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio elevado</li> <li>- Disponibilidad escasa en determinados lugares</li> </ul>
Arranque (SLI, automóvil)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio</li> <li>- Disponibilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes</li> <li>- Tiempo de vida corto</li> <li>- Escasa reserva de electrolito</li> </ul>
Solar	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fabricación similar a SLI</li> <li>- Amplia reserva de electrolito</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiempos de vida medios</li> <li>- No recomendada para ciclados profundos y prolongados</li> <li>- Buen funcionamiento en ciclados medios</li> </ul>
Gel	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Escaso mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas de V-J</li> </ul>

Tabla 2.4: Baterías utilizadas en las aplicaciones solares fotovoltaicas (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Díaz, 2010)

En aquellas instalaciones en las que se tienen descargas profundas, se elegirán baterías tubulares estacionarias, así como en las instalaciones en las que se necesite una capacidad elevada. Este es el caso, por ejemplo, de las instalaciones autónomas de viviendas. Si la instalación solar es de pequeñas dimensiones, o de muy difícil mantenimiento, se deberán elegir baterías de gel y habrá de tomar las precauciones necesarias para que no se produzcan ciclos de descarga profundos. Un ejemplo puede ser una instalación solar que alimenta un pequeño repetidor en lo alto de un monte.

A la hora de escoger los acumuladores, es importante tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre los mismos. La capacidad aumenta a medida que sube la temperatura, y viceversa, disminuye cuando baja la temperatura del lugar donde se encuentra ubicado. Si se prevé la posibilidad de que existan temperaturas por debajo de  $0^{\circ}\text{C}$  en el lugar de la instalación, se deberá elegir un acumulador de capacidad mayor que la calculada en el dimensionado de la instalación, con el fin de que no haya problemas en su funcionamiento. La construcción del acumulador se realiza conectando vasos individuales hasta obtener las condiciones de tensión y capacidad requeridas en la instalación a instalar, en el caso de la utilización de baterías tubulares estacionarias.

### **2.2 Pérdidas energéticas de una instalación fotovoltaica**

Existen multitud de métodos y modelos de simulación para la estimación de la energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos. No obstante, cuando se lleva a cabo dicha evaluación existe cierta discrepancia entre las predicciones realizadas a partir de los modelos y las medidas físicas de la energía generada. Cuanto mejor sea el modelo más parecidos serán los resultados teóricos con las mediciones físicas.

La energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la radiación que incide sobre el plano del generador. No obstante, existen distintos tipos de pérdidas durante el proceso de generación. Estas pérdidas se pueden clasificar en pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal, pérdidas de mismatch o de conexionado, pérdidas por polvo y suciedad, pérdidas angulares y espectrales, pérdidas por caídas óhmicas en el cableado, pérdidas por temperatura, pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor, pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencial del generador FV, pérdidas por sombra y pérdidas por degradación fotónica ([3]).

Las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal derivan del hecho de que los módulos FV no son todos idénticos, sino que su potencia nominal (referida a las condiciones estándar de medida, STC) presenta una determinada dispersión. En general, la potencia de cada uno de los módulos FV se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto trae consigo que al poner los módulos en serie se produzcan pérdidas de potencia. En concreto, la intensidad de paso de una cadena en serie de paneles será la menor de todos los paneles que componen la serie. Para minimizar este

efecto, los módulos se clasifican por su intensidad, lo cual viene indicado con una letra grabada en un adhesivo adherido al marco de un panel. De esta forma, se pueden seleccionar paneles similares a la hora de montar la instalación fotovoltaica para minimizar las pérdidas energéticas.

Las pérdidas de mismatch (o de conexionado) son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor intensidad limitará la corriente en serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. De esta forma, la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos "bypass".

Las pérdidas por polvo y suciedad tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes. Normalmente, en condiciones normales de operación y realizando las correspondientes tareas de mantenimiento y limpieza, no tienen por qué ser superiores al 3%.

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de unas condiciones de  $1000W/m^2$  y  $25^{\circ}C$ , implican una incidencia solar normal a la superficie fotovoltaica y un espectro estándar  $AM1.5G$ . No obstante, en la operación habitual de un módulo FV, ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de  $90^{\circ}$  implica unas pérdidas adicionales (que aumentarán cuanto menos perpendicular sea el ángulo de incidencia). Las pérdidas angulares surgen debido a este fenómeno y se incrementan con el grado de suciedad.

Para evaluar las pérdidas angulares se puede recurrir a un software de cálculo. En concreto, el programa PVSyst, desarrollado por la Universidad de Ginebra, ofrece una estimación de pérdidas energéticas angulares partiendo de la estimación de la producción de electricidad fotovoltaica para la zona de estudio y la inclinación óptima de los módulos FV. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas genéricas.

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Por otra parte, tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación, se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Además, los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada  $10^{\circ}\text{C}$  de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de radiación, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. El rendimiento de los módulos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Al tratarse de elementos expuestos a la radiación solar de manera continuada, es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta a la luz solar como por la parte posterior.

También hay que tener en cuenta las pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor. El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV.

Las pérdidas por rendimiento del punto de máxima potencia del generador surgen debido a que el inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV, y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (este punto cambia según la radiación y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva J-V y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia.

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Por último, las pérdidas por degradación fotónica se deben al proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al Sol por primera

vez al panel fotovoltaico. Las pérdidas energéticas debidas a este fenómeno no superarán el 1% en ningún caso.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempo de paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento; los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos a bajas radiaciones; etc.

### **2.2.1 Efecto de la nieve**

En ocasiones, resulta necesario instalar módulos fotovoltaicos en zonas geográficas expuestas a fuertes nevadas durante los meses de invierno. Una capa de nieve acumulada sobre la superficie de un panel solar reduce drásticamente la conversión fotovoltaica, llegando incluso a anularla si la capa alcanza cierto grosor. Aunque los efectos de la nieve son estimados para la elaboración de los mapas de radiación solar incidente sobre la superficie terrestre, hay que promediar de alguna forma el número de días a lo largo del año en los que se esperan precipitaciones en forma de nieve localizadas en la zona de estudio, ya que, aunque en el mapa de radiación correspondiente se estipule un nivel promedio de radiación solar esperado para dicha zona, la generación fotovoltaica será nula mientras la superficie de los módulos solares esté cubierta de nieve.

En zonas geográficas donde las nevadas ocurran muy ocasionalmente y sean de baja intensidad, la propia inclinación de la superficie del panel se encarga de drenar la nieve acumulada, por lo que el tiempo que los módulos fotovoltaicos permanecen bajo dicha capa es mínimo. Además, el efecto de la nieve resbalando por la superficie de captación sirve para limpiar la suciedad acumulada sobre la misma, por lo que las nevadas ocasionales hasta pueden resultar beneficiosas para reducir costes en el mantenimiento de los módulos. Por el contrario, si la instalación fotovoltaica está situada en una zona con frecuentes nevadas de gran intensidad, habrá que idear un método para computar de alguna forma las pérdidas de energía fotovoltaica generada, o bien asumir inicialmente un porcentaje de pérdidas (constante o variable) y aplicarlo a la cantidad de energía total que se puede convertir en condiciones óptimas de trabajo.

En general, se puede decir que los efectos de las nevadas sobre los módulos fotovoltaicos dependerán de las condiciones atmosféricas y ambientales relativas al emplazamiento de la instalación, del grado de inclinación de los módulos fotovoltaicos y de las propiedades de la superficie de captación de los mismos. La superficie de un módulo fotovoltaico cubierto por una capa de nieve de poco espesor puede llegar a captar parte de la luz que incide sobre la nieve y la atraviesa. La relación de la cantidad de luz que incide sobre el panel en función del grosor de la capa de nieve que lo cubre es exponencial, y fue demostrada por Giddings y LaChapelle (1961). De esta forma, aproximadamente un 20% del total de la radiación incidente puede penetrar hasta 2 cm de profundidad sobre la capa de nieve, y entre el 3 y el 4% lo hacen hasta 10 cm ([4]).

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Por otra parte, debido a la baja conductividad térmica de la nieve, ésta puede actuar como aislante, por lo que las pérdidas de calor por convección de la superficie del módulo solar se minimizan y, por consiguiente, aumenta su temperatura. Esto hace que la nieve en contacto con la superficie del panel se derrita, lo que facilita el deslizamiento de las capas superiores de nieve por la superficie ([5]). Así, cuando la superficie del módulo solar está parcialmente cubierta por la nieve, el flujo energético puede ocurrir de tres formas (ibíd.): por la incidencia de radiación solar en la superficie de captación debido al porcentaje de luz que atraviesa la capa de nieve; por la reflexión de la luz solar en la nieve hacia las celdas fotovoltaicas; y por la conducción térmica de calor desde las celdas que no están cubiertas por la nieve hacia las que sí lo están. El porcentaje de radiación reflejada sobre el módulo fotovoltaico puede llegar a alcanzar el 25% o más de la radiación global incidente sobre la superficie del entorno del panel ([6]; [7]), aunque este porcentaje dependerá del albedo asociado a dicha superficie y de la inclinación del módulo.

[6] estimó las pérdidas energéticas debidas a la nieve en un estudio teórico realizado mediante simulación virtual. Los resultados se muestran en la tabla 2.5.

Profundidad de nieve	Inclinación del módulo de 30°		Inclinación del módulo de 40°	
	> 1"	< 1"	> 1"	< 1"
Pérdidas diarias	45%	11%	26%	5%

Tabla 2.5: Estimación de las pérdidas energéticas debidas a acumulación de nieve sobre la superficie de un módulo fotovoltaico (Fuente: [6])

Dicho estudio se basa en la hipótesis de que el módulo comienza a cubrirse para una temperatura de  $0^{\circ}C$ . En otro estudio realizado por [8], basado en los datos experimentales relativos a los años 1999-2006 para regiones expuestas a nevadas, las pérdidas energéticas debidas a los efectos de la nieve se estiman en un 0.3% - 2.7%. No obstante, se observó que dichas pérdidas ocurren para un rango de temperaturas de  $+30^{\circ}C$  a  $-10^{\circ}C$ , lo que contradice la hipótesis de Ross (ibíd.).

Más recientemente, [5] desarrollan una metodología para estimar los efectos de la nieve sobre receptores fotovoltaicos en función de su inclinación. Para ello, dispusieron un total de 70 módulos fotovoltaicos de silicio amorfo y silicio cristalino para monitorizar la corriente de cortocircuito (ISC) y la temperatura en intervalos de 5 minutos, que fueron instalados con ángulos de  $5^{\circ}$ ,  $10^{\circ}$ ,  $15^{\circ}$ ,  $20^{\circ}$ ,  $40^{\circ}$  y  $60^{\circ}$ . Las figura 2.5 y 2.6 muestran los resultados obtenidos para los distintos casos.

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

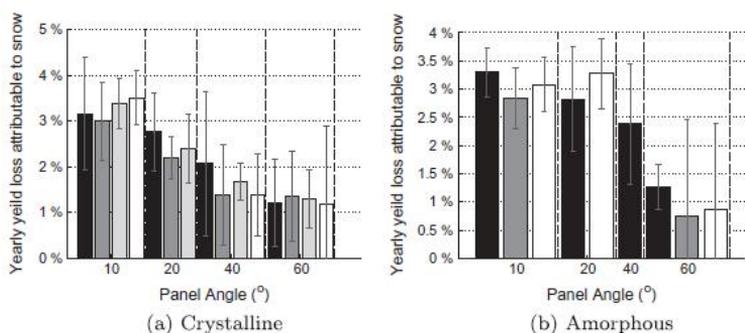


Figura 2.5: Pérdidas energéticas debidas a la nieve durante el invierno de 2010/2011 para módulos fotovoltaicos de (a) c-Si y (b) a-Si (Fuente: [5])

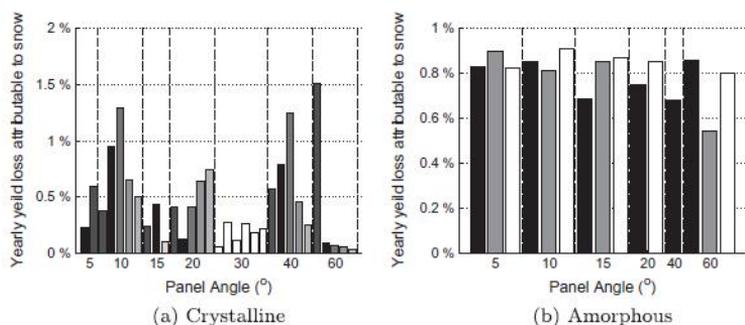


Figura 2.6: Pérdidas energéticas debidas a la nieve durante el invierno de 2011/2012 para módulos fotovoltaicos de (a) c-Si y (b) a-Si (Fuente: [5])

La tabla ?? recoge el promedio de nieve acumulada y la temperatura para los meses de invierno a partir de los datos de la Estación Climatológica de Kingston.

Año	Anual total		Diciembre		Enero	
	cm	$^{\circ}\text{C}$	cm	$^{\circ}\text{C}$	cm	$^{\circ}\text{C}$
2010/2011	58	-4.2	2	-3.8	30	-9.3
2011/2012	49	-1.0	8	-0.5	22	-3.9
	Promedio histórico		Febrero		Marzo	
2010/2011	180.9	-1.7	17	-6.7	9	-1.1
2011/2012			12	-2.2	2	1.6

Tabla 2.6: Promedio mensual de acumulación de nieve y temperatura según los datos de la Estación Climatológica de Kingston (Fuente: [5])

En el mismo estudio, también se hizo una valoración del tiempo que tardaba la superficie de captación del panel fotovoltaico en estar totalmente cubierta por la nieve en función del ángulo de inclinación de la misma. Los resultados se presentan en la figura 2.7.

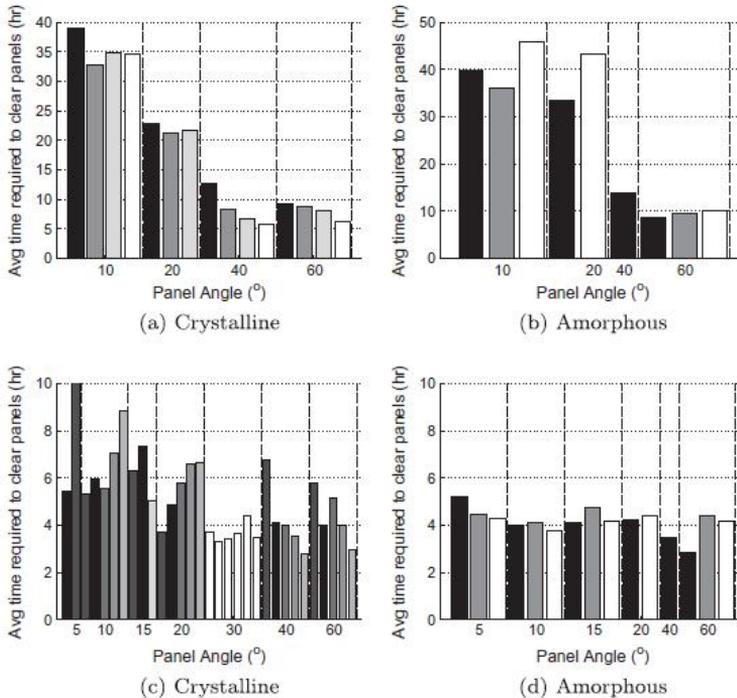


Figura 2.7: Tiempo necesario para cubrir la superficie de captación de un módulo solar para el invierno de 2010/2011 (Fuente: Andrews et al., 2013)

A pesar de los resultados, los efectos de la nieve sobre un módulo fotovoltaico son de una física compleja, ya que dependen de las condiciones atmosféricas, por lo que predecirlos no es fácil y, aun cuando son computados, no se garantiza que los resultados obtenidos sean precisos. Los resultados finales de [5] ponderados a partir de los resultados anteriores y utilizando el algoritmo BEW se presentan en la figura 2.8.

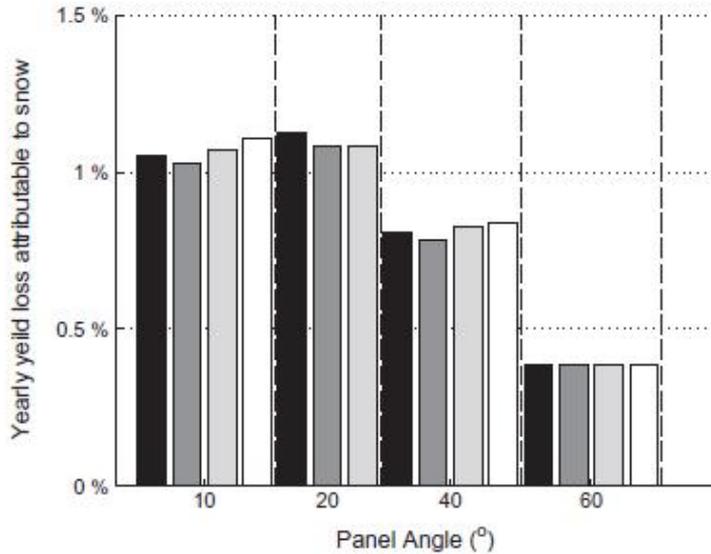


Figura 2.8: Estimación de las pérdidas energéticas anuales de un módulo fotovoltaico debidas a la nieve (Fuente: Andrews et al., 2013)

En definitiva, la acumulación de nieve sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos es relevante sobre el rendimiento energético cuando el grosor de la capa es significativamente considerable. Cuando esto suceda, habrá que estudiar la posibilidad de instalar algún tipo de revestimiento sobre los paneles solares, de forma que la nieve deslice más fácilmente sobre ellos o se derrita más rápidamente. No obstante, esta solución suele tener un alto coste económico.

## 2.2.2 Efecto de la suciedad

La acumulación de suciedad sobre los módulos fotovoltaicos afecta negativamente al rendimiento de conversión, produciendo importantes pérdidas energéticas si la instalación fotovoltaica está situada en zonas con altos niveles de contaminación ambiental o una alta concentración de partículas de polvo en el aire. Mohammad y Fahmy (1993) estudian los efectos del polvo, en función de sus propiedades físicas y su cantidad, sobre la potencia fotovoltaica generada por un módulo solar. Así mismo, dichos autores demostraron que el tamaño de dichas partículas influye sobre la transmitancia térmica de las células solares, de forma que las partículas pequeñas ejercen un efecto mayor sobre el cristal que las partículas medianas o grandes. Haerberlin y Graf (1998) demuestran que del 8 al 10% de las pérdidas de generación registradas pueden evitarse limpiando de forma regular la superficie de captación solar de los módulos solares. Con el objetivo de es-

tudiar los efectos negativos producidos por la suciedad en los módulos fotovoltaicos de una instalación, Massi Pavan et al. (2011) comparan la potencia producida por dos centrales fotovoltaicas de 1 MW de potencia situadas en el Sur de Italia. Aplicando un modelo de regresión a partir de las medidas energéticas de cada central antes y después de la limpieza de los módulos fotovoltaicos, determinaron el comportamiento de cada planta en función del ensuciamiento de las mismas y establecieron un modelo de predicción para estimar la potencia generada. A partir de los resultados obtenidos, se demostró que el ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos afectaba en mayor o menor medida al rendimiento energético esperado, en función del tipo de suciedad acumulada y de las técnicas de limpieza empleadas. De esta forma, para la primera planta (Planta #1), construida sobre una zona arenosa, las pérdidas debidas a la suciedad fueron del 6.9%; mientras que, para la segunda planta (Planta #2), construida sobre un suelo compacto, fueron del 1.1%. En el primer caso, los módulos fotovoltaicos fueron limpiados primeramente con agua destilada a alta presión, y posteriormente cepillados para eliminar al completo toda la suciedad. En el segundo caso, los módulos no fueron cepillados tras aplicar el agua a alta presión. Por otra parte, Appels et al. (2013) demuestran que la suciedad sobre los módulos fotovoltaicos producía unas pérdidas energéticas constantes del 3 al 4% en Bélgica para un ángulo de inclinación óptimo de 35°. Dichos investigadores revelaron que la lluvia limpia las superficies de captación de los módulos de partículas de polvo de tamaño medio-elevado (60  $\mu_m$  aprox.), aunque no ocurre lo mismo con las partículas pequeñas (2-10  $\mu_m$ ). Así mismo, el uso de revestimientos especiales sobre los paneles fotovoltaicos supone una reducción considerable de las pérdidas energéticas, aunque el coste adicional de dicho tratamiento puede no justificar su utilización en muchos casos. Con el objetivo de minimizar los efectos negativos que produce la suciedad acumulada sobre los módulos fotovoltaicos y para reducir los costes de limpieza y mantenimiento, la compañía Asahi Kasei Corporation desarrolló un nuevo prototipo de revestimiento para la superficie de los paneles solares. Con esta nueva técnica, el rendimiento de los módulos fotovoltaicos aumenta debido a los dos efectos del revestimiento diseñado: anti-reflectante y auto-limpieza. Piliouguine et al. (2013) comparan los niveles de energía producida por un módulo fotovoltaico en función de aplicar o no este tipo de revestimiento. Para ello, dispusieron seis módulos fotovoltaicos de idénticas características e instalaron el revestimiento en tres de ellos. Los módulos fueron emplazados en Málaga con el objetivo de estimar las pérdidas energéticas debidas al polvo y suciedad acumulados en la superficie de los mismos. Los resultados demostraron que la acumulación de polvo y la no homogeneidad de su distribución producían importantes pérdidas energéticas, que aumentaban considerablemente durante las estaciones secas. En dichos períodos, las pérdidas globales alcanzaban valores muy elevados, pero las pérdidas diarias eran mucho mayores en los módulos sin revestimiento. Dichos módulos tenían un promedio de pérdidas diarias debidas al polvo acumulado del 3.3%, en contraste con el 2.5% de pérdidas reg-

istradas para los módulos revestidos. A continuación se muestran de forma cuantitativa los resultados obtenidos por Piliouguine et al. (óp. cit.):

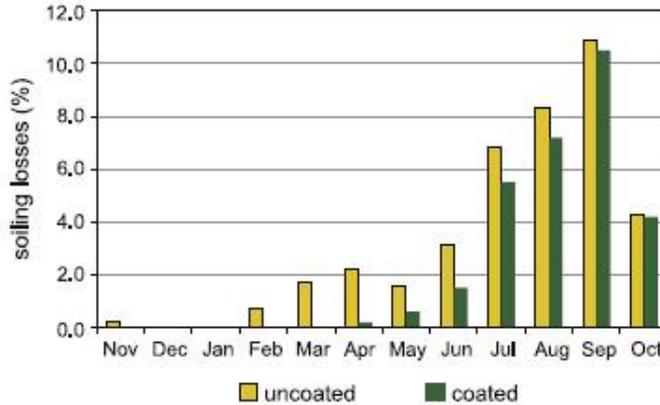


Figura 2.9: Pérdidas energéticas mensuales en módulos fotovoltaicos debidas a la acumulación de polvo y suciedad para módulos revestidos (verde) y no revestidos (amarillo) (Fuente: Piliouguine et al., 2013)

Aunque se reduzcan las pérdidas energéticas, el uso de una capa de revestimiento para proteger la superficie de los módulos fotovoltaicos es una medida costosa, que se adoptará o no en función de las condiciones atmosféricas y ambientales de la zona donde está emplazada la instalación, el gasto económico que se esté dispuesto a asumir y el margen de pérdidas a tolerar.

### 2.3 Estimación de la producción de una instalación fotovoltaica conectada a la red

A continuación se explica la metodología seguida para estimar las pérdidas energéticas de una instalación fotovoltaica. Partiendo de los datos horarios de temperatura ambiente y de radiación solar global incidente en el plano del generador FV de un año meteorológico típico se hace una primera estimación global. Para cada valor de radiación global y temperatura ambiente, la potencia en el punto de máxima potencia de un generador FV ideal,  $PMPP$ , se puede obtener a partir del valor de la potencia nominal instalada en condiciones STC,  $PMPP^*$ , mediante la siguiente expresión:

$$P_{MPP} = P_{MPP}^* \frac{R_G}{R^*} [1 - \delta(T_c - T_c^*)]. \quad (2.12)$$

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * I_G. \quad (2.13)$$

Donde  $R_G$  es la radiación global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico;  $R_G^*$  es la radiación en STC, igual a  $1kW/m^2$ ;  $T_c$  es la temperatura de la célula;  $T_c^*$  es la temperatura en STC, igual a  $25^\circ C$ ;  $T_a$  es la temperatura ambiente;  $PMPP$  es la potencia en el punto de máxima potencia del generador FV;  $PMPP^*$  es la potencia nominal en condiciones estándar, STC (dada por el fabricante);  $T_{ONC}$  es la temperatura nominal de la operación (es decir, la temperatura de las células FV cuando se somete al módulo a una irradiación de  $800 W/m^2$  con una AM de 1.5, una temperatura ambiente de  $20^\circ C$  y una velocidad del viento de  $1m/s$ ) y  $\delta$  es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia, dado por (Luque, 1989):

$$\delta = \frac{1}{qV_m} \left( \frac{qV_m - E_g}{T} - \gamma * nk \right). \quad (2.14)$$

Donde  $E_g$  es la energía de banda prohibida, explicada anteriormente;  $n$  es el coeficiente de emisión del diodo;  $k$  es la constante de Boltzmann y  $T$  representa la temperatura de la unión. Los valores típicos para el silicio son:  $\delta = 4.41 \times 10^{-3} / ^\circ C$  ( $T_c=300K$ ,  $n=1$ ,  $kT_c=26meV$ ,  $V_{oc}=0.65V$ ,  $V_m=0.55V$ ,  $E_g=1.1eV$ ,  $\gamma = 3$ ). En caso de disponer de datos de velocidad del viento, la expresión anterior puede reemplazarse por (King et al., 1998):

$$T_c = \frac{R_G}{R_G^*} (T_1 e^{bv_v} + T_2) + T_a + \frac{R_G}{R_G^*} \Delta T. \quad (2.15)$$

Donde  $v_v$  es la velocidad del viento (expresada en  $m/s$  si  $I_G$  está en  $W/m^2$  y  $T_c$  en grado) y  $\Delta T$ ,  $T_1$ ,  $T_2$  y  $b$  son parámetros empíricos para el tipo de módulo y el tipo de instalación. Los valores típicos de estos coeficientes se indican en la siguiente Tabla:

Tipo de módulo	T1	T2	b	$\Delta T$
Vidrio/Vidrio	25.0	8.2	-0.112	2.0
Vidrio/Tedlar	19.6	11.6	-0.223	3.0

Tabla 2.7: Coeficientes de la Ecuación (3–36) (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Abella y Chenlo, 2006)

A la potencia,  $P_{MPP}$ , obtenida se le aplica un porcentaje general de pérdidas en la parte DC de la instalación,  $L_{DC}$ , obtenido como el producto de las diferentes pérdidas,  $L_{i,DC}$  definidas en el apartado anterior de tipo mismatch  $L_{M,DC}$ , polvo y suciedad  $L_{PS,DC}$ , angulares y espectrales  $L_{AS,DC}$ , óhmicas DC  $L_{Ohm,DC}$  y potencia nominal  $L_{PN,DC}$ . De este

modo, se obtiene la potencia disponible a la salida del generador FV, PDC, de la forma (Abella y Chenlo, óp. cit.):

$$L_{DC} = 1 - \prod (1 - L_{i,DC}). \quad (2.16)$$

$$P_{DC} = P_{MPP}(1 - L_{DC}). \quad (2.17)$$

Para estimar la potencia disponible a la entrada del inversor (lado de continua) se supone un inversor con un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia,  $\eta_{SPMP}$  (también podría considerarse una curva de rendimiento de SPMP en función de la potencia), que tiene unas pérdidas energéticas asociadas,  $L_{SPMP}$ . De esta forma:

$$L_{SPMP} = 1 - \eta_{SPMP}. \quad (2.18)$$

Con ello, se puede estimar la potencia disponible a la entrada del inversor (lado DC), de la forma (ibíd.):

$$P_{DC,SPMP} = P_{DC}\eta_{SPMP} = P_{DC}(1 - L_{SPMP}) \quad (2.19)$$

La potencia AC,  $P_{AC}$ , a la salida del inversor se puede calcular considerando la curva de rendimiento AC/DC del inversor. Para cada valor de  $P_{DC,SPMP}$ , el valor de  $P_{AC}$  se puede obtener por interpolación en la curva de rendimiento. Esto es:

$$P_{AC} = P_{DC,SPMP}\eta_{inv}. \quad (2.20)$$

Para estimar la potencia inyectada a la red eléctrica se aplica un porcentaje de pérdidas en el cableado AC,  $L_{Ohm,AC}$ , mediante la siguiente expresión:

$$P_{Ohm,AC} = P_{AC}(1 - L_{Ohm,AC}). \quad (2.21)$$

El valor de  $P_{Ohm,AC}$  sería el valor de la potencia inyectada a la red eléctrica en el caso de que no hubiera pérdidas adicionales. Por ejemplo, en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, habitualmente se dispone de un transformador que también añade unas pérdidas determinadas. Se pueden considerar los términos de pérdidas adicionales:

- Pérdidas debidas al sombreado del generador fotovoltaico,  $L_{sombros}$ .
- Pérdidas debidas a otros aspectos no considerados,  $L_{otros}$ , tales como paradas del inversor, efectos de baja irradiancia, pérdidas en transformadores de media tensión, etc.

Así, la potencia inyectada a la red eléctrica se puede estimar como:

$$P_{DC,red} = P_{Ohm,AC}(1 - L_{sombbras})(1 - L_{otros}). \quad (2.22)$$

Realizando los cálculos horarios indicados en los pasos anteriores para cada valor de radiación y temperatura del año meteorológico tipo e integrando a todo el año se puede obtener una estimación de la energía producida por el sistema. Los valores de esta integración permiten estimar otros dos factores de pérdidas, implícitos en los cálculos anteriores:

- Pérdidas por temperatura,  $L_{temp}$ :

$$L_{temp} = 1 - \frac{E_{MPP}}{\frac{P^*}{R_G^*} R_{G,a}}. \quad (2.23)$$

Donde  $E_{MPP}$  es la energía anual integrada en el punto de máxima potencia del generador FV e  $R_{G,a}$  es la radiación anual incidente en el plano del generador FV:

$$E_{MPP} = \sum_{año} P_{MPP}. \quad (2.24)$$

$$R_{G,a} = \sum_{año} R_G. \quad (2.25)$$

Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor,  $L_{\eta,inv}$ :

$$L_{\eta,inv} = 1 - \frac{E_{AC}}{E_{DC,SPMP}}. \quad (2.26)$$

Donde  $E_{DC,SPMP}$  es la energía anual integrada en el lado de continua del inversor y  $E_{AC}$  es la energía anual integrada en el lado de alterna del inversor:

$$E_{DC,SPMP} = \sum_{año} P_{DC,SPMP}. \quad (2.27)$$

$$E_{AC} = \sum_{año} P_{AC}. \quad (2.28)$$

Resulta conveniente realizar una normalización de la energía producida a la potencia nominal de la instalación para obtener los  $kWh/kWp$  generados, denominados también como Horas Equivalentes de Sol (HES), o “Final Yield” ( $Y_F$ ). La productividad final

o “Final Yield” ( $Y_F$ ) se define como la energía útil producida por el sistema ( $E_{AC,red}$ ) por unidad de potencia instalada ( $P_{MPP}$ ). Representa el número de horas que el sistema fotovoltaico tendrá que funcionar con su potencia nominal para obtener la misma energía eléctrica entregada a la carga. Este parámetro normaliza la energía producida con respecto al tamaño del sistema. En consecuencia, es una manera conveniente de comparar la energía producida por sistemas de distinto tamaño:

$$HES(kWh/kWp) = \frac{E_{AC,red}}{P_{MPP}^*} = Y_F. \quad (2.29)$$

Donde  $E_{AC,red}$  es la energía anual integrada que se transfiere a la red:

$$E_{AC,red} = \sum_{\text{año}} P_{AC,red}. \quad (2.30)$$

La productividad de referencia o “Reference Yield” ( $Y_R$ ) se define como la radiación solar que incide en el plano del generador fotovoltaico ( $R_G$ ) expresada en  $kWh/m^2$ , respecto de la radiación de referencia ( $R^* = 1kW/m^2$ ). Representa un número equivalente de horas a la radiación de referencia. Tiene dimensiones de tiempo y, si la radiación de referencia equivale a  $1kW/m^2$ , es la definición de horas solar pico que representa el número de horas que debería estar recibiendo energía del sol para producir el mismo número de kWh en ese día y en un  $m^2$ . Este parámetro define los recursos de radiación solar para el sistema fotovoltaico, es función de la ubicación y la orientación del generador fotovoltaico, representando la variabilidad del clima:

$$Y_R[kWh/kW] = \frac{R_G(\gamma, s)}{R^*}. \quad (2.31)$$

La productividad del sistema fotovoltaico o “Array Yield” ( $Y_A$ ) se define como la energía producida por el sistema en el punto de máxima potencia ( $E_{MPP}$ ) por unidad de potencia instalada ( $P_{MPP}$ ). Este parámetro tiene dimensiones de tiempo y es equivalente al número de horas de operación del sistema a la potencia nominal para producir los mismos kWh registrados ese día:

$$Y_A[kWh/kW] = \frac{E_{MPP}}{P_{MPP}}. \quad (2.32)$$

Por último, el rendimiento energético global del sistema es la relación de la energía producida y la teóricamente disponible. Este valor es independiente de la localidad y el tamaño del sistema e indica las pérdidas totales en relación a la temperatura de los módulos, utilización ineficiente de la radiación disponible y falta de eficiencia de los componentes del sistema. Se calcula típicamente por mes o anualmente y los valores calculados

para intervalos pequeños diarios o semanales sirven para identificar fallos en los dispositivos. De esta forma, el rendimiento global de la instalación o “Performance Ratio” (PR) se calcula como:

$$PR = \frac{\frac{E_{AC,red}}{P_{MPP}^*}}{\frac{R_{G,a}}{R_G^*}} = \frac{HES}{\frac{R_{G,a}}{R_G^*}} . \quad (2.33)$$

Debido a las pérdidas de temperatura, los valores de PR son mayores en invierno que en verano. La energía producida se puede estimar como:

$$E_{AC,red} = P_{MPP}^* \frac{R_{G,a}}{R_G^*} PR . \quad (2.34)$$

El algoritmo de cálculo desarrollado presenta serias dificultades en la estimación de cada uno de los coeficientes relativos a cada tipo de pérdida. Dichos coeficientes no son valores exactos, sino aproximaciones porcentuales, por lo que el error total cometido en la estimación del coeficiente global de pérdidas será el producto de los errores relativos en las respectivas estimaciones de los coeficientes de pérdida locales. Por ello, si los datos que se disponen a la hora de estimar los coeficientes de pérdidas no son muy aproximados a los valores reales, es más conveniente minimizar el número de coeficientes a tener en cuenta. De esta forma se estaría cometiendo un error de aproximación menor. [9] considera únicamente dos factores de pérdidas:

- Pérdidas energéticas de captación,  $L_c$ : que comprende las pérdidas debidas a las sombras proyectadas; suciedad, nieve, etc.; pérdidas por reflexión y absorción en las capas superiores del módulo (pérdidas angulares); alteración del espectro de radiación; eficiencia de los módulos a baja radiación; pérdidas por potencia real menor a la nominal; pérdidas por no trabajar en el punto de máxima potencia y fallos en el sistema.
- Pérdidas del resto del sistema,  $L_{BOS}$ : que comprende las pérdidas en el inversor (autoconsumo, pérdidas en el transformador, pérdidas en los diodos, dispositivos de conmutación, pérdidas en cables, bobinas, resistencias, etc.) y las pérdidas en el cableado y conexiones a la red en el lado de alterna.

Los parámetros  $L_c$  y  $L_{BOS}$  quedan se definen como:

$$L_c = \frac{Y_A}{Y_R} , \quad (2.35)$$

$$L_{BOS} = \frac{Y_F}{Y_A} . \quad (2.36)$$

La estimación de la producción de una instalación fotovoltaica puede realizarse a partir de aplicaciones informáticas, que se encargan de calcular de forma automática el porcentaje de pérdidas energéticas de una instalación y la energía eléctrica generada por la misma. En este aspecto cabe destacar la aplicación PVSyst, desarrollada por la Universidad de Ginebra, que calcula de forma aproximada la producción eléctrica esperada de una instalación fotovoltaica a partir de sus parámetros de diseño (equipos que la integran, situación de los módulos fotovoltaicos, posibles sombras que pudiesen ser proyectadas sobre la misma, etc.). El software estima la radiación diaria y mensual en el plano fotovoltaico además de la producción diaria y mensual de electricidad fotovoltaica en función de la potencia nominal y el rendimiento de los módulos. Por otra parte, la aplicación PVGIS funciona de forma similar a la anterior y está disponible en internet de forma gratuita. Dicha aplicación ha sido desarrollada por el Instituto de Energía y Transporte del Centro Europeo de Investigación Conjunta (Joint Research Center).

### 2.4 Monitorización de sistemas fotovoltaicos

La normativa exige que se cumplan ciertos requisitos a la hora de medir y monitorizar los parámetros relativos a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Estos, a grandes rasgos, son los siguientes:

- Medidas de radiación:
  - Debe medirse en el mismo plano que el campo de paneles fotovoltaicos con módulos (o células) de referencia calibrados o piranómetros.
  - Precisión debe ser superior al 5 % de la lectura.
  - Puede registrarse la radiación sobre el plano horizontal para realizar comparaciones con datos meteorológicos de otros lugares.
- Medidas de temperatura ambiente:
  - Se debe medir en un lugar representativo de las condiciones del campo fotovoltaico por medio de sensores de temperatura colocados a la sombra.
  - Medida con exactitud de  $2^{\circ}\text{C}$ , según el JRC, y de 1 K según la norma UNE-EN 61724.
- Medida de temperatura del módulo:
  - Se medirá en la parte posterior de uno o más módulos que sean representativos de las condiciones del campo fotovoltaico.
  - Precisión similar a la medida de la temperatura ambiente.

## CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

- Medida de parámetros eléctricos:
  - Para el JRC (Centro Común de Investigación), los datos eléctricos deben determinarse con una exactitud del 2 % f.s. (fondo de escala).
  - La norma UNE-EN 61724 establece una precisión para la medida de la tensión e intensidad superior al 1 % de la lectura, y superior al 2 % para la potencia.
  - La potencia de corriente continua puede calcularse en tiempo real como producto de tensión e intensidad (no deben utilizarse valores medios para la tensión e intensidad) o medirse directamente con un sensor de potencia.
  - La potencia de corriente alterna se medirá utilizando un sensor de potencia que tenga en cuenta el factor de potencia y la distorsión armónica.
- Cuestiones generales:
  - El intervalo de muestreo para parámetros que varían directamente con la radiación será de 1 minuto o inferior.
  - Se registrará cada hora el valor medio de los valores instantáneos tomados cada minuto. Si esto no es posible se registrarán los valores instantáneos cada 10 minutos.

## Capítulo 3

# Optimización de parámetros de diseño de instalaciones fotovoltaicas

### 3.1 Optimización del ángulo de inclinación

#### 3.1.1 Métodos de cálculo del ángulo de inclinación de un módulo solar

Para maximizar la cantidad de energía generada por un módulo fotovoltaico la incidencia de los rayos solares tiene que ser lo más perpendicularmente posible. Como la altura del Sol con respecto al horizonte varía a lo largo del día, conviene dotar al módulo fotovoltaico de un mecanismo móvil que vaya reajustando su inclinación conforme a la trayectoria solar. No obstante, en este estudio se utilizan módulos fotovoltaicos de superficie fija, por lo que no se contemplan los métodos de reajuste dinámico en tiempo real. La inclinación de los módulos fotovoltaicos de superficie fija permanece constante y se ajusta de forma que se maximice la captación solar a lo largo del día.

Existen distintos métodos matemáticos para estimar la inclinación que ha de tener un receptor fotovoltaico para absorber la máxima cantidad posible de radiación solar. A continuación se van a estudiar los modelos de cálculo más representativos, desde los más básicos hasta los más complejos, para poder establecer posteriormente un modelo de estimación, maximizando el rendimiento fotovoltaico y reduciendo los costes de la instalación en la mayor medida posible. Los primeros modelos establecían el cálculo del ángulo de inclinación a partir de la latitud geográfica (correspondiente a la ubicación del receptor solar) sujeta a un factor de corrección, determinado según la época del año en la que esté particularizado el estudio. De esta forma, se tienen los modelos:  $s_{opt} = \phi \pm 10^\circ$ , [10] y [11]:  $s_{opt} = \phi \pm 15^\circ$ , [12]:  $s_{opt} = \phi \pm 8^\circ$  y [13]:  $s_{opt} = (\phi + 15^\circ) \pm 15^\circ$ , en los que  $s_{opt}$  hace referencia al ángulo de inclinación óptimo del generador solar y  $\phi$  es la latitud; los factores de corrección son sumados, si se quiere optimizar el ángulo para el invierno, o restados,

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

si se quiere hacer para el verano.

Estos modelos tienen la ventaja de que son muy sencillos y no requieren de complejos cálculos astronómicos adicionales. Tan sólo hay que conocer la latitud a la que está referida la instalación. No obstante, el problema de aplicar dichos métodos radica en cómo se va a introducir el término de corrección, es decir, si se va a sumar o a restar al valor de la latitud. Esto variará según la época del año para la que se decida particularizar el cálculo. Debido a que los generadores utilizados en el presente estudio son fijos, el factor de corrección se aplicará una única vez, en la fase de diseño de la instalación, y se hará de forma que se maximice la cantidad de radiación absorbida por los módulos solares a lo largo de todo el año.

En los meses de verano, la radiación solar presenta los mayores niveles de incidencia sobre la superficie de la Tierra. Así, a priori puede parecer que una buena solución sería particularizar el cálculo a estos meses, por lo que el ángulo de inclinación óptimo sería el valor de la latitud correspondiente, al que se resta un factor de corrección, determinado por la formulación empleada. No obstante, en según qué zonas geográficas, esta solución implicaría importantes pérdidas de generación en invierno, ya que los rayos solares no incidirían de forma perpendicular en la superficie del captador solar, a costa de aumentar el rendimiento fotovoltaico en los meses de verano.

De esta forma, aunque las pérdidas en verano se minimizarían, las pérdidas globales no serían las mínimas, debido a las grandes pérdidas dadas en invierno. Por tanto, la solución más favorable sería asumir un nuevo factor de corrección en función de la formulación empleada, de forma que al valor de la latitud se le restara, no la totalidad, sino un porcentaje del factor de corrección formulado, ajustado para minimizar las pérdidas globales de generación cuantificadas para todo el año. Con esto, las pérdidas en verano serían algo mayores que en el caso anterior, pero las pérdidas en invierno serían mucho menores, por lo que las pérdidas globales también lo serían.

La cuestión reside en conocer qué porcentaje hay que aplicar al factor de reducción para garantizar una solución de compromiso que minimice las pérdidas de generación a lo largo del año. La respuesta dependerá de la localización geográfica de estudio y de si la radiación global para dicha zona presenta grandes contrastes o no entre las distintas épocas del año.

Para el caso concreto de la Península Ibérica, los valores de la radiación en invierno son del orden del 30% de los alcanzados en verano. Por otra parte, los valores máximos de altitud solar en invierno son del orden del 30% de los valores de verano. Sin embargo, debido a la gran diferencia entre los niveles de radiación alcanzados en verano con respecto a los alcanzados en invierno, el porcentaje que habría que aplicar al factor de corrección estaría muy cercano al 100%, es decir, el factor de corrección que se emplearía en la formulación sería el planteado originalmente y se restaría al valor de la latitud para el cálculo del ángulo de inclinación óptimo de la superficie de los módulos solares. Esto ocurrirá para

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

todo el Hemisferio Norte, dándose la situación complementaria para el Hemisferio Sur, debido a que, en este caso, el factor de corrección hay que restarlo en invierno y sumarlo en verano.

Siguiendo una línea de metodologías distinta, [14] establecen un modelo matemático para optimizar el ángulo de inclinación de los generadores fotovoltaicos a partir de la formulación de Liu y Jordan. Dicho modelo fue obtenido mediante la evaluación de la fórmula de estimación de la radiación solar para distintos ángulos de inclinación en varias ciudades norteamericanas localizadas en distintas latitudes. [14] obtiene la distribución de ángulos de inclinación óptimos en función de la latitud que se muestra en la figura 3.1.

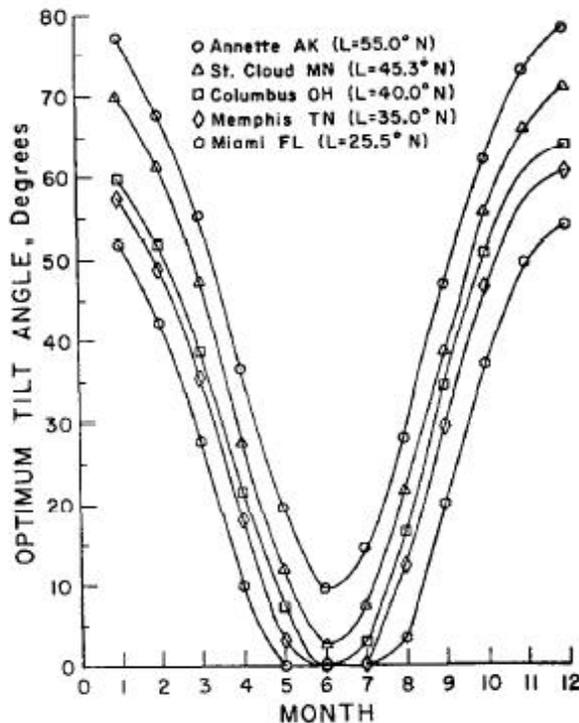


Figura 3.1: Ángulos de inclinación óptimos de la superficie de un módulo solar para maximizar la cantidad de radiación solar absorbida según la época del año (Fuente: Moon et al., 1981)

Como se explicó anteriormente, se observa que, para los meses de verano, la superficie de los módulos solares han de disponerse de forma mucho más horizontal que para los meses de invierno. El ángulo óptimo de inclinación también será menor conforme los

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

generadores se instalen en zonas más cercanas al ecuador.

Por otra parte, para las latitudes estudiadas, la densidad de energía captada a lo largo de un año depende del ángulo de inclinación del módulo solar de la forma mostrada en la figura 3.2.

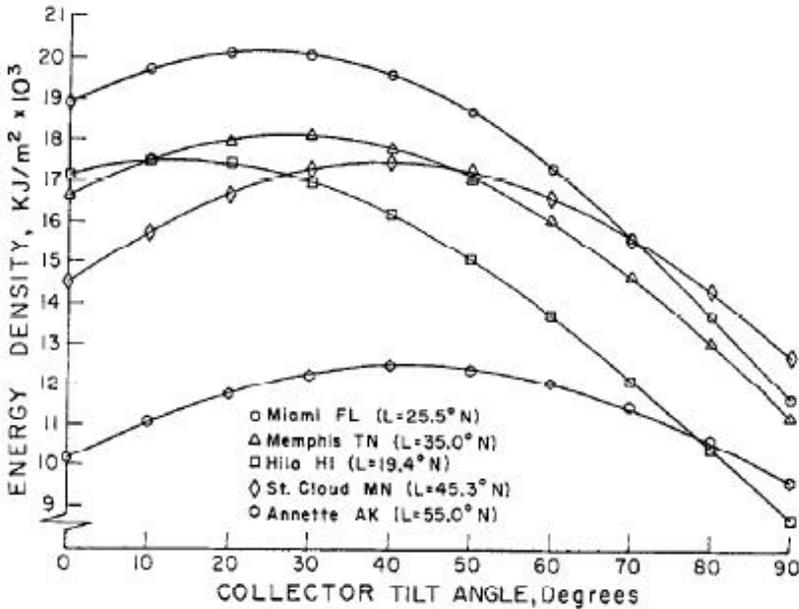


Figura 3.2: Densidad de energía recibida por los módulos a lo largo de un año en función del ángulo de inclinación para distintas latitudes (Fuente: Moon et al., 1981)

La figura 3.2 refleja lo que se explicó anteriormente: el ángulo de inclinación óptimo puede calcularse, de forma que se maximice la cantidad de radiación absorbida promediada para todo un año, como el ángulo de latitud menos un factor de corrección, debido a que en los meses de verano la radiación es mucho mayor y la inclinación de los módulos ha de configurarse para este caso.

La tabla 3.1 muestra las expresiones utilizadas, calculadas mediante algoritmos regresivos a partir de los datos experimentales obtenidos en distintas localizaciones norteamericanas, para calcular el ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud y la época del año a la que se refiera la estimación.

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES  
FOTOVOLTAICAS

Periodo	Expresión
Durante un año completo (ENE-DIC)	$s=2.56780+0.7596\phi$
AGOSTO – MAYO	$s=9.07210+0.7723\phi$
SEPTIEMBRE – JUNIO	$s=7.95720+0.7581\phi$
SEPTIEMBRE – MAYO	$s=12.1620+0.7703\phi$
OCTUBRE – MAYO	$s=14.2437+0.7510\phi$
OCTUBRE – ABRIL	$s=19.0417+0.7752\phi$
NOVIEMBRE – MAYO	$s=13.6454+0.7374\phi$
NOVIEMBRE – ABRIL	$s=19.5972+0.7562\phi$
NOVIEMBRE – MARZO	$s=24.2356+0.7970\phi$
DICIEMBRE – ABRIL	$s=16.3580+0.7822\phi$
DICIEMBRE – MARZO	$s=22.5152+0.8079\phi$

Tabla 3.1: Expresión del ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares en función de la latitud y la época del año (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Moon et al., 1981)

En este caso, el cálculo del ángulo de inclinación es algo más complejo que para los casos planteados anteriormente. Se observa que, para los cálculos de estimación referidos a los intervalos temporales en los que no se incluyen los meses de verano, el ángulo obtenido es mucho mayor que para los cálculos en los que sí se consideran. La expresión utilizada para calcular el ángulo óptimo de inclinación global anual es la que ofrece el menor resultado, debido a que, como se ha explicado, los meses de verano tienen mucho más peso que los de invierno.

Hasta ahora se han visto modelos de cálculo muy generales, que estiman la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos con el objetivo de maximizar la cantidad de radiación absorbida promediada para todo un año o, en todo caso, para un intervalo temporal de varios meses. A partir de los modelos de estimación de la radiación solar, [15] y, de una forma más concretizada, [16], proponen una formulación de optimización más específica, particularizada para cada día del año y para el Hemisferio Norte. Dicha fórmula se expresa como sigue [16]:

$$S_{opt,diario} = \phi - \tan^{-1}\left(\frac{\omega_s}{\sin\omega_s} \tan\delta\right) \quad (3.1)$$

donde  $\omega_s$  y  $\delta$  son el ángulo horario y la declinación, respectivamente. Ambos se definen como [17]:

$$\delta = -23.45 \cos\left[\left(DN + 10.5\right) \frac{360}{365}\right]. \quad (3.2)$$

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES  
FOTOVOLTAICAS

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta). \quad (3.3)$$

Estimar el ángulo de inclinación óptimo para cada día del año no resulta muy práctico, sobre todo cuando los generadores fotovoltaicos que se van a emplear son fijos. Por ello, [16] propone un modelo para optimizar el ángulo de inclinación referido a intervalos trimestrales, a partir de los resultados obtenidos mediante la ecuación 3.2, computada para distintas épocas del año, y considerando que la cantidad de radiación mensual puede calcularse a partir de la radiación diaria de la forma:

$$R_{mensual} = \sum_{DN=DN_1}^{DN=DN_2} R_{diaria}, \quad (3.4)$$

donde  $DN_1$  y  $DN_2$  son el primer y el último día del mes correspondiente, respectivamente. Los modelos obtenidos se muestran a continuación en la tabla 3.2.

Período	Modelo de Estimación
ENERO – MARZO ( $1 \leq M \leq 3$ )	$s=60.00012+1.49986M+3.49996M^2+(\phi-30)(0.7901+0.01749M+0.0165M^2)$
ABRIL – JUNIO ( $3 < M \leq 6$ )	$s=216.0786-72.03219M+6.00312M^2+(\phi-40)(1.07515+0.11244M-0.03749M^2)$
JULIO – SEPTIEMBRE ( $6 < M \leq 9$ )	$s=29.11831-20.52981M+2.50186M^2+(\phi-50)(-11.17256+2.70569M-0.15035M^2)$
OCTUBRE – DICIEMBRE ( $9 < M \leq 12$ )	$s=-441.2385+84.54332M-3.50196M^2+(\phi-40)(4.2137-0.54834M+0.0223M^2)$
Nota: Si $s_{opt} < 0$ $s_{opt}=0$ .	

Tabla 3.2: Modelos de estimación del ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud y la época del año (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de El-Kassaby, 1988)

Las figuras 3.3 y 3.4 muestran las evoluciones diarias y mensuales del ángulo óptimo de inclinación según la formulación diaria y los modelos mensuales, respectivamente.

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

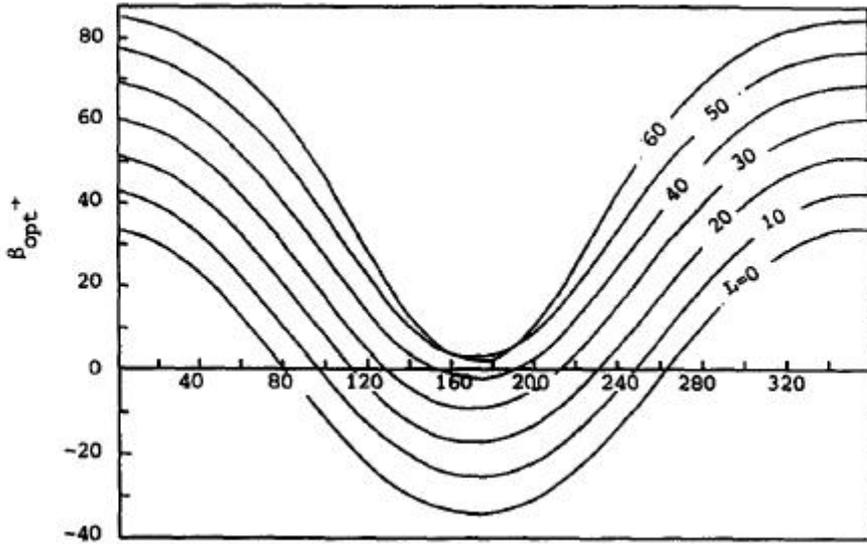


Figura 3.3: Evolución diaria del ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud (Fuente: El-Kassaby, 1988)

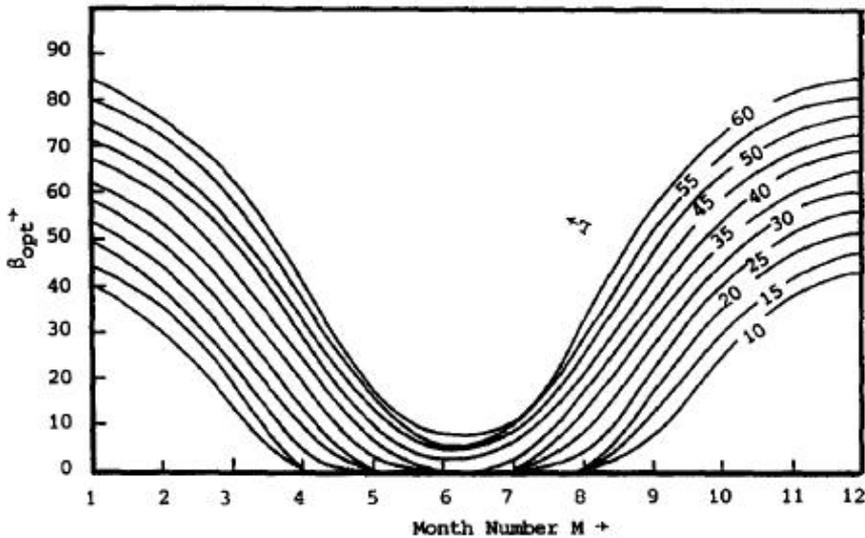


Figura 3.4: Evolución mensual del ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud (Fuente: El-Kassaby, 1988)

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Para el cálculo de los ángulos de inclinación referidos a un intervalo de tiempo concreto se utiliza la siguiente expresión ([16]):

$$s_{opt,T} = \frac{1}{N_3 - N_4 + 1} \sum_{N=N_3}^{N=N_4} s_{opt,diario} \cdot \quad (3.5)$$

Los resultados mensuales obtenidos por [16] mostrados en la figura 3.4 son muy parecidos a los obtenidos por [14], representados en la figura 3.1. En un estudio posterior, [18] formula la expresión matemática para estimar el ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares instalados en el Hemisferio Norte referido a un mes determinado, a partir de las ecuaciones 3.1 y ecuación 3.4 y a partir de la expresión utilizada para estimar la cantidad de irradiación diaria que incide sobre una superficie con un ángulo de inclinación  $s$ , mostrada a continuación:

$$R_{diaria} = \frac{24}{\pi} R_{SC} \left[ 1 + 0.034 \cos\left(\frac{2\pi DN}{365}\right) \right] \times \left[ \cos(\phi - s) \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin(\phi - s) \sin \delta \right] \quad (3.6)$$

Así, la expresión para estimar mensualmente el ángulo óptimo de inclinación responde a la formulación:

$$s_{opt,mensual} = \phi - \arctan \left[ \frac{\sum_{DN=DN1}^{DN=DN2} \frac{24}{\pi} I_{SC} \left[ 1 + 0.034 \cos\left(\frac{2\pi DN}{365}\right) \right] \omega_s \sin \delta}{\sum_{DN=DN1}^{DN=DN2} \frac{24}{\pi} I_{SC} \left[ 1 + 0.034 \cos\left(\frac{2\pi DN}{365}\right) \right] \sin \omega_s \cos \delta} \right] \quad (3.7)$$

En este caso, el ángulo horario para el plano inclinado viene dado por:

$$\omega_{s,mensual} = \min [\arccos(-\tan \phi \tan \delta), \arccos[-\tan(\phi - s) \tan \delta]] \quad (3.8)$$

A continuación se muestran de forma gráfica las evoluciones diarias y mensuales del ángulo de inclinación óptimo para distintas latitudes, obtenidas a partir de la formulación de Skeiker[18]:

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

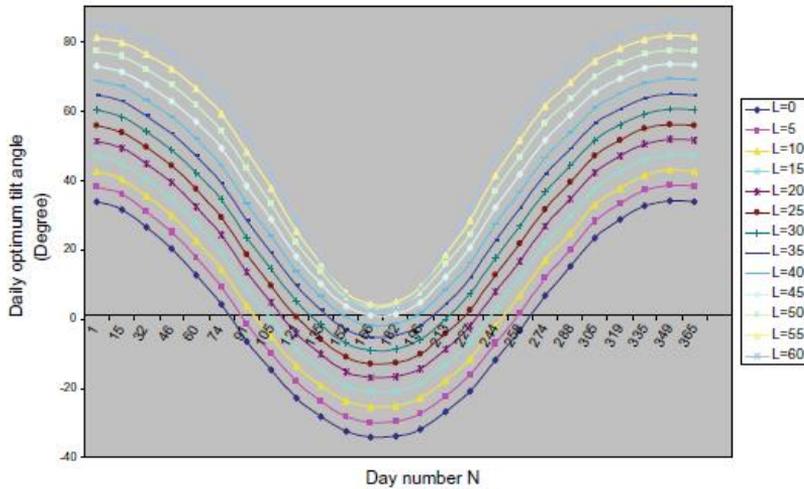


Figura 3.5: Evolución diaria del ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud (Fuente:Skeiter, 2009)

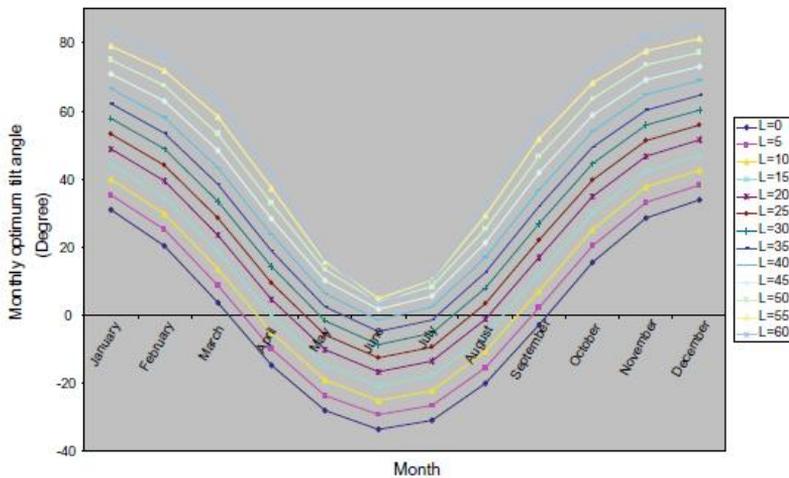


Figura 3.6: Evolución mensual del ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud (Fuente: Skeiker, 2009)

Los resultados obtenidos por Skeiker [18] son muy parecidos a los obtenidos por El-Kassaby [16]. Siguiendo unos procedimientos similares a los de Skeiker [18], Chang [19] propone un nuevo modelo de optimización, basándose en las formulaciones utilizadas

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES  
FOTOVOLTAICAS

para maximizar la cantidad de radiación solar incidente sobre un plano inclinado y estimar la evolución de las trayectorias solares a partir del cálculo del Día Juliano, definido en el I.I.E.01, Chang [19] particulariza sus cálculos para distintas latitudes del Hemisferio Norte, teniendo en cuenta las cantidades de radiación global y extraterrestre, e, igualmente, también considera las horas de Sol a lo largo del año para obtener una metodología de cálculo particularizada para cada mes. Chang [19] propone una nueva corrección para calcular el ángulo óptimo de inclinación a partir de la latitud correspondiente a la zona de estudio, basando sus resultados en el método de los mínimos cuadrados. El modelo final se muestra a continuación:

Periodo	Ángulo de inclinación óptimo (maximizar radiación extraterrestre)	Ángulo de inclinación óptimo (maximizar radiación global)
Enero	$0.898\phi + 20.62^\circ, \phi \leq 82^\circ$	$0.864\phi + 28.17^\circ, \phi \leq 72^\circ$
Febrero	$0.898\phi + 20.62^\circ, \phi \leq 82^\circ$	$0.889\phi + 18.58^\circ, \phi \leq 82^\circ$
Marzo	$0.975\phi + 3.05^\circ, \phi \leq 90^\circ$	$0.923\phi + 3.99^\circ, \phi \leq 90^\circ$
Abril	$0.997\phi - 15.81^\circ, \phi \leq 90^\circ$	$0.921\phi - 11.86^\circ, \phi \leq 90^\circ$
Mayo	$0.962\phi - 29.72^\circ, \phi \leq 90^\circ$	$0.857\phi - 23.17^\circ, \phi \leq 90^\circ$
Junio	$0.841\phi - 33.86^\circ, \phi \leq 65^\circ$ $0.964\phi - 87.43^\circ, \phi \leq 65^\circ$	$0.834\phi - 28.70^\circ, \phi \leq 74^\circ$ $-0.916\phi - 81.75^\circ, \phi \leq 74^\circ$
Julio	$0.934\phi - 32.64^\circ, \phi \leq 90^\circ$	$0.860\phi - 26.40^\circ, \phi \leq 79^\circ$ $-1.331\phi + 119.38^\circ, \phi > 79^\circ$
Agosto	$0.989\phi - 21.32^\circ, \phi \leq 90^\circ$	$0.908\phi - 16.51^\circ, \phi \leq 90^\circ$
Septiembre	$0.997\phi - 4.11^\circ, \phi \leq 90^\circ$	$0.931\phi - 1.87^\circ, \phi \leq 90^\circ$
Octubre	$0.920\phi + 15.20^\circ, \phi \leq 86^\circ$	$0.900\phi + 13.95^\circ, \phi \leq 86^\circ$
Noviembre	$0.863\phi + 28.78^\circ, \phi \leq 75^\circ$	$0.869\phi + 25.80^\circ, \phi \leq 75^\circ$
Diciembre	$0.849\phi + 34.30^\circ, \phi \leq 68^\circ$	$0.865\phi + 30.78^\circ, \phi \leq 68^\circ$
Anual	$0.908\phi + 0.73^\circ, \phi \leq 65^\circ$ $0.360\phi + 32.40^\circ, \phi > 65^\circ$	$0.764\phi + 2.14^\circ, \phi \leq 65^\circ$ $0.224\phi + 33.65^\circ, \phi > 65^\circ$

Tabla 3.3: Modelos propuestos para optimizar el ángulo de inclinación de un módulo solar en función de la latitud terrestre y la época del año (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Chang, 2009)

Como puede observarse en la Tabla anterior, con el modelo de optimización empleado para maximizar la cantidad de radiación para todo el año se obtienen ángulos de inclinación menores al ángulo de latitud, por lo que puede deducirse que los meses de verano tienen un peso mayor a los meses de invierno en el proceso de cálculo, tal y como se ha venido comentando en los modelos anteriores.

### 3.1.2 Estimación de la cantidad de radiación solar recibida por un módulo fotovoltaico en función del ángulo de incidencia solar

En el apartado anterior se han estudiado diversos modelos de cálculo utilizados para optimizar el ángulo de inclinación de la superficie de recepción de un generador solar. La mayoría de las metodologías estudiadas no requieren de complejos algoritmos ni del conocimiento de parámetros físicos que no puedan ser inmediatamente determinados. No obstante, el ángulo de inclinación de un módulo fotovoltaico puede ser ajustado por métodos matemáticos más complejos que los vistos hasta ahora, en función del nivel de incidencia de radiación solar alcanzado sobre la superficie del mismo. Estos métodos se basan en maximizar la cantidad de radiación solar que incide sobre una superficie inclinada en función de la configuración de los módulos solares, es decir, en función de los ángulos de incidencia solar y de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos.

En este apartado se van a explicar algunos de esos modelos matemáticos, los cuales se constituyen en base a la aplicación de las formulaciones planteadas y desarrolladas en el campo teórico de la energía solar, particularizadas para una zona geográfica concreta y para unos módulos fotovoltaicos a los que se les aplican unos ángulos de orientación e inclinación determinados.

La radiación solar incide de tres formas distintas sobre un plano inclinado: de forma directa, de forma difusa y de forma reflejada. Así, la cantidad de radiación solar global que incide sobre una superficie inclinada se calcula a partir de sus tres componentes, de la forma:

$$R_G = R_B + R_D + R_R \quad (3.9)$$

Donde  $R_G$  es la cantidad de radiación solar global que incide sobre una superficie de recepción inclinada y  $R_B$ ,  $R_D$  y  $R_R$  son las cantidades de radiación solar en su forma directa, difusa y reflejada, respectivamente. Por otra parte, la cantidad de radiación solar que incide sobre un módulo fotovoltaico depende fuertemente de su configuración, ya que las formas de incidencia solar directa, difusa y reflejada variarán en función de los ángulos de orientación e inclinación de la superficie de captación del módulo solar. El emplazamiento geográfico de la instalación fotovoltaica también ejercerá importantes influencias sobre la cantidad de radiación solar captada por un módulo fotovoltaico inclinado. En definitiva:  $R_G \equiv f(s, \gamma, \text{situación geográfica}) \equiv f(s, \gamma, \delta, \varphi, \omega_s)$  donde  $s$  y  $\gamma$  son los ángulos de inclinación y orientación de la superficie del módulo fotovoltaico, respectivamente, y  $\delta$ ,  $\varphi$  y  $\omega_s$  hacen referencia a la declinación, latitud geográfica y ángulo horario. Estos tres parámetros definen el emplazamiento geográfico del módulo fotovoltaico. De esta forma, el objetivo perseguido es maximizar  $R_G$  en función de  $s$  y  $\gamma$ , a partir de unos valores de  $\delta$ ,  $\varphi$  y  $\omega_s$  determinados. Siguiendo las condiciones de orientación definidas en el apartado anterior, es decir, considerando que los módulos se orientan hacia el Sur si la instalación está emplazada en el Hemisferio Norte, y viceversa, para el caso contrario, el problema se

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

reducirá a maximizar el nivel de incidencia de radiación solar global únicamente en función del ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos. El ángulo de incidencia solar se define como el ángulo entre la perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico y la línea imaginaria que une a dicha superficie con el Sol. Este parámetro se calcula a partir de las expresiones de Garner y Ohmura (1968) y Duffie y Beckman (1980), mediante la formulación expresada a continuación:

$$\cos\theta = f_1(\delta, \phi, s) + f_2(\delta, \phi, s, \gamma) + f_3(\delta, \phi, s, \omega) + f_4(\delta, \phi, \gamma, \omega) + f_5(\delta, s, \gamma, \omega) \quad (3.10)$$

Dónde:

- $f_1(\delta, \phi, s) = \sin\delta \sin\phi \cos s$
- $f_2(\delta, \phi, s, \gamma) = -\sin\delta \cos\phi \sin s \cos\gamma$
- $f_3(\delta, \phi, s, \omega) = \cos\delta \cos\phi \cos s \cos\omega_s$
- $f_4(\delta, \phi, \gamma, \omega) = \cos\delta \sin\phi \sin s \cos\gamma \cos\omega_s$
- $f_5(\delta, s, \gamma, \omega) = \cos\delta \sin s \sin\gamma \sin\omega_s$

Una vez establecidos los parámetros de los que depende la cantidad de radiación solar que incide sobre un módulo fotovoltaico inclinado, se van a definir las relaciones matemáticas entre dichos parámetros con las incidencias solares directa, difusa y reflejada, con el objetivo de maximizar la cantidad de radiación solar global captada por un generador fotovoltaico.

De esta forma, Kacira et al [20] proponen un modelo para cuantificar la cantidad de radiación solar que capta un módulo fotovoltaico situado en el Hemisferio Norte, a partir de los ángulos de altitud solar y de cénit en el mediodía y del ángulo de inclinación de la superficie del módulo. En dicho estudio, los ángulos solares de altitud y de cénit son calculados mediante las expresiones mostradas a continuación, respectivamente:

$$\theta_s = \arcsin(\cos\phi \cos\delta \cos\omega_s + \sin\phi \sin\delta) \quad (3.11)$$

$$\theta_z = 90^\circ - \theta_s \quad (3.12)$$

Donde, en este caso, la declinación solar y el ángulo horario son calculados, respectivamente, de las formas:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{284 + DN}{365} 360\right) \quad (3.13)$$

$$\omega_s = \frac{\text{minutosdespuésdelmediodía}}{4} \quad (3.14)$$

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Kacira et al [20] proponen que el ángulo de inclinación de los módulos solares sea ajustado conforme al ángulo cenital, de la forma:

$$(s \Rightarrow \theta_z = 90^\circ) \quad (3.15)$$

En este caso, al disponer únicamente de módulos fijos, el ángulo de inclinación se ajustaría conforme al ángulo cenital en las horas de mayor incidencia solar, de forma que  $(s \Rightarrow \theta_z|_{mediodia} = 90^\circ - \theta_{melodia})$  y  $(\theta \Rightarrow 0)$  en las horas cercanas al mediodía.

Por otra parte, en el Hemisferio Norte se considera que  $(\gamma \Rightarrow 0)$  (en el Hemisferio Sur  $\gamma \Rightarrow 180^\circ$ ) Así, la máxima cantidad de radiación solar directa que puede absorber un plano sucede cuando la incidencia es totalmente perpendicular al mismo. Esta cantidad se puede calcular en función del ángulo cenital y de la radiación solar que incidiría hipotéticamente de forma directa sobre un supuesto plano horizontal, de la forma (ibíd.):

$$R_{B,max} = \frac{R_{B,max}}{\cos \theta_z} \quad (3.16)$$

Donde  $R_{B,max}$  es la máxima cantidad posible de radiación directa y  $R_{B,hor}$  es la cantidad de radiación que incidiría sobre el plano si éste estuviese en disposición horizontal. Así mismo, la cantidad de radiación directa que absorbe un plano inclinado se calcula a partir del ángulo de incidencia solar y de la cantidad de radiación máxima posible, formulada anteriormente, mediante la siguiente expresión (ibíd.):

$$R_B = \frac{R_{B,hor}}{\cos \theta_z} \quad (3.17)$$

Donde  $R_B$  es la cantidad de radiación solar que incide de forma directa sobre un módulo fotovoltaico inclinado. Según el planteamiento indicado, en las horas cercanas al mediodía se tendrá que  $(R_B \Rightarrow R_{B,max})$ .

La radiación solar difusa se define como aquella cuya incidencia no se produce directamente desde el Sol hasta el punto de recepción, sino por la dispersión de los rayos solares a través de las nubes y demás fenómenos atmosféricos. Un módulo solar, orientado según un ángulo de inclinación distinto de cero, únicamente puede recibir radiación solar a través de la fracción de la bóveda celeste que puede ser vista desde su superficie de recepción, por lo que la porción celeste que queda dispuesta detrás del módulo no influye en los procesos de incidencia solar difusa. Considerando  $f_1$  como la fracción entre el área celeste que puede ser vista desde la superficie de un módulo fotovoltaico inclinado y el área total de la bóveda celeste que envuelve a la zona geográfica de la instalación, la cantidad de radiación difusa que incide sobre un módulo solar puede calcularse mediante la formulación mostrada a continuación (ibíd.):

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES  
FOTOVOLTAICAS

$$R_D = f_1 \cdot R_{D,hor} \quad (3.18)$$

Donde  $R_D$  es la cantidad de radiación difusa que incide sobre un módulo fotovoltaico inclinado y  $R_{D,hor}$  es la cantidad de radiación difusa que, hipotéticamente, incidiría sobre el módulo si éste estuviese dispuesto horizontalmente y, de esta forma, pudiese visualizar el total de la bóveda celeste que lo envuelve.

El mismo razonamiento, pero referido al terreno, puede aplicarse para deducir la formulación de la cantidad de radiación reflejada por la superficie terrestre que incide sobre un módulo fotovoltaico inclinado. Así, considerando  $f_2$  como la fracción entre la superficie terrestre que puede ser vista desde un módulo inclinado y el total del contorno superficial que lo rodea, la expresión para estimar el nivel de radiación reflejada sobre la superficie de recepción de un módulo fotovoltaico es la siguiente (ibíd.):

$$R_r = f_2 \cdot (R_{B,hor} + R_{D,hor}) \cdot \alpha \quad (3.19)$$

Donde  $R_r$  es la cantidad de radiación reflejada sobre la superficie de recepción de un módulo fotovoltaico inclinado y  $\alpha$  es el albedo terrestre asociado al terreno en el que está instalado. Kacira et al [20] emplean modelos isotrópicos para el cálculo de  $f_1$  y  $f_2$ . Estos modelos son de la forma (ibíd.):

$$f_1 = \frac{1 + \cos s}{2} \quad (3.20)$$

$$f_2 = \frac{1 - \cos s}{2} \quad (3.21)$$

Por otra parte, Ghosh et al [21] proponen tres modelos distintos para la estimación del factor  $f_1$ : el modelo isotrópico, el modelo Klucher y el modelo Pérez. Estos dos últimos modelos son algo más complejos que el isotrópico, pero ofrecen mejores resultados. El modelo Klucher responde a la siguiente expresión:

$$f_1 = \frac{1}{2}(1 + \cos s) \left[ 1 + F \cdot \left( \sin \frac{s}{2} \right)^3 \right] [1 + F \cdot (\cos \theta)^2 (\sin \theta_z)^3] \quad (3.22)$$

Donde  $a = \max(0, \cos \theta)$  y  $b = \max(0.087, \cos \theta_z)$ , y  $F_1'$  y  $F_2'$  son coeficientes que dependen de las condiciones atmosféricas. Estos parámetros están tabulados por Pérez et al [22] a partir de los datos experimentales obtenidos en distintos centros de observación.

En la siguiente Figura se muestran los resultados de estimación del nivel de incidencia anual de radiación solar, según cada uno de los tres modelos explicados, obtenidos por

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Ghosh et al [21] para una latitud de  $24^\circ N$  aprox., en función del ángulo de inclinación de la superficie del módulo fotovoltaico:

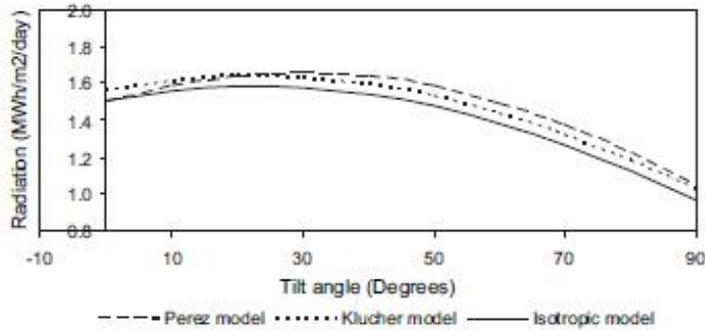


Figura 3.7: Evolución diaria del ángulo óptimo de inclinación en función de la latitud (Fuente: Skeiter, 2009)

Tal y como puede observarse en la Figura anterior, la mayor cantidad de radiación estimada se alcanza mediante el modelo de Pérez [22]. Este modelo es el que ofrece una mejor aproximación, aunque también es el que presenta mayor complejidad a la hora de ajustar los parámetros que lo definen. Siguiendo metodologías similares a la utilizada por Kacira et al [20], otros autores, como Li et al [23] o Chang [24], han realizado estudios posteriores con el fin de optimizar el ángulo de inclinación de un módulo fotovoltaico para maximizar el nivel de incidencia de radiación solar sobre su superficie. Si bien la mayoría de los trabajos realizados con este objetivo están particularizados para distintas regiones y no utilizan exactamente los mismos modelos de estimación, el planteamiento general es el mismo en todos ellos.

Así, por ejemplo, Li y Lam [23] utilizan la siguiente expresión para estimar la cantidad de radiación solar directa que incide sobre un plano inclinado:

$$R_B = R_{B,max}(\sin\theta_s \cos s + \cos\theta_s \sin s \cos|\gamma_s - \gamma|) \quad (3.23)$$

Donde  $\gamma_s$  es el ángulo de acimut solar y ( $\gamma \Rightarrow 0^\circ$ ) en el Hemisferio Norte y ( $\gamma \Rightarrow 180^\circ$ ) en el Hemisferio Sur. Por otra parte, la cantidad de radiación solar difusa se define de la forma (ibíd.):

$$R_D = \int_{alt_1}^{alt_2} \int_{aci_1}^{aci_2} R_{alt,aci} \cos\theta_{alt} (\sin\theta_{alt} \cos s + \cos\theta_{alt} \sin s \cos\gamma_{aci}) d\gamma_{aci} d\theta_{alt} \quad (3.24)$$

Donde, este caso, la radiación difusa que capta el módulo fotovoltaico se calcula integrando el nivel de radiación alcanzado ( $R_{alt,aci}$ ) para cada ángulo de altitud ( $\theta_{alt}$ ) y de

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES  
FOTOVOLTAICAS

acimut ( $\gamma_{aci}$ ) de la semiesfera correspondiente a la fracción de bóveda celeste que puede ser vista desde el módulo solar, es decir, para  $(\theta_{alt} \in [alt1, alt2])$  y  $(\gamma_{aci} \in [aci1, aci2])$ .

A continuación se muestra de forma gráfica la geometría utilizada por Li et al [23]:

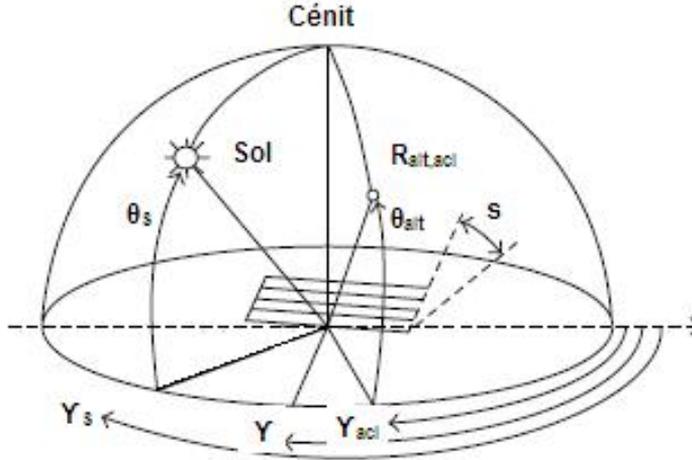


Figura 3.8: Ángulos utilizados para calcular la cantidad de radiación solar difusa que incide sobre un módulo fotovoltaico inclinado (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Li y Lam, 2007)

La Ecuación 3-24 no es fácil de computar, por lo que, en la mayoría de las ocasiones, se utilizará una formulación aproximada. Esto se hace dividiendo en  $n$  zonas angulares a la fracción de bóveda celeste que puede ser vista desde la superficie del módulo fotovoltaico. La expresión resultante responde a la fórmula (ibíd.):

$$R_D = \sum_{i=1}^n R_i \omega_i \cos \sigma_i \quad (3.25)$$

Dónde:

$$\delta \omega = (\cos \theta_{alt}) \delta \gamma_{aci} \quad (3.26)$$

$$\cos \sigma = \sin \theta_{alt} \cos s + \cos \theta_{alt} \sin s \cos \gamma_{aci} \quad (3.27)$$

La metodología seguida por Li et al [23] ofrece buenos resultados de estimación, pero para poder emplearla son necesarios los datos de radiación referidos a todos los puntos pertenecientes a la fracción de bóveda celeste visible desde la superficie del módulo

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

fotovoltaico. En consecuencia, la utilización de este modelo dependerá de la disponibilidad y fiabilidad de las medidas de radiación referidas a la zona de estudio. Por otra parte, en el mismo modelo se propone un algoritmo para corregir los datos de radiación disponibles para una zona determinada y referirlos a puntos geográficos concretos inscritos en la bóveda celeste visible desde dicha zona. En una línea de estudio similar a la de Kacira et al [20] y Li et al [23], Chang [24] propone un algoritmo de estimación distinto a los anteriores. Basándose en las formulaciones utilizadas para cuantificar la cantidad de irradiación solar y en las ecuaciones que definen el circuito equivalente de una célula fotovoltaica, dicho autor propone un modelo iterativo, basado en el método computacional PSO "Particle swarm optimization", con el fin de maximizar la cantidad de energía generada por una célula fotoeléctrica en función del ángulo de inclinación de su superficie. Para los cálculos energéticos, Chang [24] considera los modelos isotrópicos utilizados para estimar la cantidad de radiación difusa y reflejada, y utiliza la siguiente expresión para estimar la cantidad de radiación directa:

$$R_B = R_{sc} \left[ 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi DN}{365}\right) \right] \cos\theta \quad (3.28)$$

Donde  $I_{sc} = 1367 W/m^2$  y  $\theta = f(s)$

Por otra parte, el circuito equivalente de un módulo fotovoltaico, constituido por  $n_p$  número de células dispuestas en paralelo y  $n_s$  número de células dispuestas en serie:

$$I_D = n_p J_0 \left[ \exp\left(k_o \left(\frac{V}{n_s}\right)\right) - 1 \right] \quad (3.29)$$

$$J_{ph} = [J_{sc} + k_i(T - T_r)] \frac{R_G}{100} \quad (3.30)$$

Donde  $I_D$  es la intensidad del diodo,  $J_0$  es la intensidad inversa de saturación,  $V$  es el potencial de salida,  $K_i$  es el coeficiente de temperatura de cortocircuito ( $=0.0017A/K$ ),  $T$  es la temperatura del módulo fotovoltaico,  $T_r$  es la temperatura ambiente y  $R_G$  es la cantidad de radiación global incidente sobre el módulo.

Así mismo, la potencia de generación de un módulo fotovoltaico se obtiene como:

$$P = V \cdot J = V(J_{ph} - J_D - J_{sh}) = n_p J_{ph} V - n_p J_0 \left[ \exp\left(k_o \left(\frac{V}{n_s} + J R_s\right) - 1 \right) \right] V - \frac{\frac{V}{n_s} + J R_s}{R_{sh}} V \quad (3.31)$$

Donde  $R_s$  es la resistencia en serie y  $R_{sh}$  es la resistencia en paralelo, ambas del circuito equivalente. A partir de la expresión de la potencia generada por el módulo fotovoltaico se obtiene la cantidad de energía generada en un intervalo de tiempo determinado a partir de la siguiente formulación:

$$E = \int_0^t P(t) dt \quad (3.32)$$

De esta forma, el modelo utilizado por Chang [24] se confecciona como un problema de optimización iterativo, cuyo objetivo es maximizar la cantidad de energía generada por un módulo solar en función del ángulo de inclinación, esto es ( $Max_s = E$ ), utilizando para ello el método de optimización PSO.

El principal inconveniente de utilizar el método de optimización PSO es que requiere de unos recursos computacionales muy elevados.

## 3.2 Optimización del ángulo de orientación

### 3.2.1 Método de ajuste heurístico para la búsqueda de un máximo local

Normalmente, si el módulo fotovoltaico se instala sobre una base solidaria a la superficie terrestre y no sobre la pared o el tejado de un edificio, el ángulo de orientación óptimo se determina en función del hemisferio geográfico en el que esté ubicada la instalación. Si el generador fotovoltaico está situado en el Hemisferio Norte hay que orientar la superficie de captación hacia el Sur Geográfico, debido a que el Sol describe una trayectoria Este-Sur-Oeste a lo largo del día y las horas en las que se registran los mayores niveles de radiación solar son las más cercanas al mediodía (figuras 3-9 y 3-10). Si por el contrario el módulo está situado en el Hemisferio Sur, hay que orientar la superficie de captación hacia el Norte Geográfico.

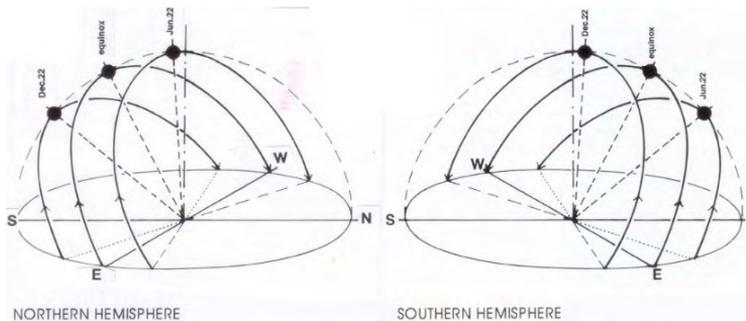


Figura 3.9: Trayectorias solares diarias a lo largo del año (Fuente: Szokolay, 1996)

CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

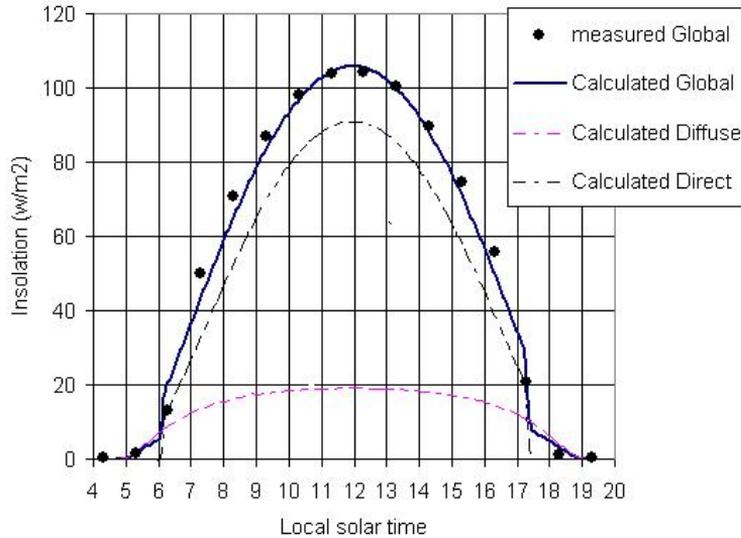


Figura 3.10: Patrones de radiación solar a lo largo del día (Fuente: Fu y Rich, 1999)

En la siguiente Figura se muestra el nivel de radiación solar sobre superficies del Hemisferio Norte con distinta orientación. Se comprueba que, efectivamente, la mayor incidencia resulta sobre superficies orientadas hacia el Sur Geográfico.

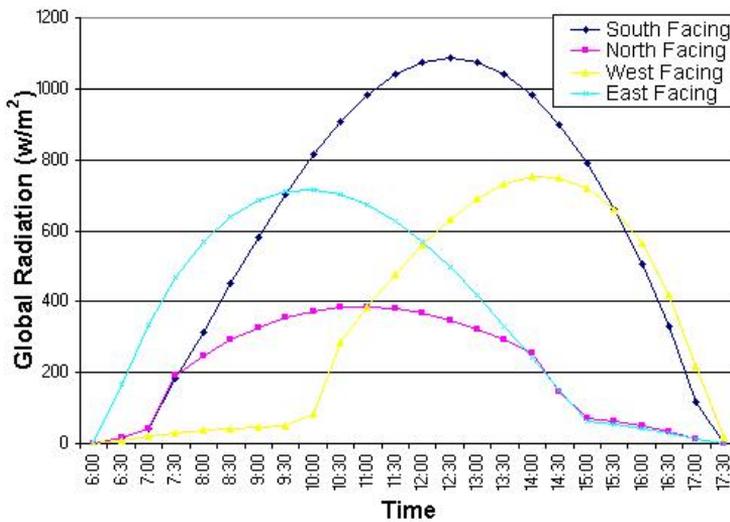


Figura 3.11: Radiación solar en función del ángulo de orientación (Fuente: Fu y Rich, 1999)

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

No obstante, en algunas de las zonas seleccionadas para la instalación pueden existir obstrucciones orográficas que, de forma puntual, proyecten sombras sobre algunos de los módulos fotovoltaicos que componen el panel solar del generador. Así mismo, en muchas ocasiones puede ocurrir que el emplazamiento geográfico de los receptores solares esté impuesto de forma previa, debido a posibles limitaciones infraestructurales en la instalación o a unos intereses energéticos determinados. En estos casos, habría que corregir el ángulo de orientación de los paneles fotovoltaicos, con el objetivo de minimizar los efectos negativos producidos por dichas causas.

El método de ajuste del ángulo de orientación de un generador fotovoltaico se lleva a cabo mediante un algoritmo heurístico, cuyas etapas se explican a continuación:

1. Generar virtualmente una matriz de píxeles o celdillas, ajustada a las dimensiones superficiales del panel fotovoltaico sobre el que se proyectan, de forma parcial y puntual, sombras ocasionadas por la orografía del terreno. La dimensión de las celdillas debe ser seleccionada conforme a la dimensión global de la superficie de captación solar y a la evolución de la geometría de las sombras proyectadas. Una decisión acertada sería la de ajustar la dimensión de las celdillas conforme a la dimensión superficial de la unidad fotovoltaica que constituye el panel, esto es, la célula solar. De esta forma, cada celdilla estaría asociada a una célula solar dentro del panel fotovoltaico.
2. Para una hora determinada del día, estudiar la geometría de las sombras proyectadas sobre la superficie del panel fotovoltaico y seleccionar aquellas células del panel que se encuentren bajo su proyección. Las celdillas asociadas a dichas células adoptarán un valor no nulo (1), mientras que el resto adoptarán el valor predeterminado por defecto, esto es, el valor nulo (0). De esta forma, se generará una matriz virtual de ceros y unos asociada a la geometría de las sombras proyectadas sobre el panel fotovoltaico a una hora determinada del día.
3. Ejecutar el procedimiento explicado en el punto anterior para cada hora del día. Con esto se obtendrán 24 matrices de ceros y unos que representarán la evolución de las sombras proyectadas sobre el panel fotovoltaico a lo largo de un día.
4. Sumar las matrices generadas en el punto anterior para obtener una matriz suma, cuyos elementos tendrán asociado un valor que representará el número total de horas diarias en las que las células que constituyen el panel, correspondientes a cada celdilla de la matriz suma, no han recibido luz solar.
5. Desestimar las horas nocturnas computadas durante la elaboración de la matriz suma. Para ello, hay que buscar la celdilla de mínimo valor de la matriz suma, correspondiente al número de horas nocturnas, y restar dicho valor al resto de las

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

celdillas. Con esto se obtendrá la matriz suma corregida, cuyos elementos estarán asociados al número de horas, contabilizadas desde el amanecer hasta el anochecer, en las que la célula solar correspondiente ha permanecido bajo la proyección de una sombra.

6. Sumar los elementos de la matriz suma corregida a ambos lados de la línea ficticia vertical al panel fotovoltaico que lo divide en dos partes iguales, una a la izquierda y otra a la derecha (como en un principio el panel fotovoltaico está orientado hacia el Sur Geográfico, su proyección sobre el plano horizontal originaría dos rectángulos iguales, uno a cada lado de la línea cardinal Norte-Sur). Se obtendrán dos valores, suma izquierda y suma derecha, mediante los que se procederá a realizar la valoración del peso de las sombras proyectadas a lo largo del día sobre las mitades izquierda (Oeste) y derecha (Este) del panel fotovoltaico, respectivamente. Si el valor numérico de suma izquierda es mayor al de suma derecha, las sombras proyectadas han ejercido una mayor influencia sobre la mitad izquierda del panel fotovoltaico, por lo que habría que reorientar la superficie de recepción solar hacia el Sureste Geográfico para disipar las sombras proyectadas sobre la misma. Por el contrario, si el valor de suma derecha es mayor al de suma izquierda, habría que reorientar la superficie del panel fotovoltaico hacia el Suroeste Geográfico.

El método de corrección del ángulo de orientación que se propone consiste en aplicar de forma iterativa el algoritmo explicado anteriormente, hasta que los valores numéricos suma izquierda y suma derecha sean los mínimos posibles. Así, si una vez aplicado el procedimiento anterior el valor de suma izquierda es mayor al de suma derecha, se orientará la superficie de captación solar hacia el Sureste, girándola en sentido anti-horario (esto es, de Oeste a Este) con un determinado ángulo. Si, por el contrario, el valor de suma derecha fuera mayor al de suma izquierda, habría que orientar la superficie hacia el Suroeste.

Una vez reorientada la superficie de recepción se volverá a aplicar el algoritmo para calcular nuevamente los valores suma izquierda y suma derecha. Si el nuevo valor de suma izquierda siguiese siendo mayor al de suma derecha, se volvería a aplicar un nuevo giro hacia el Sureste, pero esta vez con un ángulo de giro cuyo valor fuese la mitad del aplicado en la primera iteración. Si, por el contrario, el valor de suma derecha hubiese resultado mayor al de suma izquierda, habría que orientar la superficie hacia el Suroeste, aplicando igualmente un ángulo de giro cuyo valor fuese la mitad del aplicado en la primera iteración. De esta forma, se va ajustando la orientación del panel fotovoltaico mediante sucesivas iteraciones, reduciendo el ángulo de giro a la mitad con cada nueva iteración, hasta que los valores suma izquierda y suma derecha sean los mínimos posibles. La solución óptima será aquella que reduzca a cero dichos parámetros.

En ocasiones, la naturaleza física de la geometría solar y la orografía del terreno impide que los valores suma izquierda y suma derecha converjan a cero de forma matemática.

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Por ello, para evitar que el algoritmo de resolución propuesto pueda caer en bucle o no ofrezca resultados óptimos, es necesario definir un número máximo de iteraciones a realizar o un margen de tolerancia mínimo al que ajustar la diferencia entre los valores suma izquierda y suma derecha. Así, una vez alcanzado alguno de los dos límites propuestos, se dejará de aplicar el algoritmo y se dará como válida la solución calculada hasta el momento.

Como se ha comentado en estudios anteriores, la trayectoria recorrida por el Sol sobre un punto geográfico determinado no es la misma para las distintas épocas del año. El algoritmo de resolución explicado puede ser aplicado para todos los días del año, con lo que se obtendría un ajuste más exacto y más cercano a la realidad. No obstante, ejecutar el procedimiento para cada uno de los 365 días del año requeriría un gran gasto computacional, además de que para días muy cercanos entre sí se obtendrían unos resultados casi idénticos y para días nublados se obtendrían resultados confusos, con lo que el resultado teórico tendría cierta dispersión con respecto a la solución real. Así, resulta mucho más práctico escoger cuatro o cinco días despejados de un año concreto, que sean representativos de cada estación, y aplicar el método de ajuste únicamente para dichos días. Con esto se obtendría un resultado que, si bien no se ajusta exactamente a la realidad, ofrece una aproximación muy acertada y tiene un gasto computacional mucho menor.

#### **3.2.2 Método de ajuste meta-heurístico para la búsqueda del máximo global**

Aunque el método de ajuste propuesto en el apartado anterior garantiza una mejora sustancial en el rendimiento de conversión fotovoltaico, la solución obtenida puede no ser la mejor posible, debido a que ésta se obtiene de forma experimental como resultado de sucesivos ensayos de prueba y error para corregir el ángulo de orientación de los paneles solares a partir de un ángulo inicial determinado. De esta forma, el rendimiento obtenido puede no ser el rendimiento máximo alcanzable, ya que la búsqueda de posibles soluciones queda reducida a la búsqueda del rendimiento máximo de forma localizada, determinada según un ángulo inicial de orientación. Para solventar este problema, en este apartado se va a confeccionar un nuevo algoritmo de resolución, basado en un método de ajuste meta-heurístico obtenido a partir del algoritmo propuesto en el apartado anterior. Con esta nueva metodología, se alcanzará el máximo rendimiento posible de conversión energética que se puede obtener de la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, hay que definir un coeficiente para cuantificar el potencial de generación fotovoltaico de un generador bajo el efecto de sombras proyectadas, en función del ángulo de orientación ajustado. Como ya se hiciera en el apartado anterior, se va a considerar la superficie del receptor fotovoltaico como una unidad estructural constituida por  $n$  unidades individuales más pequeñas, correspondientes a cada una de las células solares que componen el panel. De esta forma, el potencial de generación fotovoltaico será definido a partir de la cantidad de radiación solar localizada sobre la zona geográ-

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

fica de la instalación, a la que se aplica un coeficiente de minoración por sombras. Dicho coeficiente vendrá dado por la siguiente expresión:

$$c_i = 1 - \frac{\sum_{j=1}^n x_j}{24 \times n} \quad (3.33)$$

Donde  $c_i$  es el coeficiente de minoración por sombra para un ángulo de orientación  $i$  determinado;  $x_j$  es el número de horas diarias que permanece la célula solar  $j$  bajo el efecto de una sombra proyectada y  $n$  es el número total de células que componen el panel fotovoltaico.

El coeficiente  $c_i$  tomará valores desde 0 hasta 1 en función del ángulo de orientación del panel fotovoltaico. Como dicho coeficiente ha de multiplicarse por la cantidad de radiación solar registrada en una zona geográfica concreta, los ángulos de orientación cuyos coeficientes  $c_i$  estén más cercanos a la unidad serán los ángulos que aporten un mayor potencial de generación fotovoltaico para la zona geográfica determinada.

Por otra parte, hay que definir el dominio que se va a considerar para definir la orientación del receptor solar. Dada la evolución dinámica de las trayectorias solares en el Hemisferio Norte, se deduce que un receptor solar, situado en dicho Hemisferio, debe estar orientado conforme a cualquier ángulo que se encuentre dentro del dominio descrito por la semicircunferencia que va desde el Este Geográfico hacia el Oeste Geográfico, pasando por el Sur, describiendo un barrido de  $180^\circ$  en sentido anti-horario desde el Este Geográfico. En concreto, se considerará una orientación de  $0^\circ$  cuando la superficie de captación esté dispuesta hacia el Sur Geográfico; una orientación de  $-90^\circ$  cuando lo esté hacia el Este Geográfico y una orientación de  $+90^\circ$  cuando lo esté hacia el Oeste Geográfico.

Para poder implementar de forma computacional el algoritmo que se va a utilizar, es necesario discretizar dicho dominio. Para ello, se divide el dominio de trabajo, correspondiente a los  $180^\circ$  anteriormente definidos, en diez partes iguales. De esta forma, quedaran cinco tramos a ambos lados de los  $0^\circ$  de orientación, desde  $-90^\circ$  hasta  $0^\circ$  y desde  $0^\circ$  hasta  $+90^\circ$ , en intervalos de  $18^\circ$ . En definitiva, los ángulos iniciales de estudio serán los siguientes ángulos de orientación:  $-90^\circ$  (hacia el Este Geográfico),  $-72^\circ$ ,  $-54^\circ$ ,  $-36^\circ$ ,  $-18^\circ$ ,  $0^\circ$  (hacia el Sur Geográfico),  $+18^\circ$ ,  $+36^\circ$ ,  $+54^\circ$ ,  $+72^\circ$ ,  $+90^\circ$  (hacia el Oeste Geográfico). Estos ángulos constituirán la población inicial del problema.

A modo de ejemplo, en la siguiente Figura puede observarse una estimación de los coeficientes de minoración por sombra en función del ángulo de orientación de un panel fotovoltaico situado en una zona geográfica determinada. En dicha Figura se distinguen dos curvas: la curva ideal, correspondiente al valor que tomarían los coeficientes de minoración considerando únicamente las sombras proyectadas originadas de forma natural por los ocasos; y la curva real, considerando que el panel fotovoltaico está expuesto a la proyección de sombras originadas por la orografía del terreno durante momentos puntuales del día. La curva ideal se correspondería con una situación en la que el panel solar estuviese dispuesto en una zona geográfica libre de sombras proyectadas por la orografía.

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En este caso, la orientación idónea de la superficie de captación sería hacia el Sur Geográfico, como se ha venido comentando anteriormente.

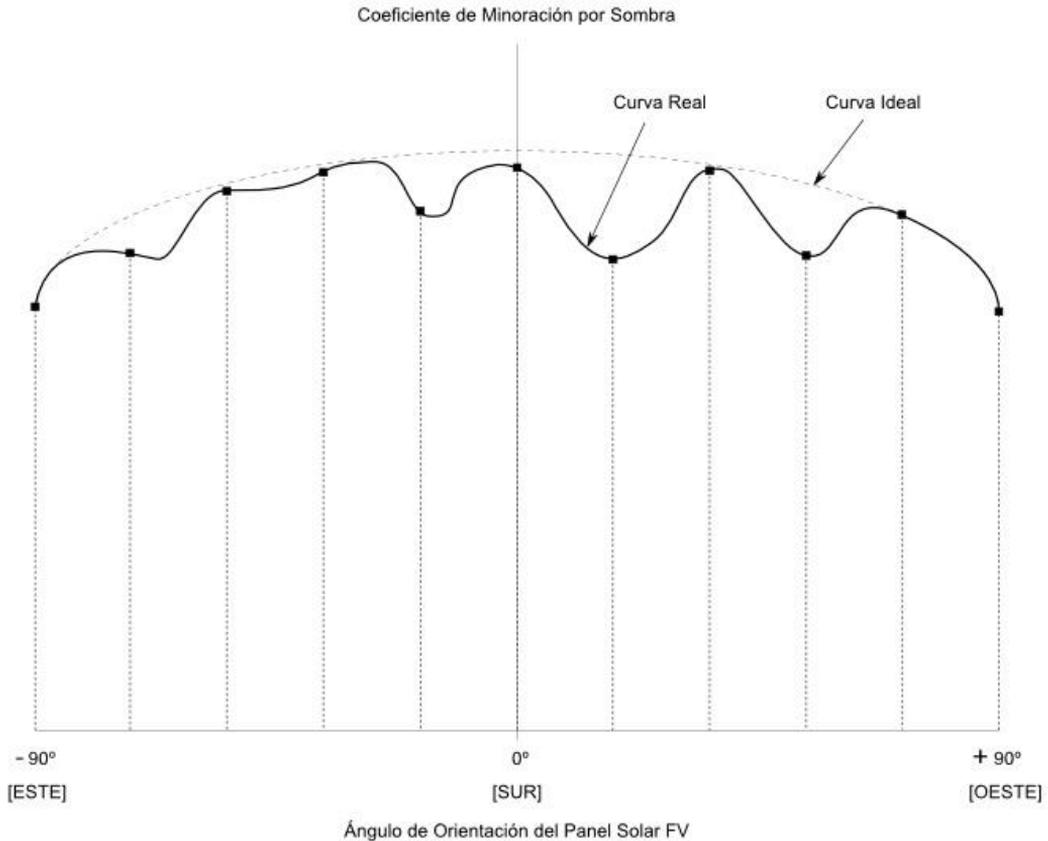


Figura 3.12: Coeficientes de minoración por sombra en función del ángulo de orientación de la superficie del captador solar fotovoltaico (Fuente: Elaboración propia)

En la Figura anterior se ha representado igualmente la discretización del dominio de trabajo según los once ángulos iniciales, comentados anteriormente. El algoritmo que se propone para corregir la orientación de un panel fotovoltaico expuesto a la proyección de sombras puntuales comprende los siguientes apartados:

1. Calcular los valores del coeficiente de minoración por sombra,  $c_i$ , a partir de la Ecuación 3-33, para los ángulos de orientación definidos según la discretización planteada, esto es, para los ángulos  $-90^\circ$  (hacia el Este Geográfico),  $-72^\circ$ ,  $-54^\circ$ ,  $-36^\circ$ ,  $-18^\circ$ ,  $0^\circ$  (hacia el Sur Geográfico),  $+18^\circ$ ,  $+36^\circ$ ,  $+54^\circ$ ,  $-72^\circ$ ,  $+90^\circ$  (hacia el Oeste Geográfico). Este proceso habrá de realizarse durante uno o varios días concretos

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

del año, en el que las condiciones climatológicas sean representativas de la zona geográfica de la instalación.

En la Figura anterior se han marcado los coeficientes de minoración calculados sobre la curva real. En un caso de aplicación real no se tendría la representación completa de la curva, sino únicamente los valores de los coeficientes calculados para los ángulos concretos.

2. A partir de los valores anteriores, localizar el ángulo de orientación con el que inicialmente se consigue el máximo coeficiente de minoración. En la siguiente Figura se observa que, en el ejemplo planteado, dicho valor se alcanza con un ángulo de orientación de  $0^\circ$  (punto 6 en la curva).

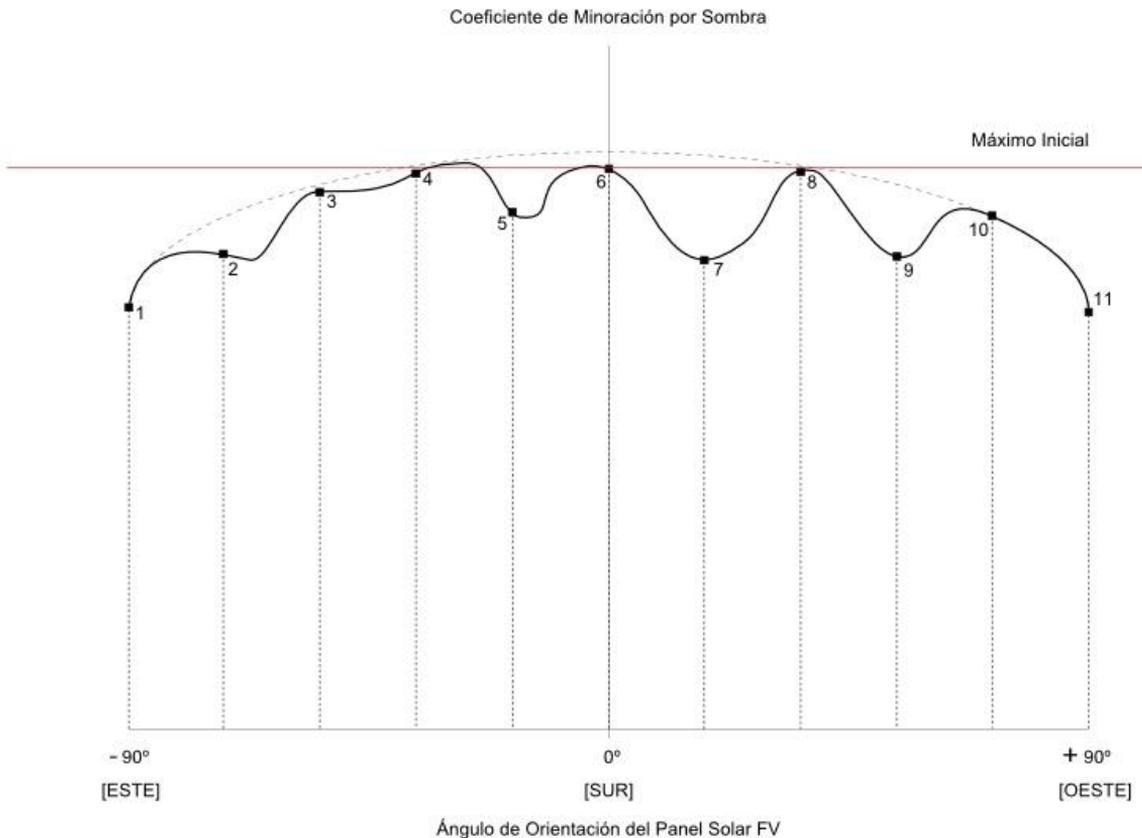


Figura 3.13: Coeficiente que aporta el máximo potencial de generación fotovoltaico según la discretización inicial (Fuente: Elaboración propia)

3. De entre los valores discretizados, seleccionar aquellos ángulos de orientación cuyos

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

coeficientes de minoración tenga un valor igual o mayor al 85% del máximo obtenido en el punto anterior. En la siguiente Figura se observa que, en el ejemplo planteado, dichos ángulos se corresponden con los valores  $(-54^\circ, -36^\circ, -18^\circ, 0^\circ)$  (hacia el Sur Geográfico),  $(+36^\circ, -72^\circ)$ , cuyos coeficientes de minoración asociados son  $c_3, c_4, c_5, c_6, c_8, c_{10}$ .

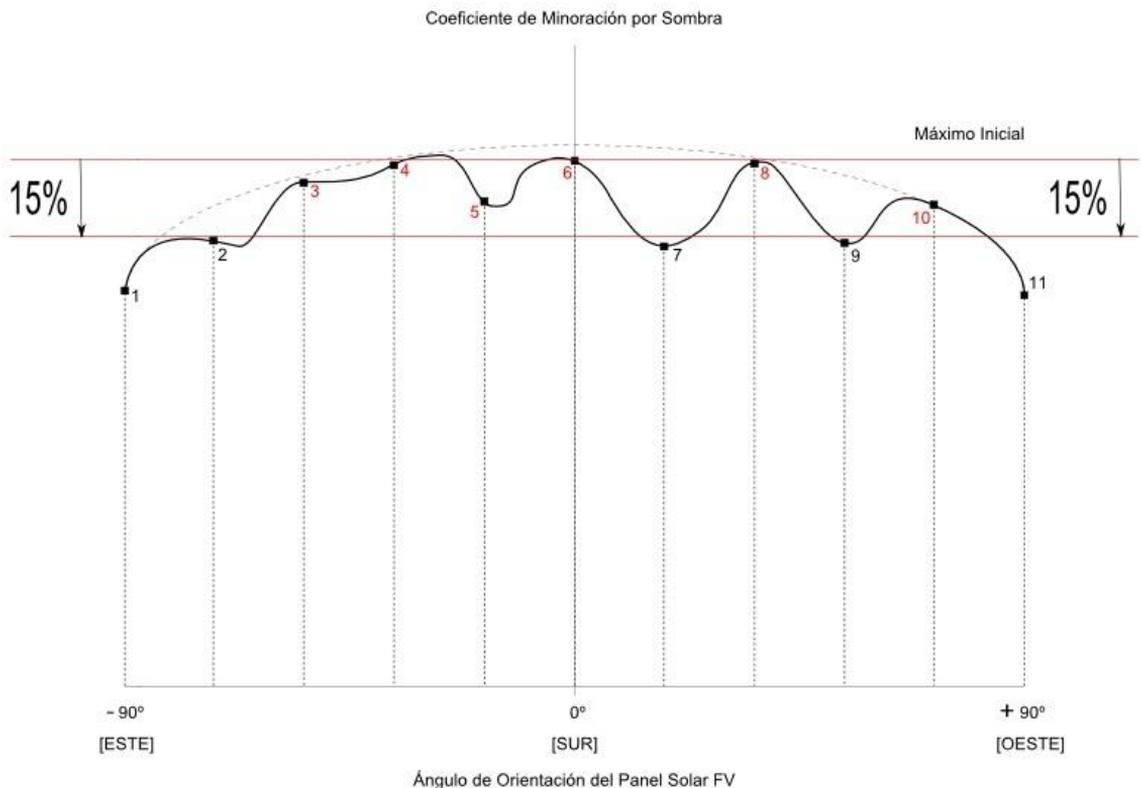


Figura 3.14: Selección de los ángulos de orientación cuyos coeficientes de minoración aportan un potencial de generación igual o mayor al 85% del máximo obtenido en la gráfica anterior (Fuente: Elaboración propia)

4. Seleccionar los ángulos de orientación que quedan dispuestos en los puntos intermedios entre dos ángulos consecutivos, resultantes tras aplicar la selección definida en el punto anterior. Así mismo, también se seleccionarán los valores discretos de los ángulos que toman las orientaciones máximas hacia el Este y hacia el Oeste que resultan tras aplicar dicha selección, es decir, los ángulos de orientación máximo y mínimo que se encuentran dentro de la nueva franja de trabajo. En la siguiente Figura se puede visualizar la disposición de los nuevos ángulos de orientación, aso-

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

ciados a los coeficientes de minoración  $c_3, c_{12}, c_{13}, c_{14}, c_7, c_9, c_{10}$ .

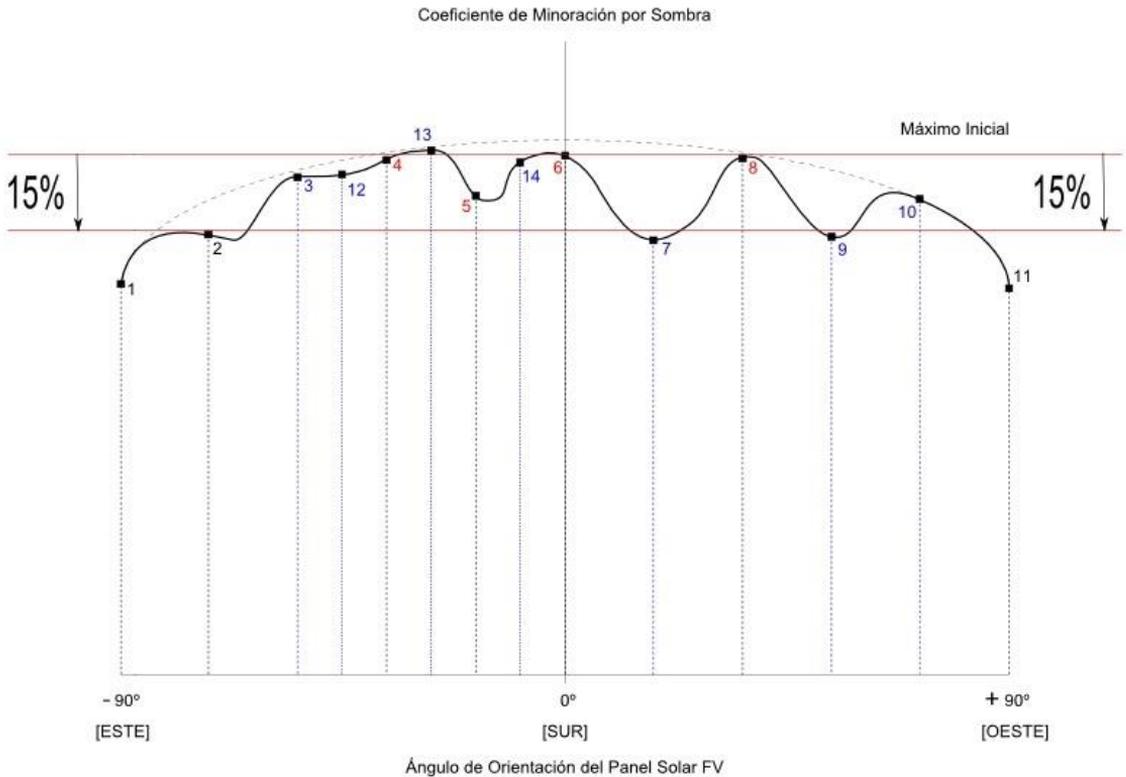


Figura 3.15: Localización de los ángulos intermedios entre los seleccionados en la gráfica anterior (Fuente: Elaboración propia)

5. Para cada punto resultante, aplicar el algoritmo heurístico de optimización definido en el primer apartado, considerando como ángulos iniciales cada uno de los ángulos de orientación definidos en el punto anterior. Dependiendo del ángulo inicial que se tome, la solución convergerá a un valor discreto de los tomados inicialmente, esto es, a los ángulos:  $(-90^\circ, -72^\circ, -54^\circ, -36^\circ, -18^\circ, 0^\circ, +18^\circ, +36^\circ, +54^\circ, -72^\circ, +90^\circ)$ , o a un máximo local. En el primer caso, la solución obtenida será una solución no válida, ya que los coeficientes de minoración asociados a dichos ángulos son valores arbitrarios, que se toman para tener un punto de partida a partir del cual aplicar el algoritmo de resolución (además, el máximo potencial de generación inicial ya fue localizado en el segundo punto del algoritmo). En el segundo caso, se habrán localizado los ángulos de orientación con los que se consiguen los potenciales de generación máximos locales, a partir de sus respectivos coeficientes de

minoración.

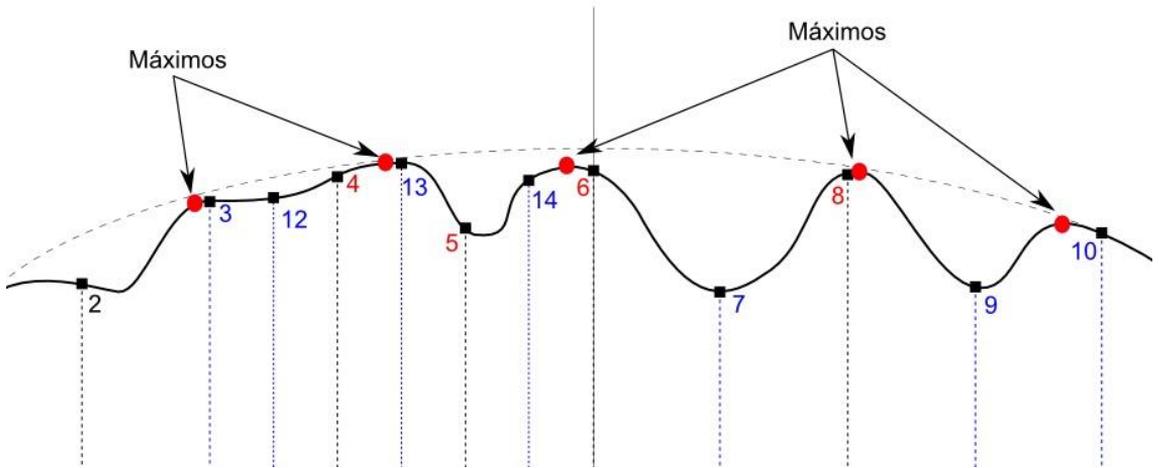


Figura 3.16: Búsqueda de los ángulos que aportan los potenciales de generación máximos locales, aplicando el algoritmo desarrollado en el apartado anterior (Fuente: Elaboración propia)

- De entre los ángulos de orientación obtenidos en el apartado anterior, localizar aquel cuyo coeficiente de minoración sea el máximo. Este ángulo de orientación será el que consiga aportar el máximo potencial de generación fotovoltaico para la zona geográfica de estudio. Por tanto, el receptor fotovoltaico habrá de ser orientado con dicho ángulo. En la siguiente Figura se muestra la localización del ángulo de orientación óptimo que, en el ejemplo descrito, se encuentra muy cercano a los  $30^\circ$  en dirección Sureste.

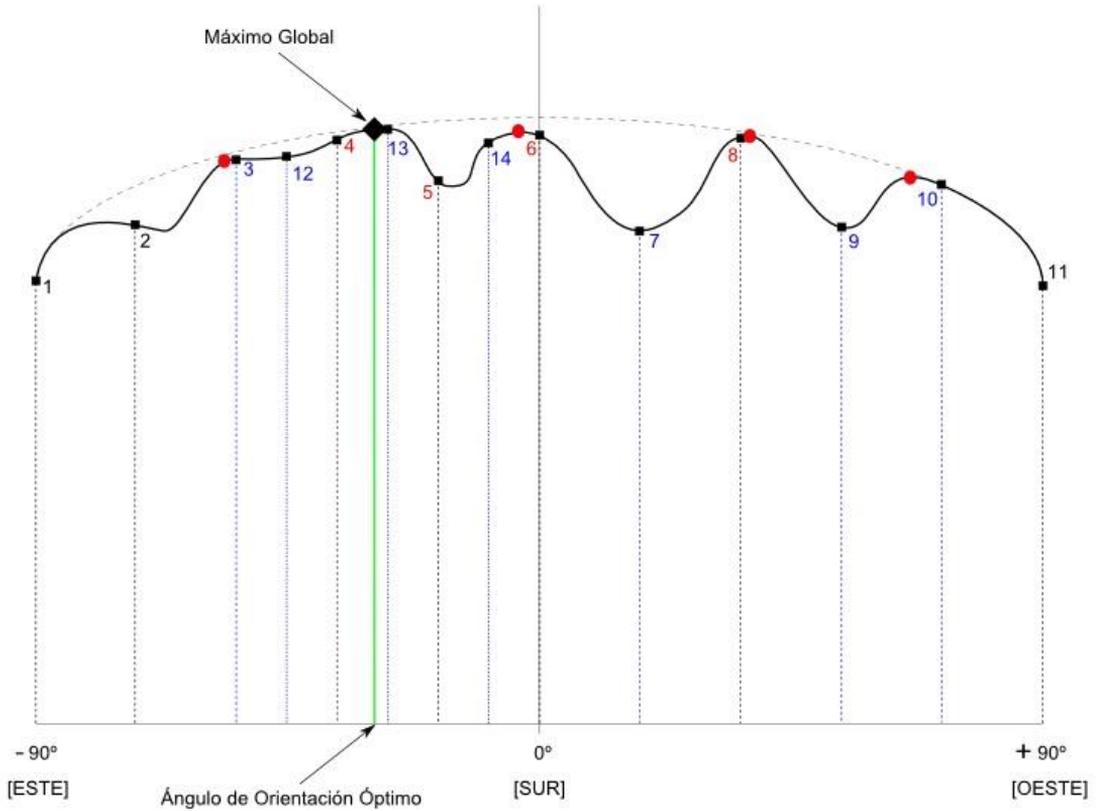


Figura 3.17: Búsqueda del ángulo que aporta el potencial de generación máximo absoluto, a partir de los potenciales máximos locales localizados en la gráfica anterior (Fuente: Elaboración propia)

7. El algoritmo descrito permite localizar el ángulo de orientación con el que un panel fotovoltaico trabaja con el máximo potencial de generación. En este caso, el ángulo ajustado sí constituye el máximo global de entre todas las configuraciones posibles. No obstante, este proceso tiene un enorme gasto computacional, ya que hay que efectuar un gran número de veces el algoritmo explicado en el apartado anterior. Por otra parte, con este nuevo método tampoco se obtiene el máximo potencial de forma exacta, ya que no deja de ser un método basado en la sucesión de distintos ensayos de prueba y error. Aun así, este algoritmo presenta una gran robustez frente al problema abordado, por lo que resulta idóneo para su resolución.

Como se ha comentado, aunque sea posible confeccionar un modelo matemático para conseguir soluciones más precisas, no se puede garantizar que dicho método fun-

cione en todas las situaciones posibles, dada la compleja naturaleza del problema.

Otro problema que presenta el algoritmo descrito radica en la posibilidad de que existan dos picos locales de rendimiento entre ángulos muy cercanos entre sí. En este caso, la solución encontrada puede no ser la mejor posible. No obstante, la probabilidad de que ocurra esta situación es muy remota, debido a que los ángulos que se toman inicialmente están muy próximos entre sí. Resulta muy improbable que la curva definida por los coeficientes de minoración sea muy contrastada para un dominio inferior a 10 grados en el ajuste de la orientación.

### 3.3 Optimización de sistemas fotovoltaicos

#### 3.3.1 Configuración de los módulos fotovoltaicos

Al definir la expresión para calcular la potencia generada por un generador FV se utiliza la siguiente expresión:

$$P_{MPP} = P_{MPP}^* \frac{R_G}{R_G^* [1 - \delta(T_c - T_c^*)]} \quad (3.34)$$

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} R_G \quad (3.35)$$

Esta expresión es una simplificación de las ecuaciones generales, ya que supone que el rendimiento es constante en función del nivel de radiación, lo cual es una aproximación bastante realista para sistemas sin concentración. Un modelo más general y aproximado puede ser descrito mediante las siguientes expresiones (Luque, 1989):

$$P_{MPP} = J_{sc} V_{oc} FF \quad (3.36)$$

$$J_{sc} = \frac{R_G}{R_G^*} J_{sc}^* + \alpha(T_c - T_c^*) \quad (3.37)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^* + \left( \frac{E_g}{q} - V_{oc}^* \right) \left( 1 - \frac{T_c}{T_c^*} \right) + n \cdot v_t \left[ \ln \left( \frac{R_G}{R_G^*} \right) - \gamma \ln \left( \frac{T_c}{T_c^*} \right) \right] \quad (3.38)$$

$$FF = \left( 1 - \frac{n \cdot v_t}{V_{oc}} \right) \left[ 1 + \frac{n \cdot v_t}{V_{oc}} \ln \left( \frac{n \cdot v_t}{V_{oc}} \right) - \frac{J_{sc} R_s}{V_{oc}} \right] \quad (3.39)$$

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Donde los parámetros con el superíndice */\*\** se refieren a los valores en condiciones de medida estándar STC, dados por el fabricante para el caso de  $J_{sc}^*$  y  $V_{oc}^*$  y considerando que  $RG^* = 1kW/m^2$ ,  $T_c^* = 25^\circ C$ ;  $R_s$  es la resistencia en serie del circuito equivalente y  $v_t$  es el potencial térmico. Estos dos parámetros se calculan como:

$$R_s = - \left( \frac{\partial J}{\partial V} \right)^{-1} \Big|_{v=v_{oc}} - \frac{n \cdot v_t}{J_{sc}} \quad (3.40)$$

$$v_t = \frac{kT_c}{q} \quad (3.41)$$

La Ecuación anterior es equivalente a la expresión:

$$V_{oc} = V_{oc}^* + n \cdot v_t \cdot \ln \left( \frac{R_G}{R_G^*} \right) - \beta(T_c - T_c^*) \quad (3.42)$$

Donde  $\alpha$  y  $\beta$  son los coeficientes de temperatura a cortocircuito y circuito abierto, calculados mediante las expresiones de Green (1982) a partir de  $J_{sc}(\alpha/J_{sc} \approx 0.0006/^\circ C)$  y  $V_{oc}(\beta \approx -2.3mV/^\circ C)$ , por célula, respectivamente.

Las pérdidas asociadas al generador fotovoltaico pueden clasificarse según el tipo de fenómeno físico que las origina (Abella et al [3]) para ser cuantificadas por separado, o bien pueden ser comprendidas en un único factor para considerar una pérdida energética global del generador (Amador [9]).

Los tipos de pérdidas asociados al generador FV se clasifican en: pérdidas mismatch, pérdidas por polvo y suciedad, pérdidas angulares y espectrales, pérdidas por temperatura de funcionamiento y pérdidas por diferencias entre la potencia nominal y la potencia suministrada por el fabricante.

Abella et al [3] estiman que las pérdidas energéticas de mismatch suelen estar comprendidas en el rango del 1 – 4%, si los módulos FV son preclasificados anteriormente a su instalación en el generador. Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias, y puede estimarse por inspección visual o mediante medidas específicas. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un grado de suciedad alto. Las pérdidas energéticas anuales por efectos angulares y espectrales están igualmente en el orden del 4%. Como los módulos fotovoltaicos trabajarán en la banda inferior de potencia en la mayoría de las ocasiones, se considerarán pérdidas de potencia nominal del orden de la mitad de la banda de dispersión dada por el fabricante, esto es, el modelo más desfavorable (en torno al 10% menos del valor ofrecido). No obstante, esta estimación dependerá de cómo funcionen los módulos fotovoltaicos instalados.

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Lorenzo [25] estima que las pérdidas debidas a la temperatura de operación de las células solares suponen típicamente un 6%. Por otra parte, la estimación de la irradiación anual efectiva  $I_{G,a}(\gamma, s)$  que incide sobre los generadores fotovoltaicos comporta tres pasos (ibíd.):

1. La predicción de la irradiación anual incidente sobre una superficie horizontal,  $R_{G,ahor}$ .

Se hace por el procedimiento de suponer que coincide con el valor medio medido históricamente, a lo largo de un número suficiente de años. Son diversas las entidades u organismos que miden la radiación solar y publican los resultados, en forma de atlas o bases de datos que contienen un valor para cada mes del año. Como no podría ser de otra manera, diversos organismos significan diversos procedimientos y diversos resultados, que llegan a ser muy diferentes para algunos meses del año. Afortunadamente, la situación es bastante confortable cuando se trata de valores anuales, ya que las diferencias entre unas fuentes de información y otras no son muy grandes. En realidad, la natural variabilidad e impredecibilidad del clima hace que, en términos estadísticos, no pueda decirse que una fuente de información sea mejor que otra. Por ello, casi lo único que se puede hacer es citar siempre la fuente de datos utilizada o imponer la elección de una determinada.

2. La estimación de la irradiación anual incidente sobre una superficie inclinada de tal manera que maximice la captación de la radiación solar,  $R_{G,a}(s_{opt})$ .

El cálculo de irradiaciones sobre superficies inclinadas, a partir de datos sobre superficie horizontal, es objeto de permanente revisión en el ámbito de los estudiosos de la radiación solar, siendo además varias las aplicaciones informáticas disponibles para llevarlo a cabo. Como consecuencia, existe una gran variedad de métodos y herramientas de cálculo. Sin embargo, casi todas las propuestas conducen a resultados muy parecidos. La expresión simplificada utilizada por Lorenzo [25] (ibíd.) para el cálculo del ángulo óptimo de captación en el hemisferio norte, considerando una superficie de captación orientada hacia el sur, es la siguiente:

$$s_{opt} = 3.7 + 0.69\phi \quad (3.43)$$

Donde  $\phi$  es la latitud geográfica en grados y  $s_{opt}$  es el ángulo óptimo de captación, también en grados. La radiación anual sobre esta superficie óptima se estima como:

$$R_{G,a}(s_{opt}) = R_{G,ahor} / [1 - 4.46 \times 10^{-4} s_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} s_{opt}^2] \quad (3.44)$$

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

3. La estimación de la irradiación anual efectiva incidente sobre la superficie del generador  $R_{G,a}(\gamma, s)$ .

La cara frontal de los módulos fotovoltaicos es un cristal liso que siempre tiene un cierto grado de suciedad, lo que supone pérdidas significativas en la captación de la radiación que incide sobre los mismos con ángulos alejados de la perpendicular. La estructura lisa de los módulos unida al grado de suciedad de sus superficies, hace que los cristales se comporten como espejos y parezcan más sucios cuanto más se los mira de lado. La consideración de este efecto fue abordada por Martín, y sus resultados utilizados por Caamaño para desarrollar la siguiente formulación:

$$[R_{G,a}(\gamma, s)/R_{G,a}(s_{opt})] = g_1(s - s_{opt})^2 + g_2(s - s_{opt}) + g_3 \quad (3.45)$$

Donde:

- $g_i = g_{i1}|\gamma|^2 + g_{i2}|\gamma| + g_{i3}; i = 1, 2, 3$

Siendo  $\gamma$  el acimut (ángulo de desviación respecto al Sur) de la superficie receptora y  $s$  su inclinación respecto de la horizontal, tal y como se muestra en la siguiente Figura:

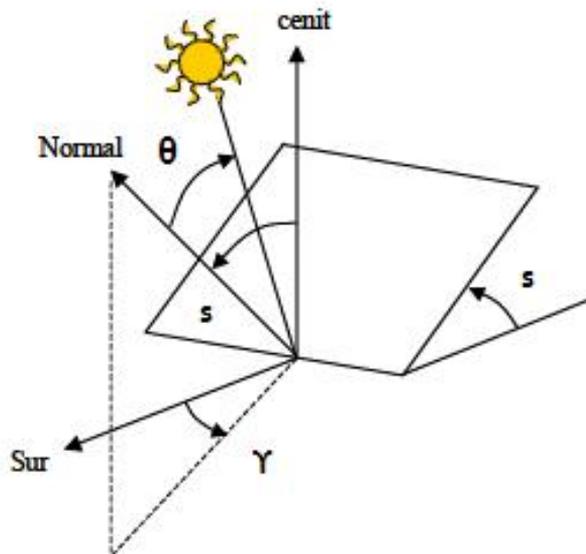


Figura 3.18: Acimut  $\gamma$  e inclinación  $s$  de una superficie receptora (Fuente: Lorenzo, 2002)

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Los valores de los coeficientes  $g_i$  dependen de la suciedad del receptor. A continuación se muestra a modo de ejemplo una Tabla que contiene los valores de los coeficientes para superficies con un grado mediano de suciedad, que se caracteriza por una pérdida de transparencia del 3% en la dirección normal a la superficie.

T <sub>sucio,hor</sub> /T <sub>limpio,hor</sub> = 0.97			
Coefficientes	i=1	i=2	i=3
$g_{1i}$	$8x10^{-9}$	$3.8x10^{-7}$	$-1.218x10^{-4}$
$g_{2i}$	$-4.27x10^{-7}$	$8.2x10^{-6}$	$2.892x10^{-4}$
$g_{3i}$	$-2.5x10^{-5}$	$-1.034x10^{-4}$	0.9314

Tabla 3.4: Coeficientes  $g_{ij}$  utilizados en el caso de un grado de suciedad estándar (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Lorenzo, 2002)

La integración de los generadores fotovoltaicos en según qué tipo de geografías presentará pérdidas potenciales de radiación, no sólo porque las superficies utilizadas difieran en inclinación y orientación de la óptima, sino también porque su entorno geográfico puede hacer que no estén libres de sombras (edificios, chimeneas, árboles, etc.). De hecho, las pérdidas por este concepto suelen ser mayores que las derivadas de la imperfecta orientación. La superposición del horizonte local a un mapa de trayectorias del sol permite determinar directamente el tiempo que el generador permanecerá a la sombra. El cálculo que precisa la traducción de este dato en pérdidas energéticas puede llegar a ser muy laborioso, ya que habría que asociar un contenido energético a cada dirección del cielo, lo que dista de ser evidente.

#### 3.3.2 Configuración del inversor y el conexionado

El inversor es una pieza fundamental del sistema fotovoltaico conectado a la red. El inversor irá directamente conectado al generador fotovoltaico (en su parte DC) a la red eléctrica (en su parte AC). La energía transformada tiene que estar perfectamente sincronizada con la red existente, ya sea de alta, media o baja tensión.

La conversión de corriente continua a corriente alterna no es un proceso ideal, ya que en el inversor, como en cualquier dispositivo eléctrico, habrá pérdidas energéticas que afectarán de forma negativa al rendimiento global de una instalación fotovoltaica. Estas pérdidas se minimizarán si el inversor seleccionado es capaz de cumplir los siguientes requisitos (Calvo [26]):

- Operar en un amplio rango de voltaje DC de entrada.
- Poseer auto-protecciones y seguridad hacia el usuario para evitar accidentes y fallos críticos de funcionamiento.

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

- Regular el voltaje y la frecuencia de salida de forma óptima.
- Proporcionar potencia AC a las cargas o a la red eléctrica con una determinada calidad de suministro.
- Realizar el seguimiento del punto de máxima potencia si están directamente conectados al generador fotovoltaico.
- Operar en un amplio rango de condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa.
- Poseer interfaces con otros controles del sistema, o controlar el sistema.
- Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión a la red.

Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador, el inversor debe seguir el punto de máxima potencia (mediante algoritmos que controlan la tensión de operación del generador fotovoltaico). Además, debe trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas, etc.) y también cumplir determinadas normas de seguridad, tanto para personas y equipos como para la red eléctrica.

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a red, el inversor fotovoltaico también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión, frecuencia de salida y temperatura, así como no afectar a la distorsión armónica de la onda de tensión de la red, la cual ha de cumplir con la normativa vigente, que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente de 5% para una distorsión armónica de la onda de tensión de 2%. Habitualmente, esta distorsión armónica total de la onda de corriente aumenta cuando disminuye la potencia de operación.

También es un requerimiento de la normativa el que los inversores de conexión a red dispongan de aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento galvánico puede ser mediante transformadores de baja frecuencia o mediante transformadores de alta frecuencia. En definitiva, de lo que se trata es de minimizar las pérdidas de seguimiento y conversión DC/AC del inversor ( $L_{SPMP}$  y  $L_{\eta,inv}$ , respectivamente) o, lo que es lo mismo, tener el máximo rendimiento de conversión posible, cumpliendo la normativa vigente.

Otra de las funciones más importantes del inversor es la detección del funcionamiento en “isla”. El efecto “isla” puede ser definido como una situación en la cual todo el sistema de potencia disperso continua suministrando potencia a la red de distribución, aún en el caso de que la potencia de la red haya sido cortada por fallo o mantenimiento. Esto es posible siempre que la potencia real reactiva sea igual a la producción y consumo entre las partes separadas de la red. Cuando la red de distribución pierde potencia, el sistema disperso debe detectar esta pérdida de potencia y desconectar inmediatamente el sistema,

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

evitando así el fenómeno “isla”, el cual, además de peligroso, puede ocasionar daños en la red.

Generalmente, una pérdida de potencia es detectada por bajo voltaje o sobre-corriente en los sistemas de relé. Sin embargo, el efecto “isla” puede presentarse aún con estos parámetros de la red si la entrega de energía de los sistemas distribuidos se equilibra con la carga eléctrica de la línea. Cuando varios sistemas dispersos son conectados a una línea de distribución, la posibilidad de que se presente este fenómeno es más probable que cuando son pocos los sistemas, debido a que la entrega de muchos sistemas aislados puede cambiar ampliamente para acoplarse a la carga conectada a la red. A mayor número de sistemas conectados, más difícil será la detección del comportamiento isla.

Este problema puede ser controlado mediante el inversor. Esta técnica involucra la detección del voltaje o de las variaciones de frecuencia, o un aumento de las armónicas o el monitoreo de la impedancia de la red.

Otro factor a tener en cuenta para un correcto funcionamiento de la instalación es la relación de potencia del inversor con respecto a la del generador, que debe estar entre 0.9 – 1 (la potencia nominal del generador debe ser de hasta un 10% mayor que la potencia nominal del inversor).

Su ubicación también es muy importante. El inversor deberá estar en un espacio frío, que normalmente se consigue mediante un ventilador. Si la temperatura donde se encuentra el inversor es demasiado cálida se perjudica gravemente el rendimiento de la instalación.

Los parámetros que definen la eficiencia de un inversor son los siguientes (ibíd.):

- Eficiencia máxima: Es la mayor eficiencia que puede alcanzar el inversor en condiciones de potencia, tensión y temperatura nominales.
- Eficiencia europea: Puesto que el inversor trabaja muy poco tiempo en las condiciones nominales, se utiliza este parámetro para poder expresar la media de las eficiencias a diferentes potencias de trabajo, dando mayor peso a las eficiencias en las que se suele encontrar más tiempo el inversor fotovoltaico. El valor final se puede expresar mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{euro} = 0.03 \times \eta(5\%) + 0.06 \times \eta(10\%) + 0.13 \times \eta(20\%) + 0.1 \times \eta(30\%) + 0.48 \times \eta(50\%) + 0.2 \times \eta(100\%) \quad (3.46)$$

Donde el índice del porcentaje indica cual es el rendimiento a una potencia de trabajo con dicho porcentaje respecto al máximo. Este parámetro permite comparar rendimientos bajo condiciones de insolación europeas.

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

- Rango de temperaturas de funcionamiento: Es la temperatura máxima a la que puede estar sometido el inversor para que trabaje en el punto de máxima potencia.
- Grado de protección IP: Indica la protección del aparato frente a la entrada de elementos peligrosos (primera cifra) y a partículas de agua (segunda cifra).

Para calcular la eficiencia del inversor se utiliza una expresión polinomial en función de la potencia de entrada,  $P_{DC,SPMP}$ , de la forma (Itusaca et al [27]):

$$\begin{aligned}
 \eta_{inv} &= \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \\
 &= \frac{P_{AC}}{P_{DC,SPMP}} \\
 &= \frac{P_{entrada} - P_{salida}}{P_{entrada}} \\
 &= \frac{P_{DC,SPMP}(1 - L_{\eta,inv})}{P_{DC,SPMP}} \\
 &= \frac{P_{in} - (b_0 + b_1 \cdot P_{in} + b_2 \cdot P_{in}^2)}{P_{in}}
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

Donde  $p_{in} = P_{(DC,SPMP)}/P_{nominal}$ , siendo  $P_{nominal}$  la potencia nominal de salida del inversor;  $b_0$ ,  $b_1$  y  $b_2$  son coeficientes de pérdidas característicos del inversor, que se corresponden con los valores medios o btenidos por Jantsch et al [28] para los coeficientes  $k$  a partir de una muestra representativa de inversores existentes en el mercado ( $k_0 = 0.02$ ,  $k_1 = 0.025$ ,  $k_2 = 0.08$ ).

El rendimiento del inversor ( $\eta_{inv}$ ) es el parámetro más representativo de los inversores. Además de su diseño interno y características constructivas, dicho parámetros viene determinado por la utilización o no de transformador de aislamiento galvánico. En algunos países, la ley obliga a que el inversor tenga aislamiento galvánico (o equivalente) que se puede conseguir mediante la utilización de transformadores de baja frecuencia (LF) o de alta frecuencia (HF). Abella et al [3] estiman que los inversores LF representativos pueden alcanzar rendimientos máximos  $\eta_{inv}$  del 93%, mientras que los inversores HF pueden llegar al 95%. El rendimiento máximo de un inversor sin transformador llega en la actualidad al 97%.

En relación con el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia ( $\eta_{SPMP}$ ) los valores típicos están en el rango del 96% en días despejados al 94% en días con nubes y claros.

Lorenzo [25] estima las pérdidas globales del inversor, estas son, las debidas a la eficiencia de conversión, al seguimiento de máxima potencia, al umbral de arranque, etc.

entre el 15 – 20%, con un valor típico en torno a la mitad de este rango. Por otra parte, las pérdidas debidas a la caída de tensión en el cableado entre el generador y el inversor, a la dispersión de parámetros, etc. se estiman en un 4% adicional.

En definitiva, un valor típico de PR oscilará entre 0.7 – 0.75 según la literatura.

### 3.3.3 Estimación de la producción de una instalación fotovoltaica

Para estimar la producción de una instalación fotovoltaica son necesarios los parámetros de productividad de referencia, productividad del sistema fotovoltaico y productividad final.

La productividad de referencia o “Reference Yield” ( $Y_R$ ) se define como la radiación solar que incide en el plano del generador fotovoltaico ( $R_G$ ) expresada en  $kWh/m^2$ , respecto de la radiación de referencia ( $R^* = 1kW/m^2$ ). Representa un número equivalente de horas a la radiación de referencia. Tiene dimensiones de tiempo y, si la radiación de referencia equivale a  $1kW/m^2$  es la definición de horas solar pico que representa el número de horas que debería estar recibiendo energía del sol para producir el mismo número de kWh en ese día y en un  $m^2$ . Este parámetro define los recursos de radiación solar para el sistema fotovoltaico, es función de la ubicación y la orientación del generador fotovoltaico, representando la variabilidad del clima:

$$Y_R \left[ \frac{kWh}{kW} \right] = \frac{R_G(\gamma, s)}{R^*} \quad (3.48)$$

La productividad del sistema fotovoltaico o “Array Yield” ( $Y_A$ ) se define como la energía producida por el sistema en el punto de máxima potencia ( $E_{MPP}$ ) por unidad de potencia instalada ( $P_{MPP}$ ). Este parámetro tiene dimensiones de tiempo y es equivalente al número de horas de operación del sistema a la potencia nominal para producir los mismos kWh registrados ese día:

$$Y_A \left[ \frac{kWh}{kW} \right] = \frac{E_{MPP}}{P_{MPP}} \quad (3.49)$$

La productividad final o “Final Yield” ( $Y_F$ ) se define como la energía útil producida por el sistema ( $E_{AC,red}$ ) por unidad de potencia instalada ( $P_{MPP}$ ). Representa el número de horas que el sistema fotovoltaico tendrá que funcionar con su potencia nominal para obtener la misma energía eléctrica entregada a la carga. Este parámetro normaliza la energía producida con respecto al tamaño del sistema. En consecuencia, es una manera conveniente de comparar la energía producida por sistemas de distinto tamaño:

$$Y_F \left[ \frac{kWh}{kW} \right] = \frac{E_{AC,red}}{P_{MPP}} \quad (3.50)$$

### CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Así, las pérdidas de captación ( $L_C$ ) y las pérdidas en el resto del sistema ( $L_{BOS}$ ) quedan definidas, respectivamente, como:

$$L_C = \frac{Y_A}{Y_R} \quad (3.51)$$

$$L_{BOS} = \frac{Y_F}{Y_A} \quad (3.52)$$

El rendimiento energético global del sistema es la relación de la energía producida y la teóricamente disponible. Este valor es independiente de la localidad y el tamaño del sistema e indica las pérdidas totales en relación a la temperatura de los módulos, utilización ineficiente de la radiación disponible y falta de eficiencia de los componentes del sistema. Se calcula típicamente por mes o anualmente y los valores calculados para intervalos pequeños diarios o semanales sirven para identificar fallos en los dispositivos. Debido a las pérdidas de temperatura, los valores de PR son mayores en invierno que en verano.

De esta forma, el rendimiento global de la instalación o "Performance Ratio" (PR) se calcula como:

$$PR = L_C \cdot L_{BOS} = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E_{AC,red} / P_{MPP}}{R_G(\gamma, s) / R^*} \quad (3.53)$$

Y la energía producida se estima como:

$$E_{AC,red} = P_{MPP} \frac{R_G(\gamma, s)}{R^*} PR \quad (3.54)$$

En la mayoría de las instalaciones, PR se estima entre 0.6 y 0.8 durante el invierno y el verano, respectivamente.

## Capítulo 4

# Modelo de diseño de instalación fotovoltaicas en carreteras

### 4.1 Caracterización del mapa de Red de Carreteras del Estado

Una vez elaborado el mapa que cuantifica la radiación solar hay que generar un mapa de la red de carreteras que transcurren sobre su dominio geográfico. De esta forma, los puntos y tramos de una carretera favorables para la explotación fotovoltaica serán aquellos que intercedan con las zonas de máxima radiación.

En una herramienta GIS se pueden cargar dos tipos de formato: ráster y vectorial. El formato ráster se utiliza para generar mapas de gran extensión, en los que la información geográfica se representa mediante la unión de celdillas de atributos. Por el contrario, el formato vectorial se utiliza para la elaboración de mapas a partir de la construcción de puntos, líneas y polígonos en los que la información geográfica se ajusta mejor a la realidad que representa. Este formato se utiliza para la representación de poblaciones, infraestructuras del transporte, ríos, parcelas, etc.

Para representar la Red Nacional de Carreteras del término peninsular de España se utiliza una capa vectorial de líneas, obtenida a través de la base de datos del Instituto Geográfico Nacional. Esta información tiene una resolución espacial de 200 metros (al igual que la de los mapas altimétricos utilizados para generar el mapa de radiación solar) y su formato es ESRI shapefile (.shp). Únicamente se contemplarán las Autopistas, Autovías, Carreteras Nacionales y Carreteras Autonómicas.

Una vez adquirido el mapa de carreteras, hay que revisar la zona de dominio público asignada a cada tipo de vía para la construcción de infraestructuras fotovoltaicas. Esta información se dispone en el BOE (núm. 228, pág. 29249) y estipula lo siguiente: “Son de dominio público los terrenos ocupados por las carreteras estatales y sus elementos funcionales, y una franja de terreno de ocho metros de anchura en autopistas, autovías

y vías rápidas, y de tres metros en el resto de las carreteras, a cada lado de la vía, medidas en horizontal y perpendicularmente al eje de la misma, desde la arista exterior de la explanación.”

Con esta información, se crea un nuevo atributo en el archivo para conocer la zona de dominio público de cada carretera contenida en el mapa. El valor de este atributo será igual a 8 para Autopistas y Autovías; e igual a 3 para Carreteras Nacionales y Autonómicas.

Una vez hecho esto, se cargan la capa vectorial de carreteras y la capa ráster de radiación en un mismo archivo de mapas para implementar el algoritmo de selección de zonas idóneas para la explotación fotovoltaica.

## 4.2 Modelo de configuración

Los dos parámetros utilizados para configurar la instalación de un módulo fotovoltaico son:

- Ángulo de orientación (o ángulo de acimut), definido como el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea perpendicular a la superficie de captación del módulo con respecto a la línea cardinal que une el norte con el sur.
- Ángulo de inclinación, definido como el ángulo que forma la superficie de captación del módulo con respecto a la superficie terrestre, o lo que es lo mismo, el ángulo entre la línea perpendicular a la superficie de captación del módulo y la línea de cenit.

Estos parámetros se corresponden con los grados de libertad que tiene la superficie de captación de un módulo fotovoltaico. En función del grado de automatización del panel, se pueden distinguir tres tipos de módulos fotovoltaicos:

- Módulos FV de dos grados de libertad: Se pueden automatizar para que la superficie de captación siga la trayectoria del Sol ajustando sus grados de orientación e inclinación en tiempo real.
- Módulos FV de un grado de libertad: Se pueden automatizar para que la superficie de captación siga la trayectoria del Sol ajustando su inclinación en tiempo real en función de la altura a la que se encuentre el Sol sobre el horizonte.
- Módulos FV fijos: No son automatizables una vez que se fijan sus ángulos de orientación e inclinación.

Los módulos FV de dos grados de libertad son los que generan más energía a lo largo de una franja de tiempo determinada, pero son los más caros. Dependiendo de la extensión disponible, la zona geográfica y las condiciones climáticas y atmosféricas, una ins-

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

talación fotovoltaica de módulos fijos puede conseguir una mayor generación al mismo coste que una instalación de módulos automatizables.

Únicamente se contempla el estudio de instalaciones fotovoltaicas de módulos fijos. La configuración de módulos fotovoltaicos de superficie fija se basa en ajustar los ángulos de orientación e inclinación de forma que los rayos solares incidan lo más perpendicularmente posible sobre el panel durante el mayor tiempo posible durante el día.

El modelo de configuración de una instalación fotovoltaica emplazada en una carretera determinada debe estimar de forma satisfactoria los siguientes parámetros:

- Posición geográfica de los módulos FV en coordenadas UTM Huso 30.
- Ángulo de inclinación de los módulos FV que maximiza la captación solar.
- Ángulo de acimut de los módulos FV que maximiza la captación solar.
- Cantidad de radiación solar que incide sobre el módulo FV expresada en vatio hora por metro cuadrado y por día. Este parámetro es un atributo de la capa ráster de radiación solar.
- Cantidad de energía convertida por el módulo FV en función de su potencia nominal, expresada en vatio hora por día.

Para implementar el algoritmo son necesarias la capa ráster de radiación solar y la capa vectorial de red de carreteras que circulan por su término geográfico. Estas capas son los parámetros de entrada del modelo. El parámetro de salida es una capa vectorial de puntos que transcurren por la carretera seleccionada y tienen como atributos los parámetros de diseño definidos anteriormente.

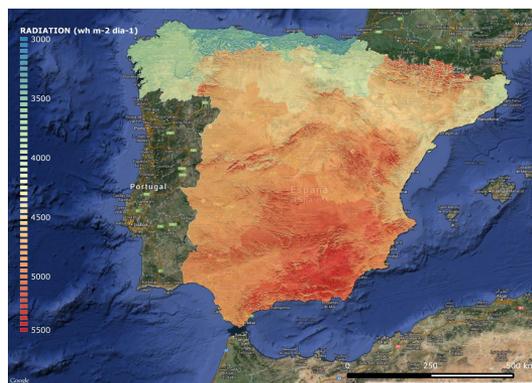


Figura 4.1: Modelo de potencial fotovoltaico (Fuente: Elaboración propia)

El algoritmo se compone de los siguientes pasos:

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

1. Sobre una herramienta GIS, cargar el modelo de potencial fotovoltaico (mapa de radiación solar) y la capa vectorial de la red de carreteras inscritas en su dominio. En este caso, dicho dominio está referido al término peninsular de España y a las carreteras de la Red del Estado, como se muestra en la siguiente Figura:

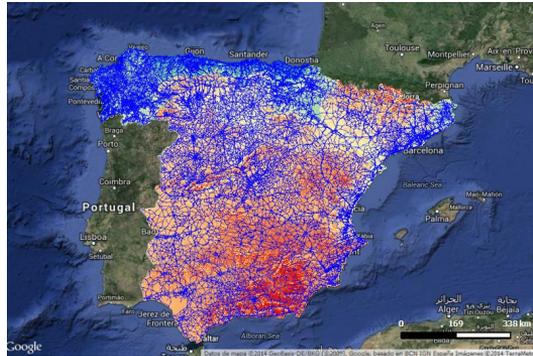


Figura 4.2: Capa de carreteras de la Red de Carreteras del Estado y modelo de potencial fotovoltaico (Fuente: Elaboración propia)

2. De entre todas las carreteras que componen la red viaria, seleccionar únicamente la carretera de estudio una vez que el usuario introduzca su nombre en un cuadro de texto.
3. Convertir la línea que conforma la carretera de estudio en una capa vectorial de puntos que transcurra sobre su trazado. Se generará como mínimo un punto por cada 100 metros de carretera. Se establece esta distancia al ser la mitad de la resolución del ráster de radiación para asegurar que, como mínimo, habrá un punto dentro de cada píxel del ráster.
4. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa al nivel de radiación solar que incide sobre la superficie terrestre en esa zona geográfica. Este atributo se obtiene a partir de la capa ráster de radiación solar.
5. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa a sus coordenadas geográficas (latitud y longitud) considerando la proyección UTM de huso 30.
6. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa al ángulo de inclinación que tiene que tener un módulo FV para maximizar la captación solar. Este atributo se obtiene a partir de la formulación de Chang [19]:

$$s = (0.764 \times \phi) + 2.14 \quad (4.1)$$

Donde  $\phi$  es la latitud del punto generado.

7. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa al ángulo de orientación que tiene que tener un módulo FV para maximizar la captación solar. Por defecto, se considera que el punto se encuentra en el Hemisferio Norte y que la máxima captación solar se consigue con el módulo FV orientado hacia el Sur Geográfico.
8. Calcular la radiación global que incide sobre un módulo fotovoltaico instalado en el punto de estudio con los ángulos de inclinación y orientación calculados en 6 y 7, respectivamente (Lorenzo [25]):

$$R_{G,365}(\gamma, s) = \frac{R_{G,365hor}}{[1 - 4.46 \times 10^{-4} s_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} s_{opt}^2]} \quad (4.2)$$

9. Aplicar un método de ajuste heurístico para reajustar los ángulos de inclinación y orientación por si fuera posible incrementar la radiación que incide sobre el módulo fotovoltaico. Este método consiste en ajustar en primer lugar el ángulo de orientación con respecto al Sur Geográfico para, posteriormente, ajustar el ángulo de inclinación.

El método de ajuste sigue el proceso representado en el siguiente diagrama de flujo:

CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

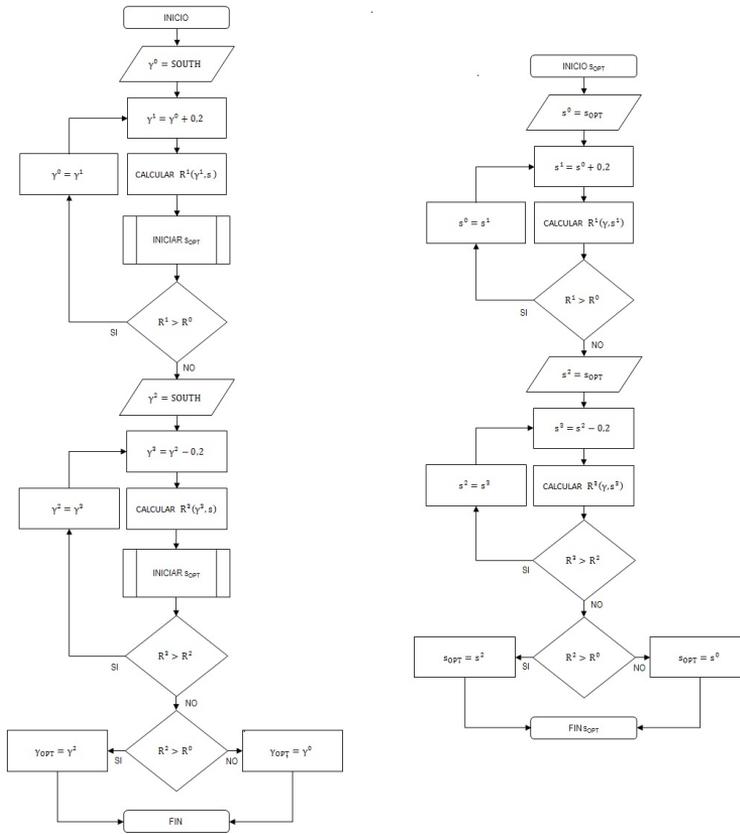


Figura 4.3: Proceso de ajuste de los ángulos de orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico para maximizar la cantidad de radiación absorbida (Fuente: Elaboración propia)

- Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa a la energía generada por un módulo FV.

La energía generada por un módulo FV se calcula como:

$$E_{FV} \left[ \frac{Wh}{dia} \right] = R_G \times \eta_{FV} \times A_{FV} \quad (4.3)$$

Donde  $R_G$  es la radiación global (expresada en  $Wh * m^{-2} * dia^{-1}$ ) que incide sobre el módulo;  $\eta_{FV}$  es la eficiencia del módulo FV, normalmente comprendida entre el 14 y el 20% para módulos de silicio cristalino; y  $A_{FV}$  es el área de la superficie de captación del módulo FV.

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

La energía generada por un módulo fotovoltaico depende de su eficiencia de conversión y del área de su superficie de captación. Normalmente, los módulos fotovoltaicos se comercializan en función de su potencia de pico, que se define como la potencia que puede generar bajo condiciones estándares de temperatura y masa de aire de  $25^{\circ}\text{C}$  y 1.5, respectivamente, y cuando incide una radiación solar de  $100\text{w} * \text{m}^{-2}$  sobre su superficie. Dicho de otro modo, la potencia de pico de un módulo solar se calcula como:

$$P_{MPP}[W] = R^* \times \eta_{FV} \times A_{FV} = 1000 \left( \frac{W}{m^2} \right) \times \eta_{FV} \times A_{FV} \quad (4.4)$$

Así pues, resulta mucho más práctico calcular la energía generada por un módulo fotovoltaico en función de su potencia pico y no en función de su eficiencia y su área. De esta forma:

$$E_{FV} \left[ \frac{Wh}{dia} \right] = \frac{R_G \times P_{MPP}}{R^*} \quad (4.5)$$

Añadiendo el factor PR a la Ecuación anterior se estima la cantidad de energía suministrada a la red eléctrica, quedando:

$$E_{AC,red} \left[ \frac{Wh}{dia} \right] = \frac{R_G \times P_{MPP}}{R^*} \times PR \quad (4.6)$$

Como la elección del módulo fotovoltaico no se contempla en el presente estudio, para cada punto de la carretera se añadirán siete atributos para cuantificar la energía generada por un módulo en función de su potencia pico. El cálculo se efectuará para valores de potencia pico de  $P_{MPP} = (240, 250, 260, 270, 280, 290, 300, 310)$ , que se corresponden con los módulos más comercializados actualmente.

El resultado del algoritmo es una capa vectorial de puntos que transcurren por el recorrido de la carretera de estudio cuyos atributos informan del potencial de generación fotovoltaica para unas coordenadas específicas.

La información generada puede resultar visualmente más accesible si se aplica un espectro de colores a los puntos generados en función del nivel de radiación solar. De esta forma se identificarán las zonas más favorables para la explotación fotovoltaica sólo con visualizar la carretera, sin tener que acceder a los atributos de la capa de puntos generada. La capa de puntos generada se discretiza conforme a una banda de colores, de forma que los puntos de mayor potencial fotovoltaico se representan en tonalidades cálidas (rojo, naranja y amarillo) y los de menor potencial en tonalidades frías (azul, verde y morado).

A modo de resumen:

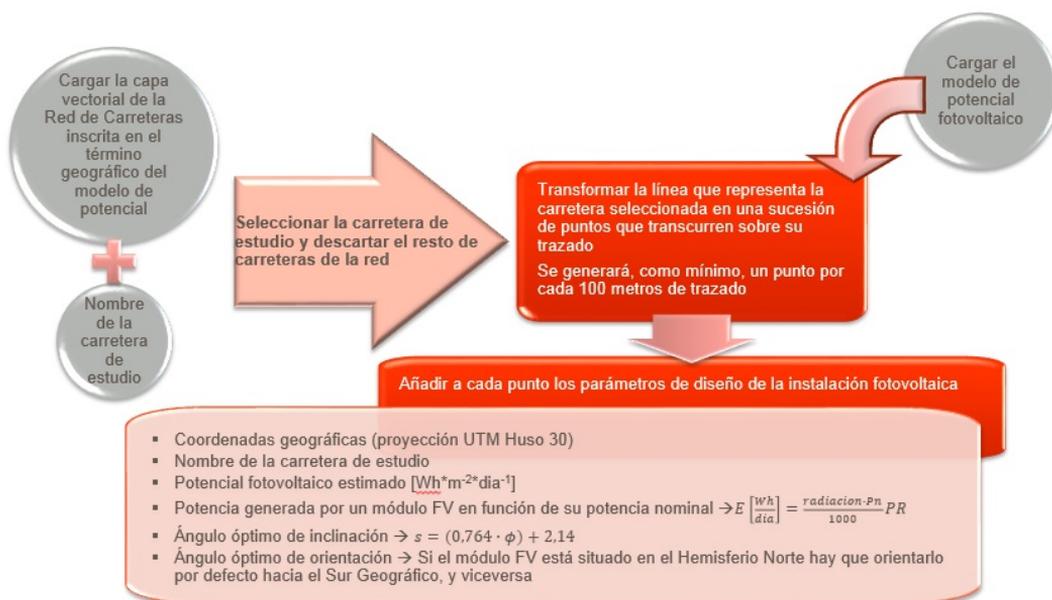


Figura 4.4: Algoritmo de diseño de instalaciones FV en carreteras (Fuente: Elaboración propia)

Para agilizar los cálculos, se ha considerado que  $PR \rightarrow 0.7$ , ya que este parámetro suele tomar valores en torno a 0.6 en invierno y 0.8 en verano.

### 4.3 Implementación del modelo en GI

El algoritmo diseñado se ejecuta a través de un script de Python utilizando herramientas GIS, con el objetivo de que los geo-procesos se computen de forma automática cuando el usuario introduzca en el programa el nombre de la carretera o las carreteras de estudio.

A continuación se muestran tres ejemplos de aplicación del modelo. Las carreteras estudiadas son la A-127 a su paso por Castiliscar (Zaragoza), la A-394 a su paso por Utrera (Sevilla) y la CM-4013 a su paso por Argés (Toledo). Las tres son Carreteras Autonómicas. Cada punto procesado almacena los parámetros definidos en el apartado anterior. Si se pincha en uno de ellos, se abrirá un cuadro con la relación de atributos, tal y como se observa en las siguientes Figuras:ç

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

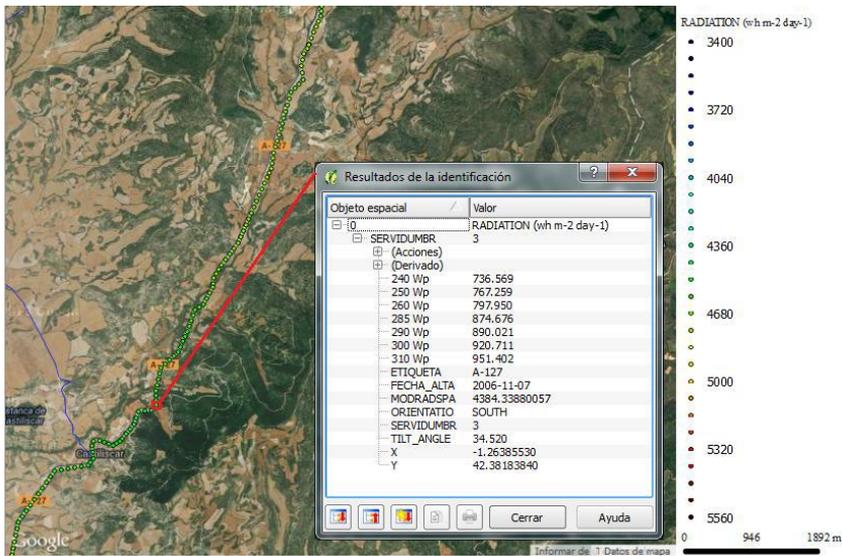


Figura 4.5: Modelo de parámetros de diseño de instalación para la carretera A-127 a su paso por Castiliscar (Zaragoza) (Fuente: Elaboración propia)

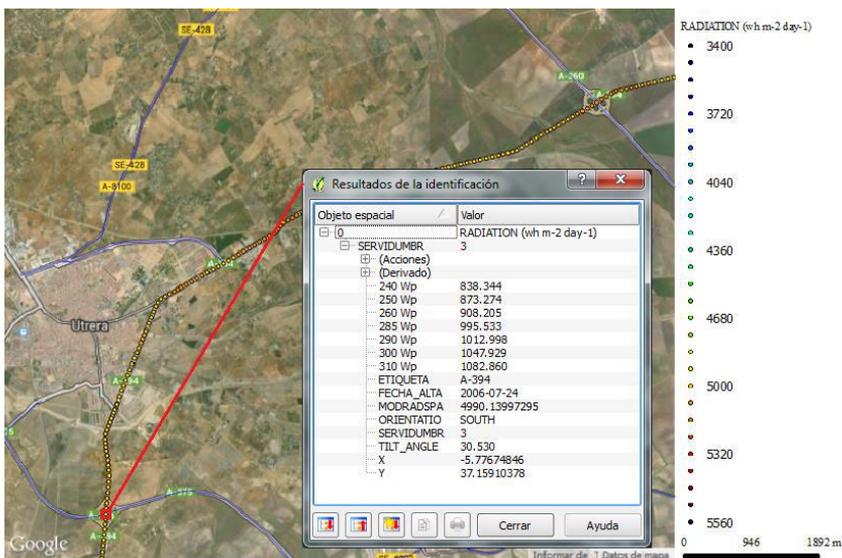


Figura 4.6: Modelo de parámetros de diseño de instalación para la carretera A-394 a su paso por Utrera (Sevilla) (Fuente: Elaboración propia)

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

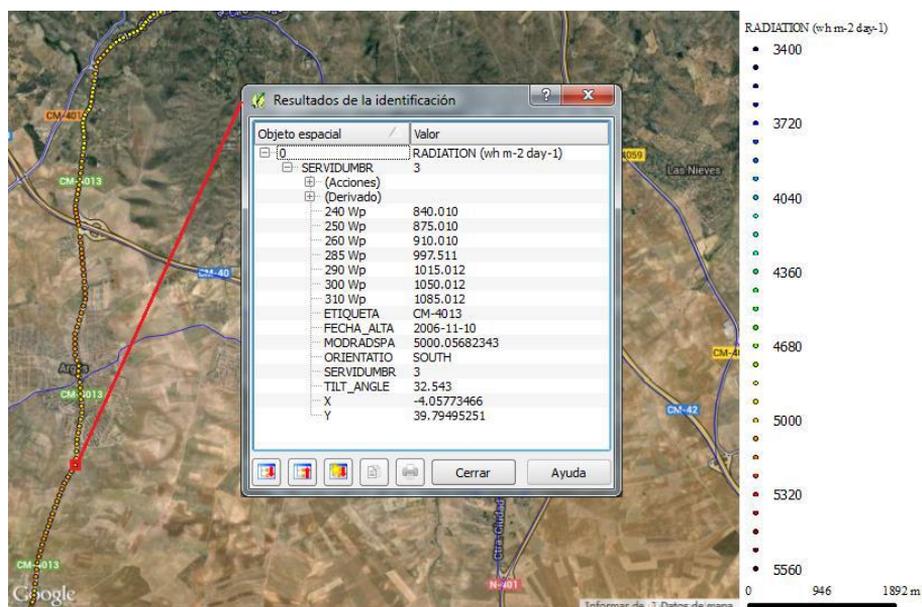


Figura 4.7: Modelo de parámetros de diseño de instalación para la carretera CM-4013 a su paso por Argés (Toledo) (Fuente: Elaboración propia)

Para los puntos estudiados se observa que la inclinación óptima que han de tener los módulos es inferior a  $35^\circ$  y la producción de energía fotovoltaica es muy alta debido al alto nivel de radiación que incide sobre la Península Ibérica.

España es un país con unas condiciones climatológicas muy aptas para la producción fotovoltaica, y las carreteras españolas constituyen tramos estratégicos para el aprovechamiento de este tipo de energía. El suministro energético de los dispositivos eléctricos y electrónicos instalados en carreteras, como instalaciones de alumbrado, paneles de información variable, etc. podría efectuarse mediante la energía solar disponible en la propia carretera, e igualmente se podrían autogestionar energéticamente las obras públicas y las construcciones de nuevas carreteras sin la necesidad de instalar generadores externos. Así mismo, se podría abrir una vía de flujo bidireccional de energía entre las instalaciones implementadas a lo largo de la carretera y la red eléctrica, de forma que se inyectase energía desde los generadores fotovoltaicos a la red en los intervalos de mayor generación fotovoltaica y viceversa, en los intervalos de menor generación.

#### 4.4 Herramientas de cálculo para la integración de instalaciones de energía renovable en carreteras

Uno de los principales objetivos de este estudio radica en el diseño de una arquitectura de red de distribución de energías renovables en las infraestructuras del transporte, de forma que las necesidades energéticas de la infraestructura queden cubiertas mediante el aprovechamiento de los recursos naturales de la misma. Partiendo desde esta premisa, hay que desarrollar un nuevo proceso de optimización para automatizar el diseño de una red de distribución en la que se integren de forma satisfactoria los recursos renovables disponibles en el dominio de las infraestructuras del transporte. En concreto, se ha desarrollado un modelo de diseño de red distribuida particularizado para los sistemas fotovoltaicos cuyo algoritmo puede extrapolarse para cualquier energía renovable. Este algoritmo se encarga de decidir de forma automática los puntos de instalación de módulos fotovoltaicos para satisfacer una demanda energética específica al menor coste posible. En concreto, selecciona los puntos o tramos de una carretera en los que es necesaria la instalación de módulos fotovoltaicos, cuántos módulos hay que poner por cada punto de instalación y qué potencia nominal debe tener cada uno para cubrir la demanda energética.

El algoritmo que se ha desarrollado se plantea como un problema de optimización lineal cuya función objetivo consiste en minimizar el coste, tanto energético como económico, de la instalación fotovoltaica. Se parte de uno o varios tramos de una carretera en los que existe una demanda de energía determinada. Tras aplicar el modelo de optimización de los parámetros de diseño de la instalación fotovoltaica sobre la carretera de estudio se genera una capa de puntos que transcurren sobre su trazado. Esta capa está constituida por un número  $N$  de puntos que, entre otros parámetros, guardan información sobre la máxima cantidad de energía que puede generar un módulo fotovoltaico en función de su potencia nominal. Con esta información, el objetivo es elaborar un algoritmo para estimar la situación y el número de módulos fotovoltaicos que hay que disponer a lo largo de los tramos donde existe demanda energética para satisfacerla de la forma más económica y eficiente posible.

La función objetivo es minimizar el coste de la instalación. Asumiendo que dicho coste depende fundamentalmente del coste de los módulos fotovoltaicos, la función objetivo tendrá la forma:

$$\text{Minimizar} \quad Z = \sum_{i=1}^N c \cdot n_i \quad (4.7)$$

Donde  $N$  es el número total de puntos que conforman el tramo de estudio;  $c$  es el coste de cada módulo fotovoltaico instalado en el punto  $i$ , que es un dato conocido; y

CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN  
CARRETERAS

$n_i$  es el número de módulos instalados en el punto  $i$ , que son las variables a calcular. El coeficiente  $c$  aúna en un mismo término el coste económico y el coste energético de un módulo fotovoltaico en función de sus características.

No obstante, se puede considerar la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos de distinta potencia a lo largo de la carretera, por lo que la F.O. (función objetivo) quedaría como:

$$\text{Minimizar} \quad Z = \sum_{i=1}^N [c_{p_1} \cdot n_{i,p_1} + c_{p_2} \cdot n_{i,p_2} + c_{p_3} \cdot n_{i,p_3} + \dots] \quad (4.8)$$

O bien:

$$\text{Minimizar} \quad Z = \sum_{i=1}^N \sum_{p \in conj} c_p \cdot n_{i,p}, p \in conj = (p_{min}, \dots, p_{max}) \quad (4.9)$$

Donde  $p \in conj = (p_{min}, \dots, p_{max})$  se refiere a la potencia nominal del módulo fotovoltaico instalado que, para el modelo de configuración de los parámetros de diseño, sería:  $p \in conj = (p_{min}, \dots, p_{max}) = (240, 250, 260, 285, 290, 300, 310W_p)$

La primera restricción que hay que satisfacer es que la energía total instalada ha de ser igual a la energía demandada, lo que matemáticamente se traduce como:

$$\sum_{i=1}^N E_i \cdot n_i = E_T \quad (4.10)$$

Donde  $E_i$  es la máxima energía generada por un módulo fotovoltaico de potencia nominal  $p$  en el punto  $i$ ; y  $E_T$  es la energía de diseño de la instalación.

En este caso, también se puede contemplar la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos de distinta potencia a lo largo de la carretera. Además, una función de optimización con restricciones del tipo “=” puede no tener solución, por lo que conviene relajar la restricción introduciendo variables de holgura, o lo que es lo mismo, cambiarla a una restricción del tipo “ $\geq$ ” para que, como mínimo, la potencia generada sea mayor a la potencia de diseño. De esta forma, la Ecuación 4-10 quedaría como:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{p \in conj} E_{i,p} \cdot n_{i,p} \geq E_T; p \in conj = (p_{min}, \dots, p_{max}) \quad (4.11)$$

Donde  $E_{i,p}$  es la energía generada por un módulo fotovoltaico de potencia  $p$  instalado en el punto  $i$ . Este parámetro se obtiene a partir del Modelo de diseño de los parámetros de la instalación FV.

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

La segunda restricción que hay que imponer está relacionada con el hecho de que es físicamente imposible instalar un número infinito de módulos fotovoltaicos en un mismo punto de la carretera. Cuando se aplica el algoritmo de optimización de los parámetros de diseño de una instalación se redefine la carretera como una sucesión de puntos asociados a un potencial fotovoltaico determinado. Dos puntos sucesivos están separados por una distancia de 100 metros entre sí, por lo que la instalación de un módulo fotovoltaico podría realizarse físicamente a lo largo de los 100 metros de carretera asociados al punto de estudio. Como el mapa de radiación solar que se utiliza tiene una resolución de  $200 \times 200$  metros cuadrados, el módulo fotovoltaico generará la misma cantidad de energía a lo largo de esos 100 metros de carretera, independientemente de dónde se instale.

Asumiendo que en un radio de 3 metros sólo puede instalarse un módulo fotovoltaico y considerando una distancia de dominio público de 8 metros para autopistas y autovías y de 3 metros para el resto de carreteras, se considera que el número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar por punto es de:

- 120 módulos por punto para autopistas y autovías, con una configuración de 2 filas de 30 módulos fotovoltaicos a ambos lados de la vía.
- 60 módulos por punto para el resto de carreteras, con una configuración de 1 fila de 30 módulos fotovoltaicos a ambos lados de la vía.

Igualmente, asumiendo que en un mismo punto se pueden instalar módulos de distinta potencia nominal, la segunda restricción queda como:

$$\sum_{p \in conj} n_{i,p} \leq X_i; p \in conj = p_{min}, \dots, p_{max} \quad (4.12)$$

Donde  $X_i$  toma un valor de 120 para autopistas y autovías y de 60 para el resto de carreteras. En el problema habrá tantas restricciones 3.5 como puntos haya.

La última restricción tiene que ver con el tipo de problema de optimización a resolver. En este caso, las variables a calcular son los números de módulos fotovoltaicos de potencia  $p$  que hay que colocar por cada punto de la carretera, por lo que éstas tienen que ser positivas y enteras. Esto se traduce como:

$$n_{i,p}, p \in conj = p_{min}, \dots, p_{max}, \forall i \in [1, N] \quad (4.13)$$

El número de variables del problema será igual al número de puntos en los que se haya dividido la carretera multiplicado por el número de tipos de módulos fotovoltaicos (potencias nominales) que se consideren.

Con esto, el problema de optimización lineal quedará de la forma:

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

*Problema de optimización lineal para automatizar el diseño de la instalación fotovoltaica:*

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^N \sum_{p \in \text{conj}} c_i \cdot n_{i,p}; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max})$$

$$\text{Sujeto a } \sum_{i=1}^N \sum_{p \in \text{conj}} E_{i,p} \cdot n_{i,p} \geq E_T; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max}); \forall i \in [1, N]$$

$$\sum_{p \in \text{conj}} n_{i,p} \leq X_i; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max}); \forall i \in [1, N]$$

$$n_{i,p} \geq 0; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max})$$

El problema de optimización lineal que se ha diseñado únicamente es válido para configurar una instalación en un tramo de una carretera asumiendo que la energía fotovoltaica disponible en ese tramo es suficiente como para satisfacer la demanda energética. No obstante, a la hora de abordar el diseño de una instalación fotovoltaica a lo largo de un tramo de una carretera pueden ocurrir tres casos distintos:

- a) Que la energía fotovoltaica disponible en el tramo de estudio sea suficiente como para satisfacer la demanda energética y que la instalación en ese tramo sea la opción más económica posible.
- b) Que la energía fotovoltaica disponible en el tramo de estudio sea suficiente como para satisfacer la demanda energética, pero que exista una opción más económica en un tramo de la carretera distinto al tramo donde existe la demanda (debido a que tenga un mayor potencial de explotación fotovoltaica). En este caso, habría que instalar los módulos fotovoltaicos en este nuevo tramo y transportar la energía producida hasta el punto de demanda, asumiendo un coste adicional para cuantificar las pérdidas de transporte.
- c) Que la energía fotovoltaica disponible en el tramo de estudio no sea suficiente como para satisfacer la demanda energética. En este caso, habría que instalar los módulos fotovoltaicos en otros tramos de la carretera y transportar la energía producida hasta el punto de demanda, asumiendo un coste adicional para cuantificar las pérdidas de transporte.

Teniendo en cuenta estas tres posibilidades, hay que modificar el planteamiento del problema de optimización. Para ello, se va a considerar una carretera de  $N$  puntos totales en la que existe una demanda energética para un tramo continuo de puntos definido desde el punto A hasta el punto B. Si se diera el caso a), el problema quedaría resuelto mediante el planteamiento anterior de la forma:

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

$$\text{Minimizar } \sum_{i=A}^B \sum_{p \in \text{conj}} c_i \cdot n_{i,p}; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max})$$

$$\text{Suje } a \sum_{i=A}^B \sum_{p \in \text{conj}} E_{i,p} \cdot n_{i,p} \geq E_T; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max}); \forall i \in [1, N]$$

$$\sum_{p \in \text{conj}} n_{i,p} \leq X_i; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max}); \forall i \in [1, N]$$

$$n_{i,p} \geq 0; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max})$$

No obstante, pueden darse los casos b) o c). Para ilustrar estos casos se va a utilizar la siguiente Figura, en la que se ha aplicado el Modelo de diseño de los parámetros de una instalación fotovoltaica en la Autovía A-376 que une Utrera con Sevilla.

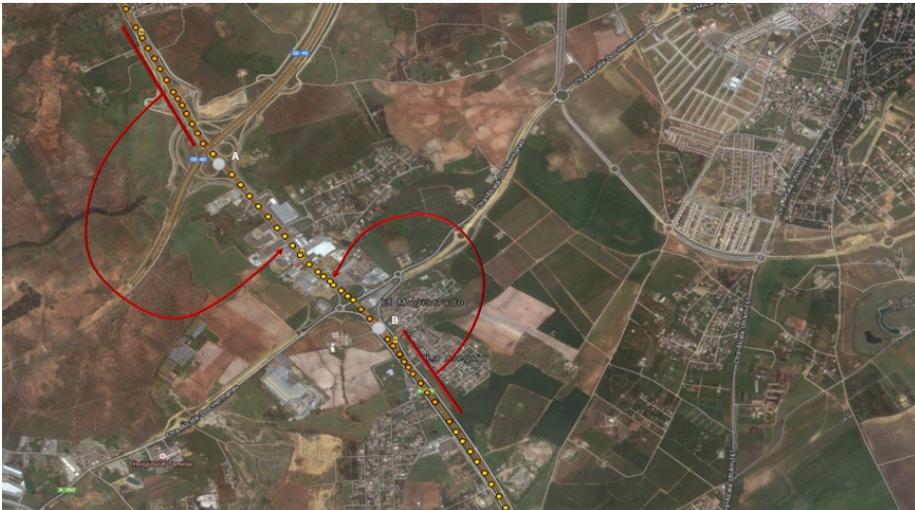


Figura 4.8: Modelo de diseño de los parámetros de una instalación fotovoltaica a lo largo de la Autovía A-376 (Fuente: Elaboración propia)

En la Figura anterior se ha supuesto la necesidad de implementar una serie de módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda energética diaria de una serie de dispositivos eléctricos instalados a lo largo del tramo A-B. Sin embargo, los puntos pertenecientes a los tramos contiguos tienen un potencial fotovoltaico mayor, por lo que la instalación de los módulos en estos puntos puede ser más económica y eficiente que una instalación en los puntos del tramo A-B. Para garantizar que el resultado del problema se corresponde con la opción más económica y eficiente posible sin tener en cuenta el caso de estudio correspondiente, es necesario modificar el problema de optimización. Para ello hay que modificar la F.O. (4–9), considerando no sólo los puntos del tramo de demanda, sino los N puntos de la carretera, pero aplicando un factor de pérdidas  $t$  que variará en función de

CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN  
CARRETERAS

lo alejado que esté el punto de estudio del punto de demanda. De esta forma, los puntos pertenecientes a los tramos de la carretera donde exista demanda energética tendrán un factor de pérdida  $t = 1$ , mientras que el resto de puntos tendrán un factor de pérdida  $t \geq 1$ . De esta forma, la F.O. quedaría:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{i=A}^B [c_{p_{\min}} n_{i,p_{\min}} + \dots + c_{p_{\max}} n_{i,p_{\max}}] + [t_{B+1} c_{p_{\min}} n_{B+1,p_{\min}} \\ + \dots + t_{B+1} c_{p_{\max}} n_{B+1,p_{\max}} + \dots + t_N c_{p_{\min}} n_{N,p_{\min}} + \dots + t_N c_{p_{\max}} n_{N,p_{\max}}] + [t_1 c_{p_{\min}} n_{1,p_{\min}} \\ + \dots + t_1 c_{p_{\max}} n_{1,p_{\max}} + \dots + t_{A-1} c_{p_{\max}} n_{A-1,p_{\max}}] \quad (4.14) \end{aligned}$$

Donde:

- $t_{B+1} < t_{B+2} < \dots < t_N$
- $t_1 < t_2 < \dots < t_{A-1}$
- $t_{B+1} = t_{A-1}; t_{B+2} = t_{A-2}; t_{B+3} = t_{A-3} \dots \rightarrow t_{B+j} = t_{A-j}$

O bien:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i=1}^{A-1} \sum_{p \in \text{conj}} t_i c_p n_{i,p} + \sum_{i=A}^B \sum_{p \in \text{conj}} c_p n_{i,p} + \sum_{i=B+1}^N \sum_{p \in \text{conj}} t_i c_p n_{i,p} \quad (4.15)$$

Las restricciones no se modifican, por lo que el problema queda:

Problema de optimización lineal para automatizar el diseño de la instalación fotovoltaica

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i=1}^{A-1} \sum_{p \in \text{conj}} t_i c_p n_{i,p} + \sum_{i=A}^B \sum_{p \in \text{conj}} c_p n_{i,p} + \sum_{i=B+1}^N \sum_{p \in \text{conj}} t_i c_p n_{i,p}; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max})$$

$$\text{Sujeto a} \quad \sum_{i=1}^N \sum_{p \in \text{conj}} E_{i,p} \cdot n_{i,p} \geq E_T; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max})$$

$$\sum_{p \in \text{conj}} n_{i,p} \leq X_i; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max}); \forall i \in [1, N]$$

$$t_{B+j} = t_{A-j}$$

$$n_{i,p} \geq 0; p \in \text{conj} = (p_{\min}, \dots, p_{\max}); \forall i \in [1, N]$$

Por último, se aplica un factor de seguridad al coeficiente ET para asegurar que se cumpla la demanda energética por si existiese alguna dispersión entre los valores de producción estimados y los reales. Para ello, se divide el coeficiente ET por 0.9, lo que equivale a una dispersión del 10%.

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

Para completar el planteamiento del problema hay que estimar los valores de los coeficientes  $c_p$  y  $t_i$ . La estimación de los coeficientes  $c_p$  se lleva a cabo a partir de un estudio de mercado de los módulos fotovoltaicos comercializados actualmente. Cada fabricante comercializa distintos tipos de módulos, clasificados según su arquitectura y su potencia nominal. El precio de venta de los módulos fotovoltaicos depende principalmente de estas dos características y, en menor medida, del fabricante. A continuación se muestra una Tabla en la que se comparan los costes comerciales de distintos módulos voltaicos en función del fabricante, la potencia nominal y la arquitectura

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

MARCA	MODELO	ARQUITECTURA	POW (Wp)	PVPC (Wp)
SOLARWORLD	2230802P. SOLARWORLD SW 230	MONOCRISTALINO	230	316
SOLARWORLD	2235230P. SOLARWORLD SW 230 T	POLICRISTALINO	230	323
SOLARWORLD	2230803P. SOLARWORLD SW 235	MONOCRISTALINO	235	330
SOLARWORLD	2235235P. SOLARWORLD SW 235 T	POLICRISTALINO	235	316
SOLARWORLD	2230804P. SOLARWORLD SW 240	MONOCRISTALINO	240	323
SOLARWORLD	2235240P. SOLARWORLD SW 240 T	POLICRISTALINO	240	330
REC	2239035P. POLIC. REC 230PE 20V	POLICRISTALINO	230	294
REC	2239040P. POLIC. REC 235PE 20V	POLICRISTALINO	235	300
REC	2239041P. POLIC. REC 240PE 20V	POLICRISTALINO	240	307
REC	2239043P. POLIC. REC 245PE 20V	POLICRISTALINO	245	314
REC	2239045P. POLIC. REC 245PE 20V	POLICRISTALINO	250	320
KYOCERA	2240235P. POLIC. KD235GH-2PB	POLICRISTALINO	235	410
KYOCERA	2240240P. POLIC. KD240GH-2PB	POLICRISTALINO	240	422
KYOCERA	2240245P. POLIC. KD245GH-2PB	POLICRISTALINO	245	439
SCHOTT	2240027P. POLIC. SCHOTT	POLICRISTALINO	230	327
SCHOTT	2240028P. POLIC. SCHOTT	POLICRISTALINO	235	247
SCHOTT	2240030P. POLIC. SCHOTT	POLICRISTALINO	240	260
SCHOTT	2240035P. POLIC. SCHOTT	POLICRISTALINO	245	274
SCHOTT	2240054P. SCHOTT - Black	MONOCRISTALINO	250	347
SCHOTT	2240060P. SCHOTT	MONOCRISTALINO	260	290
SCHOTT	2240062P. SCHOTT	MONOCRISTALINO	265	304
HYUNDAI	2243000P. POLIC. HYUNDAI	POLICRISTALINO	230	279
HYUNDAI	2243005P. POLIC. HYUNDAI	POLICRISTALINO	235	284
HYUNDAI	2243050P. MONO. HYUNDAI	MONOCRISTALINO	245	296
HYUNDAI	2243055P. MONO. HYUNDAI	MONOCRISTALINO	250	303

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

SCHÜCCO	2240040P SCHÜCCO MPE235 PS09	POLICRISTALINO	235	251
SCHÜCCO	2240042P SCHÜCCO MPE240 PS09	POLICRISTALINO	240	260
SCHÜCCO	2240044P SCHÜCCO MPE245 PS09	POLICRISTALINO	245	266
ATERSA	A-240P	POLICRISTALINO	240	307
ATERSA	A-245P	POLICRISTALINO	245	33
ATERSA	A-250P	POLICRISTALINO	250	330
ATERSA	A-290P	POLICRISTALINO	290	359
ATERSA	A-295P	POLICRISTALINO	295	371
ATERSA	A-300P	POLICRISTALINO	300	390
ATERSA	A-250M	MONOCRISTALINO	250	365
ATERSA	A-255M	MONOCRISTALINO	255	377
ATERSA	A-260M	MONOCRISTALINO	260	390
YINGLI SOLAR	Panda 245 Series	MONOCRISTALINO	245	370
YINGLI SOLAR	Panda 250 Series	MONOCRISTALINO	250	376
YINGLI SOLAR	Panda 255 Series	MONOCRISTALINO	255	382
YINGLI SOLAR	Panda 260 Series	MONOCRISTALINO	260	388
YINGLI SOLAR	Panda 265 Series	MONOCRISTALINO	265	395
YINGLI SOLAR	Panda 270 Series	MONOCRISTALINO	270	401
SOLARIA	S5M155	MONOCRISTALINO	255	206
SOLARIA	S5M160	MONOCRISTALINO	260	211
SOLARIA	S5M165	MONOCRISTALINO	265	216
SOLARIA	S5M30	MONOCRISTALINO	270	222
SOLARIA	S5M35	MONOCRISTALINO	275	228
SOLARIA	S6-P2G225	POLICRISTALINO	225	280
SOLARIA	S6-P2G230	POLICRISTALINO	230	285
SOLARIA	S6-P2G235	POLICRISTALINO	235	291
SOLARIA	S6-P2G240	POLICRISTALINO	240	296
SOLARIA	S6-P2G245	POLICRISTALINO	245	302
SOLARIA	S6-P2G250	POLICRISTALINO	250	307
JINKO SOLAR	JKM265M-96	MONOCRISTALINO	255	403
JINKO SOLAR	JKM265M-96	MONOCRISTALINO	260	410
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 235	MONOCRISTALINO	235	322
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 240	MONOCRISTALINO	240	328
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 245	MONOCRISTALINO	245	333
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 250	MONOCRISTALINO	250	339
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 285	MONOCRISTALINO	285	377
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 290	MONOCRISTALINO	290	382
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 295	MONOCRISTALINO	295	388
CANADIAN SOLAR	CS6P-M 300	MONOCRISTALINO	300	393

Tabla 4.1: Precio de comercialización de distintos módulos fotovoltaicos en función de su fabricante, potencia nominal y arquitectura de fabricación (Fuente: Elaboración propia)

A continuación se muestran dos figuras que representan la nube de puntos POW-PVP para los módulos monocristalinos y policristalinos estudiados, respectivamente. En ambos casos se ha calculado la recta de regresión POW-PVP para estudiar la dependencia del

precio del módulo con respecto a su potencia nominal. Si se tienen en cuenta todos los puntos, tanto los pertenecientes a los módulos monocristalinos como a los policristalinos, la recta de tendencia es la que se muestra a continuación:

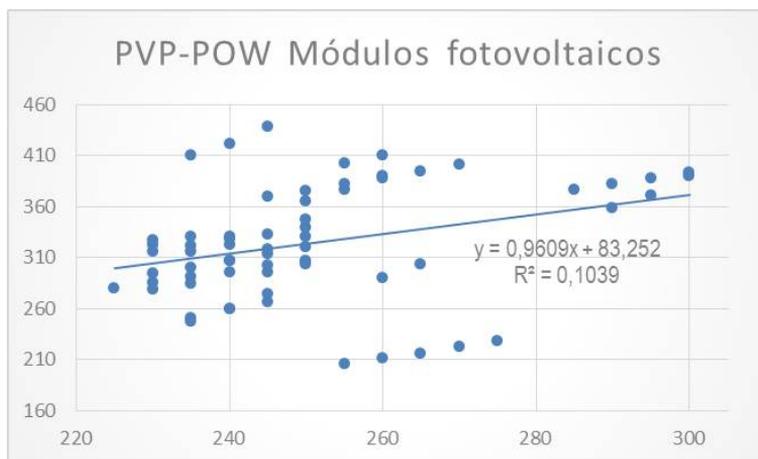


Figura 4.9: Gráfica PVP (POW) de módulos fotovoltaicos (Fuente: Elaboración propia)

En la Figura anterior se muestra la dispersión de puntos que se han tomado de muestra para analizar la variación del precio de los módulos fotovoltaicos en función de la potencia nominal. Existen puntos alejados de la recta de regresión debido a que cada fabricante decide el precio de venta de sus módulos fotovoltaicos. Así, por ejemplo, un módulo de 250 Wp de potencia nominal tiene un coste económico que oscilar desde los 300€ hasta los 380€. Para el cálculo de los coeficientes  $c_p$  se va a considerar la ecuación de la recta representada en la Figura 4-9 además de un pequeño porcentaje debido al coste energético que implicaría utilizar un tipo de módulo u otro. Esto es:

$$COSTE = 0.9609POW + 83.252 \approx 0.96POW + 84 \quad (4.16)$$

A partir de esta ecuación se calculan los coeficientes  $c_p$  asociando a cada coste un peso determinado. De esta forma, se tiene que:

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

3	COSTE	CP
240	314	1
250	323	11
260	333	21
285	357	46
290	362	51
300	372	61
310	381	71

Tabla 4.2: Costes y coeficientes cP de los módulos fotovoltaicos en función de su potencia nominal (Fuente: Elaboración propia)

A las ventajas intrínsecas de la energía solar fotovoltaica como un método limpio y seguro para producir la electricidad requerida por la demanda, hay que sumar las derivadas de consumir la electricidad en el mismo sitio en el que se produce, ya que se puede desperdiciar hasta el 10% de la energía debido a las pérdidas en el transporte. Las pérdidas eléctricas que se manifiestan en las redes de transmisión y distribución de un sistema eléctrico de potencia, se presentan debido al paso de la corriente eléctrica por los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico: conductores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos. Estas pérdidas se manifiestan físicamente en forma de calor y pueden ser cuantificadas mediante la siguiente formulación:

$$Perdidas = I^2 \cdot R \cdot t \quad (4.17)$$

Donde I es la corriente (en amperios) que circula por el conductor y R es su resistencia (en ohmios). Las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica dependen de los siguientes factores:

- Nivel de tensión. Cuanto mayor sea el voltaje, asumiendo que la carga tiene el mismo valor para las diferentes alternativas, la corriente sería menor, por lo cual las pérdidas serían menores.
- Conductor. La resistencia del conductor es directamente proporcional a las pérdidas del sistema.
- Longitud de la línea. La resistencia del conductor depende de su longitud. Es importante establecer un equilibrio económico entre el coste, la capacidad del conductor y las pérdidas al momento de seleccionar el tamaño del conductor más adecuado.
- Factor de potencia. El factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) y es indicativo de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica. Un bajo factor de potencia exige una mayor

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

corriente en las líneas eléctricas con las consecuentes caídas excesivas del nivel de voltaje y mayores pérdidas.

Según lo expuesto y a partir de la ecuación anterior se deduce que las pérdidas de transporte son directamente proporcionales a la longitud del conductor. Como cada punto ni está a una distancia de 100 metros del anterior, se considera que:

$$t_{B+1} = t_{A-1}; t_{B+2} = t_{A-2}; t_{B+3} = t_{A-3} = 3... \quad (4.18)$$

En definitiva:

$$t_{B+i} = t_{A-i} = i \quad (4.19)$$

Una vez definido el problema de optimización que se propone para la gestión energética de carreteras, los algoritmos matemáticos utilizados para su resolución se implementan sobre un script en lenguaje Python utilizando librerías de optimización lineal y funciones GIS. En concreto, se han utilizado los paquetes de librerías matemáticas CVXOPT, LAPACK Y ATLAS. De esta forma, cuando el usuario define la zona de interés de la carretera sobre un mapa ráster e introduce la cantidad de energía demandada que se quiere satisfacer, el problema de optimización se ejecuta automáticamente y se realizan las iteraciones necesarias hasta llegar a la solución óptima. El resultado es una nueva capa vectorial de puntos conformes al tramo de la carretera definido, en la que se indica el número necesario de módulos fotovoltaicos de potencia P que se tienen que instalar en cada punto para satisfacer la demanda al menor coste energético y económico posible. A continuación se van a ilustrar los procedimientos definidos mediante un ejemplo de aplicación para 9.5 km de trazado de la recién construida Autovía SE-40, en concreto para el tramo que va desde el punto de intersección con la A-92 hasta el punto de intersección con la N-IV (Autovía del Sur). Si se aplica el modelo de optimización de los parámetros de diseño sobre el tramo seleccionado se obtiene la capa de puntos mostrada a continuación, en la que al pinchar sobre cada uno de los puntos se abre un cuadro de diálogo que informa sobre la energía producida por un hipotético módulo FV de potencia P instalado en un radio de 50 m.

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

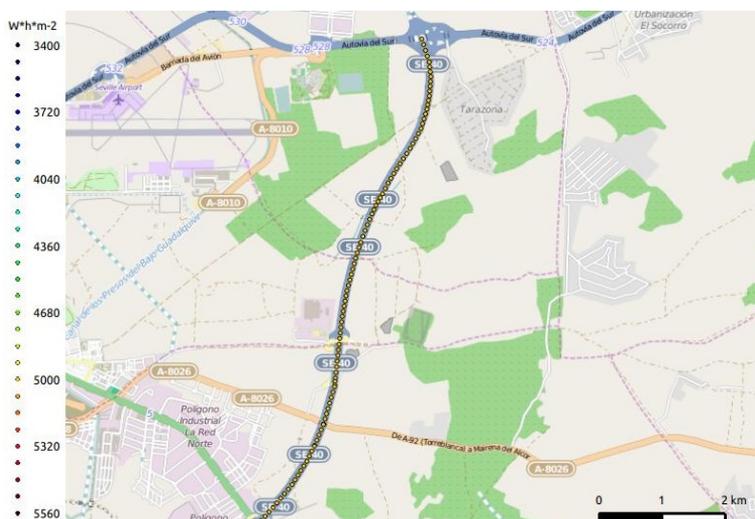


Figura 4.10: Modelo de parámetros de diseño aplicado en un tramo de la SE-40 (Fuente: Elaboración propia)

En cuanto a los consumos de referencia, a título de ejemplo, si se consideran las carreteras de la Red de Interés General del Estado (R.I.G.E.) en la provincia de Sevilla con un total de 386 km, se obtiene un consumo mensual medio aproximado de 1050 kWh/km. Por otro lado, si se analiza la Red Autonómica de Carreteras de Andalucía y en concreto la denominada Zona Oeste del Área Metropolitana de Sevilla, con un total de 270 km y que incluye el “Falso Túnel de San Juan de Aznalfarache” construido en la Autovía A-8058 (longitud de 200 m.), se obtiene un consumo mensual medio aproximado de 800 kWh/km. En dicha zona los equipos de alumbrado dispuestos actualmente tienen una potencia instalada total cercana a los 550 kW, existiendo también 58 semáforos con dispositivos leds, 25 paneles direccionales luminosos y 10 unidades de señalización dinámica (entre ellos 2 PMV). Así mismo, es preciso hacer constar que los consumos indicados no incluyen, salvo en los casos de los túneles, los valores relativos a los Paneles de Mensajes Variables (PMV) en pódicos ni a las Instalaciones de Control y Vigilancia del Tráfico, por ser competencia de la Dirección General de Tráfico (DGT). En este caso se va a considerar una demanda energética de 1050 kWh/km al mes, que equivalen a 34520.55 Wh/km al día. Así, para un tramo de 9.5 km de carretera se tiene una demanda total de aproximadamente 327945 Wh al día. La Autovía SE-40 transcurre en su totalidad por zona rural, por lo que se va a considerar que se pueden instalar un máximo de 100 módulos FV por cada punto de la capa (50 módulos a cada lado de la Autovía por cada 100 metros de carretera). Cuando se ejecuta el script, el resultado es una capa de puntos, superpuestos a los puntos obtenidos a partir del modelo de parámetros de diseño, en los que se guarda el número de módulos FV de potencias nominales  $P = (240, 250, 260, 285, 290, 300, 310 W p)$  que hay que instalar para

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

satisfacer la demanda. Cuando el usuario haga clic en cualquiera de los puntos generados se abrirá un cuadro de información con los siguientes parámetros:

- ETIQUETA - - Nombre de la carretera que contiene al punto.
- NuOfFV 240 - - Número de módulos FV de 240 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV 250 - - Número de módulos FV de 250 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV 260 - - Número de módulos FV de 260 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV 285 - - Número de módulos FV de 285 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV 290 - - Número de módulos FV de 290 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV 300 - - Número de módulos FV de 300 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV 310 - - Número de módulos FV de 310 Wp que hay que instalar.
- NuOfFV TOT - - Número total de módulos FV (este parámetro es la suma de los anteriores).
- RADIATION - - Incidencia diaria de radiación global sobre el punto ( $Wh * m^{-2}$ ).
- X - - Coordenada de longitud en proyección WGS 84 Pseudo Mercator.
- Y - - Coordenada de latitud en proyección WGS 84 Pseudo Mercator.

A continuación se muestra la capa de puntos generada tras aplicar el algoritmo de optimización en la Autovía SE-40:

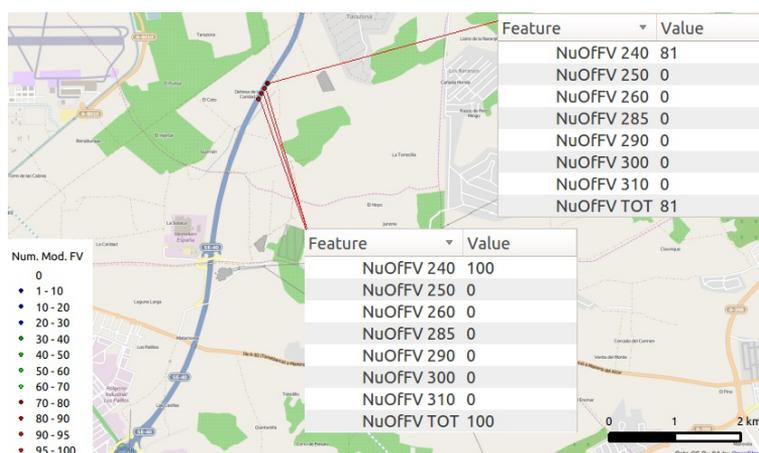


Figura 4.11: Modelo de optimización aplicado en un tramo de la SE-40 (Fuente: Elaboración propia)

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

La demanda energética diaria es de 327945 Wh. Este valor se divide por un coeficiente de seguridad de 0.9, lo que equivale a un total diario de 364383.33 Wh. La instalación óptima es la que se muestra en la Figura 4-11 y los parámetros de la instalación son:

Feat.	Radiación (Wh m-2)	Longitud	Latitud	Número de Módulos FV	Inclinación	Energía Módulo (Wh)	Energía Total (Wh)
1	4979.35	-5.848962716	37.4121946450	81 de 240 Wp	30.723	957.158	77529.798
2	4980.34	-5.849483868	37.41115130600	100 de 240 Wp	30.722	957.344	95734.4
3	4980.78	-5.850005010	37.4108314720	100 de 240 Wp	30.722	957.425	95742.5
4	4979.91	-5.850495238	37.4100560940	100 de 240 Wp	30.721	957.252	95725.2
Energía Total (Wh)						364731.898	
Energía Demandada (Wh)						327945	
Energía Demandada * 0.9 (Wh)						364383.33	

Tabla 4.3: Instalación FV óptima para el tramo de Autovía SE-40 seleccionado (Fuente: Elaboración propia)

Para facilitar la legibilidad de los resultados, se crea un nuevo estilo de capa y se aplica a los puntos generados de forma que éstos se visualicen de un color específico en función de la cantidad total de módulos instalados. Así, se mostrarán de color azul aquellos puntos que tengan instalados de 1 a 30 módulos FV, de color verde los puntos que tengan instalados de 30 a 70 módulos, de color rojo los puntos que tengan instalados de 70 a 100 módulos y no se mostraran aquellos puntos que no tengan módulos instalados. El problema de optimización lineal propuesto no sólo sirve para optimizar instalaciones fotovoltaicas a lo largo de una carretera, sino que puede utilizarse para optimizar el rendimiento de distribución de los recursos renovables y regular el flujo de energía en función de la curva de demanda energética. Además, el modelo de optimización no tiene por qué estar ligado exclusivamente a la generación fotovoltaica, ya que puede aplicarse a cualquier forma de distribución energética siempre que se conozcan los niveles de generación en cada punto de aplicación. Siendo conocidos los valores de generación fotovoltaica en cada punto a lo largo de uno o varios tramos de una carretera, se puede optimizar el diseño de una instalación fotovoltaica mediante un problema de optimización lineal en función de la demanda energética que se quiera satisfacer. Esta optimización se puede hacer aún más efectiva si se considera que la demanda energética no es constante a lo largo del tiempo, aumentando el rendimiento de generación mediante la regulación automática del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en función de la variación de la curva de carga. En definitiva, se trataría de aplicar el problema de optimización lineal cada vez que se al-

## CAPÍTULO 4. MODELO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICAS EN CARRETERAS

tere la demanda, aumentando o disminuyendo el nivel de generación y redistribuyendo el flujo energético en tiempo real. La principal ventaja del algoritmo diseñado es que no sólo funciona con la energía fotovoltaica, sino que sirve para cualquier fuente de generación siempre y cuando se conozca la cantidad de energía producida en cada punto de aplicación. Teniendo la capa vectorial de puntos de generación del tramo de la carretera en el que se quiera hacer la optimización puede ejecutarse el script desarrollado. Igualmente, podría realizarse la optimización considerando la posibilidad de instalar múltiples sistemas de generación cuyo funcionamiento venga regulado en función de ajustar la producción energética conforme a la curva de demanda para maximizar el rendimiento energético.

## Capítulo 5

# Modelo de diagnóstico de red

### 5.1 Modelo de análisis y diagnóstico de red para sistemas distribuidos

En este apartado se desarrolla un modelo de análisis para el diagnóstico de la red de generación y distribución de energías renovables en las infraestructuras del transporte. Mediante este modelo de análisis será posible localizar un fallo de funcionamiento en cualquier punto de la red, identificarlo dentro del abanico de técnicas de generación integradas en el punto donde se ha producido el fallo, aislar el dispositivo que ha fallado para ejercer las correspondientes tareas de reparación y mantenimiento y, finalmente, reconfigurar el funcionamiento del resto de los dispositivos de la red con el objetivo de redirigir el flujo energético para reajustar la curva de generación en el menor tiempo posible. El modelo de análisis que se propone se basa en comparar los parámetros reales de generación de cada dispositivo que se encuentre en funcionamiento con los parámetros teóricos de generación estimados en los modelos de potencial desarrollados por cada una de las empresas del consorcio, de forma que cuando se detecte una bajada brusca o un pico de generación que se aleje considerablemente de los parámetros de estimación, se proceda a ejercer de forma automática el protocolo de actuación correspondiente para redirigir el flujo energético desde otras fuentes de generación hasta el punto de consumo sin que se altere la curva de producción. A partir del modelo de optimización de generación eléctrica en infraestructuras del transporte desarrollado en el capítulo anterior, se establecen los protocolos de generación y distribución de energías renovables para satisfacer una demanda eléctrica al mínimo coste en puntos concretos de la infraestructura e intervalos de tiempo determinados. Mediante esta herramienta se puede programar la utilización de los recursos renovables en tiempo real, activando o desactivando el funcionamiento de los puntos de generación implicados en la producción según la curva de demanda. No obstante, ésta opción no es recomendable ya que se producirían cortes en el

suministro de electricidad durante el tiempo que tardase el sistema en reconfigurar la red en el caso de fallos en la generación o en la distribución. Por ello, el modelo de generación, distribución, análisis y actuación constaría de los siguientes procesos:

1. Estimar la demanda energética para la zona de estudio durante un período de tiempo determinado.
2. Gestionar la producción y distribución energética mediante el modelo de optimización de la red durante un período de tiempo anterior al de consumo para satisfacer la demanda estimada en el primer punto.
3. Generar la producción programada durante el período de tiempo definido en el segundo punto y almacenar la energía. Aplicar el modelo de diagnóstico durante el proceso de generación para reconfigurar el funcionamiento de los dispositivos y ajustar la curva de producción en función de los recursos renovables disponibles en el caso de que hubiese algún tipo de fallo durante la generación. En este caso no habría cortes de electricidad ya que la energía aún no ha sido suministrada.
4. Suministrar la energía almacenada conforme a la demanda energética en cada punto de estudio durante el período de tiempo determinado en el primer punto.

Si se aplica el modelo propuesto, cualquier fallo de generación se corrige antes del suministro eléctrico. Las tareas de generación y gestión de la distribución eléctrica se ejecutarían de forma automática a partir de los datos de estimación obtenidos de los modelos de potencial energético de los recursos renovables en infraestructuras del transporte. Los datos de estimación estarían almacenados en múltiples bases de datos clasificadas en función de la potencialidad energética y del tipo de energía renovable utilizada para la producción. Estos datos teóricos, junto con el valor de la producción energética deseada, se utilizarían como parámetros de entrada del modelo de optimización. Los parámetros de entrada del modelo de análisis y diagnóstico serían los valores reales de producción energética obtenidos por cada punto de generación de la infraestructura. En el caso de que hubiese algún tipo de fallo en el sistema de generación, volvería a aplicarse el modelo de optimización tomando como parámetros de entrada los datos de estimación de los puntos restantes a los utilizados o a los que han reportado el error y la producción deseada inicial menos la producción satisfecha hasta el fallo del dispositivo. Este proceso se realizará de forma iterativa hasta que se satisfaga el total de producción energética deseada. Se considerará que hay un fallo de funcionamiento cuando suceda lo siguiente:

- Fallo eléctrico o mecánico en el sistema de generación.
- La energía generada por un dispositivo es considerablemente menor a la energía estimada. Este hecho no tiene por qué tener asociado un fallo en el dispositivo, sino

porque las condiciones ambientales no sean las idóneas durante un momento determinado en el proceso de generación. Por ejemplo, en un día nublado se generará mucha menos energía fotovoltaica que en un día soleado. Debido a que la instalación de los dispositivos de generación se realiza en función de los modelos de potencial, es de suponer que este suceso ocurra en raras ocasiones.

Los múltiples modelos de estimación del potencial energético, el modelo de optimización de la instalación y el almacenamiento de los parámetros energéticos (reales y estimados) se integrarán en una única herramienta (Figura 5–1) para agilizar las tareas de gestión, distribución y mantenimiento de la red, y monitorizar en tiempo real los parámetros de control de la infraestructura, así como el valor de los parámetros de entrada y salida en cada punto de la carretera. Cuando la producción real de energía sea menor que la estimación se vuelve a aplicar el modelo de optimización para reajustar la configuración de la red distribuida; no obstante, de forma paralela hay que analizar por qué la energía generada no alcanzó las cotas de producción estimadas para diagnosticar el fallo, y clasificarlo en función de si ocurrió debido a un mal funcionamiento de la red o debido a que las condiciones atmosféricas y ambientales no fueron las óptimas durante la generación.

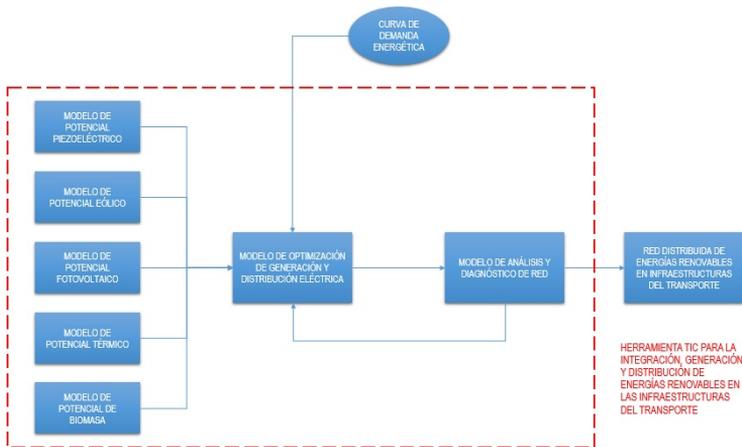


Figura 5.1: Herramienta para la integración, generación y distribución de energías renovables en las infraestructuras del transporte (Fuente: Elaboración propia)

Una vez planteado el modelo de forma general, se van a definir las acciones de análisis y diagnóstico que se van a desarrollar para detectar los posibles fallos de funcionamiento. Aunque un fallo en un dispositivo no signifique la caída del suministro (debido a que el proceso de generación se reajusta antes de la distribución de energía), conviene aplicar los protocolos de actuación ante fallos lo más rápido posible para que todos los elementos de la red vuelvan a estar operativos lo antes posible. Antes de decidir que estrategias se van

a utilizar, conviene hacer un estudio sobre los métodos que se utilizan actualmente y los nuevos modelos propuestos por la comunidad científica con vistas a implementarlos en las instalaciones de nueva creación. La supervisión y el diagnóstico de fallos permiten que las redes de transporte de energía eléctrica tengan una mayor seguridad, confiabilidad y flexibilidad en su operación. Tradicionalmente los operadores de los centros de control de las compañías eléctricas han sido responsables de la interpretación de los mensajes de alarma provenientes de los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) con el fin de determinar la condición de la red de transporte. No obstante, la cantidad de alarmas que llegan al centro de control es demasiado elevada como para que el operador sea capaz de reconocerlas y ubicarlas de forma rápida para entender cuál es el problema de la red y tomar decisiones sobre cómo actuar al respecto. Existen varios inconvenientes que hacen complicado el diagnóstico de los fallos mediante la interpretación por parte del operador del centro del control de un conjunto masivo de alarmas, siendo los más relevantes los siguientes (Flores Novelo, 2013):

- La cantidad enorme de mensajes de alarma que se pueden generar en situaciones extremas. El gran número de alarmas que pueden suceder en una red de transporte de energía eléctrica hace que el problema sea incontrolable para el operador en determinadas situaciones.
- La incertidumbre de la información que llega a los centros de control. Existe mucha información en los mensajes de alarma que no está siempre disponible. Existe pérdida de información entre el momento en que ocurre el fallo y el instante en el que alcanza al sistema de diagnóstico. Las fuentes más comunes de incertidumbre son: fallo de interruptores, fallo de relevadores de protección, errores de transmisión y la secuencia de los tiempos de las alarmas que llegan al sistema de diagnóstico y que no necesariamente se corresponden con la secuencia de tiempos bajo la que operó el sistema de protección.
- La posibilidad de fallos simultáneos. Puede suceder que las alarmas que llegan al sistema de diagnóstico sean debidas a disturbios simultáneos que no tienen relación entre sí. Es difícil determinar si un conjunto de alarmas se corresponden a disturbios diferentes o están relacionadas.
- El pronto restablecimiento de los componentes aislados. Mientras más rápido se diagnostique el fallo más rápido se evitará la degradación de la red de transporte debida a la desconexión de otras zonas del sistema, la salida masiva de consumidores y, en algunos casos, la desconexión parcial o total del sistema de energía eléctrica.

Los objetivos fundamentales de un sistema de diagnóstico de fallos se pueden resumir como sigue (Flores Novelo, 2013):

- Analizar exclusivamente las alarmas necesarias involucradas en forma directa sobre el componente fallido.
  - Estado de interruptores.
  - Operación de protecciones.
- Identificar de forma precisa la posible ubicación del fallo mediante la combinación operativa del estado de interruptores y el abanderamiento de relevadores por la operación de diferentes esquemas de protección. Combinación operativa directamente relacionada al componente fallido.
- Explicar en forma detallada los eventos relacionados al componente fallido.
  - Apertura correcta e incorrecta de interruptores.
  - Operación correcta e incorrecta de esquemas de protección.
  - Determinación del tipo de fallo.

Las acciones de supervisión y diagnóstico de fallos basadas en conocimiento se han desarrollado bajo el marco de dos grandes categorías: (i) métodos basados en el monitoreo de la información y (ii) métodos basados en el modelo. Los métodos basados en el monitoreo de la información obtienen el estado del sistema y los relacionan con las condiciones de fallos implementados previamente para proporcionar un diagnóstico (Pradhan et al [29]). Los métodos basados en el modelo representan la estructura y funciones de un relevador simulando las condiciones de fallos y proporcionando un diagnóstico mediante la comparación de los resultados de la simulación con la información monitoreada del estado de los interruptores y relevadores de protección de la red (Yongli et al [30]), (Zhang et al [31]), (Hartstein et al [32]), (Zhang et al [33]), (Guo et al [34]).

Muchos modelos de diagnóstico se basan en redes bayesianas y redes neuronales para localizar y reconocer fallos en la red eléctrica mediante la concatenación de una serie de probabilidades de que ocurran ciertas incidencias. Leite et al [35] proponen un sistema de detección de fallos y diagnóstico en tiempo real para máquinas eléctricas. Los cambios en la dinámica del sistema debido a un fallo se detectan utilizando modelos no lineales; es decir, funciones no lineales de las variables medibles. La base de la detección de fallos y del sistema de diagnóstico radica en las redes neuronales artificiales y en una nueva estructura de red neuronal diseñada para recopilar información de los datos de entrada. Igualmente, con este sistema también se corrigen las dificultades que se encuentran comúnmente en la práctica, como el desequilibrio de tensión, el ruido en la medición y las cargas variables. Debido a que las falsas alarmas se reducen considerablemente y el sistema es robusto a variaciones de los parámetros, se consigue un alto rendimiento de detección y diagnóstico durante las fases de testeo y aprendizaje del sistema. Flores Novelo (2013) aborda la solución de dos problemas relacionados de forma

directa al diagnóstico de fallos de redes de transporte de energía eléctrica mediante técnicas de inteligencia artificial, específicamente las implementadas mediante estructuras neuronales artificiales. El primero derivado de la complicación que surge en el diagnóstico de fallos simples y múltiples, al considerar la cantidad enorme de alarmas que se generan ante un evento provenientes del sistema SCADA, donde muchas de ellas no están directamente relacionadas al componente fallido, así como también el considerar el crecimiento topológico de la red eléctrica. El segundo derivado de la pérdida en algunos casos de información relevante proveniente del sistema SCADA (estado de interruptores y/o relevadores primarios), dando como consecuencia la emisión de un diagnóstico no confiable. Respecto al primer problema, se plantea una metodología de diseño para el diagnóstico de fallos mediante estructuras neuronales genéricas, una por cada tipo de componente que conforma a la red de transporte (línea de transporte, transformador, barra), tomando en cuenta exclusivamente las alarmas de los estados de los interruptores y relevadores primarios y/o de respaldo de cada componente. El método propuesto proporciona el diagnóstico tanto para fallos simples como múltiples, independientemente de la cantidad de alarmas generadas, así como del tamaño de la red; no requiere de un configurador de red y es factible de ser utilizado por los operadores de los centros de control. Respecto al segundo problema se plantea una metodología de diseño mediante estructuras neuronales artificiales tomando en cuenta las señales analógicas y espectros de frecuencia de las corrientes y tensiones de fallo típicos de una línea de transporte, las cuales son obtenidas a partir de simulaciones. El método propuesto proporciona el diagnóstico de la línea de transporte, el cual es combinado con el diagnóstico emitido previamente (estado lógico de interruptores y relevadores), con la finalidad de hacer más confiable el diagnóstico emitido.

Por otra parte, Lima et al [36] desarrollan un sistema inteligente llamado “filtro de paso normal” para generar una base de datos de perturbaciones en los sistemas de distribución eléctrica. Este es un sistema que tiene como objetivo extraer ejemplos de perturbaciones reales a partir de mediciones de tensión y corriente realizadas mediante el sistema SCADA. Este filtro está basado en la selección negativa de los sistemas inmunológicos artificiales. El algoritmo de selección negativa de un sistema inmunológico se utiliza para determinar la presencia de anomalías. Si se detecta una anomalía el sistema registra la señal anormal en una base de datos. Esta base de datos es un conjunto de ejemplos de perturbación (armónicos, fallos por alta impedancia, etc.) que se utilizará para varios propósitos; por ejemplo, para la formación de redes neuronales artificiales para el diagnóstico de fallos de forma inteligente y pronóstico de los sistemas de distribución eléctrica. En este aspecto, los trabajos de Buriticá et al [37] y Suchánek et al [38] presentan las principales bases de la inteligencia artificial, los métodos de diagnóstico basados en la probabilidad, el desarrollo de la base de datos de diagnóstico y el diagnóstico básico para el conocimiento y las redes Bayesianas como base de los sistemas de autoaprendizaje de

diagnóstico que se utiliza comúnmente en la medicina para reconocer las enfermedades a partir de los síntomas. Los modelos probabilísticos de diagnóstico están basados en fórmulas Bayesianas, que permiten determinar las probabilidades de los resultados. Las bases de datos deben ser creadas y las probabilidades deben ser determinadas. A partir de un análisis de una red de distribución de energía eléctrica de media tensión, Tatietse et al. (2011, 2013) demuestran que las pérdidas que se producen son muy altas debido a que la energía que se genera no se distribuye y que la duración de las interrupciones de energía como resultado de estos defectos es larga debido al tiempo de análisis, diagnóstico y actuación. Teniendo en cuenta que la detección rápida de defectos es un medio de mejora de la disponibilidad y productividad eléctrica, se propone un sistema de diagnóstico en tiempo real de los fallos en la red de distribución de energía. Este sistema consiste en elaborar un inventario de los defectos típicos en las redes eléctricas a partir del cual se desarrollará una herramienta para su identificación inmediata y un sistema para detectarlos y localizarlos en tiempo real. El sistema se implementará en un PLC (Programmable Logic Controller) para permitir la evaluación del rendimiento del sistema. En el caso de redes distribuidas de energías renovables, una insuficiencia en el suministro eléctrico puede ocasionarse debido a un fallo en la red (fallo en dispositivos generadores, fallo en la red de transporte, etc.) o debido a que las condiciones atmosféricas no son óptimas para la generación (día nublado en el caso de fotovoltaica, viento escaso en el caso de eólica, etc.). Igualmente, las condiciones atmosféricas no favorables tienen un efecto directo sobre los componentes de la red eléctrica, ya que los dispositivos de generación se encuentran instalados en puntos geográficos estratégicos en los que la generación se produce en condiciones óptimas (para lo cual se utilizan los modelos de potencial de energías renovables). Esta situación puede ser modelada como una red bayesiana simple de la forma:

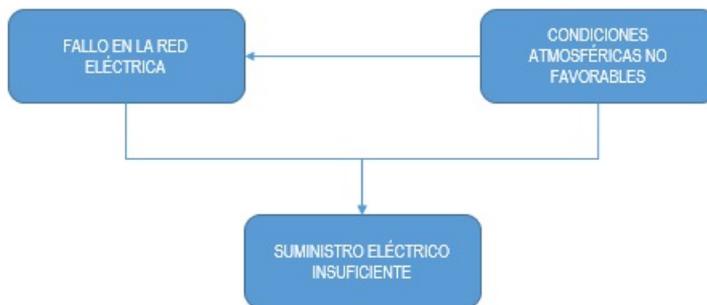


Figura 5.2: Influencia de las condiciones atmosféricas no favorables si hay fallo en la red e influencia de las condiciones atmosféricas no favorables y fallo en la red si el suministro eléctrico es insuficiente (Fuente: Elaboración propia)

Las redes bayesianas tienen una importante propiedad: del grafo se pueden inferir fácilmente la distribución de probabilidad conjunta para todas las variables usando la regla de la cadena para expresar la probabilidad conjunta como el producto de las probabilidades condicionales. Por tanto, la probabilidad conjunta de las  $n$  variables aleatorias  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , representada por  $P(X_1, X_2, \dots, X_n)$  se calcula como (Reguero Álvarez, 2011):

$$P(X_1, X_2, \dots, X_n) = \prod_{i=1}^n P(X_i | P_a(X_i)) \tag{5.1}$$

Donde  $P_a(X_i)$  es el conjunto de los padres del nodo  $X_i$ .

Suponiendo que en la red bayesiana de la Figura 5–2 cada uno de los tres eventos puede ser verdadero (T) o falso (F), la función de probabilidad conjunta es:

$$P(EI, FR, CN) = P(EI | FR, CN)P(FR | CN)P(CN) \tag{5.2}$$

Donde:

- CN - - CONDICIONES ATMOSFÉRICAS NO FAVORABLES
- FR - - FALLO EN LA RED ELÉCTRICA
- EI - - SUMINISTRO ELÉCTRICO INSUFICIENTE

Estimando las probabilidades de cada suceso, a modo de ejemplo se tiene:

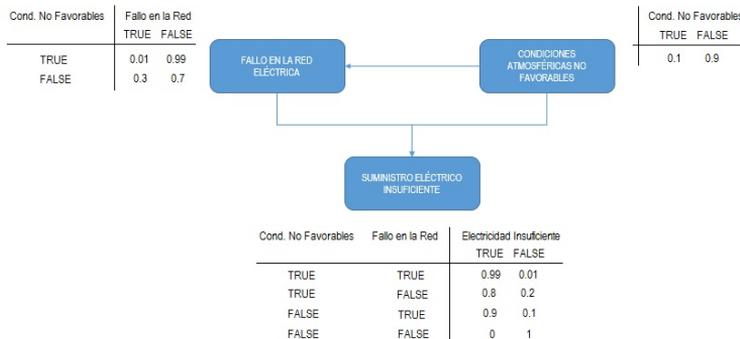


Figura 5.3: Estimación de la influencia de las condiciones atmosféricas no favorables si hay fallo en la red e influencia de las condiciones atmosféricas no favorables y fallo en la red si el suministro eléctrico es insuficiente (Fuente: Elaboración propia)

Mediante este modelo, usando la regla de Bayes se puede calcular la probabilidad de que el suministro eléctrico sea insuficiente debido a que las condiciones atmosféricas no son favorables:

$$P(CN = T | EI = T) = \frac{P(EI = T, CN = T)}{P(EI = T)} = \frac{\sum_{FR \in (T,F)} P(EI = T, FR, CN = T)}{\sum_{FR, CN \in (T,F)} P(EI = T, FR, CN)} \quad (5.3)$$

En este caso:

$$P(FR = T | EI = T) = \frac{(0.99 \times 0.01 \times 0.1) + (0.8 \times 0.99 \times 0.1)}{(0.99 \times 0.01 \times 0.1) + (0.9 \times 0.3 \times 0.9) + (0.8 \times 0.99 \times 0.1) + (0)} = 24.81\% \quad (5.4)$$

O bien, debido a que se produzca un fallo en la red:

$$P(FR = T | EI = T) = \frac{P(EI = T, FR = T)}{P(EI = T)} = \frac{\sum_{CN \in (T,F)} P(EI = T, FR = T, CN)}{\sum_{FR, CN \in (T,F)} P(EI = T, FR, CN)} \quad (5.5)$$

En este caso:

$$P(FR = T | EI = T) = \frac{(0.99 \times 0.01 \times 0.1) + (0.9 \times 0.3 \times 0.9)}{(0.99 \times 0.01 \times 0.1) + (0.9 \times 0.3 \times 0.9) + (0.8 \times 0.99 \times 0.1) + (0)} = 75.49\% \quad (5.6)$$

Los sucesos de “fallo en la red eléctrica” y “condiciones atmosféricas no favorables” son a su vez consecuencia de una serie de eventos concatenados no previsible, por lo que constituyen en sí mismos redes bayesianas que pueden ser modeladas conforme a las probabilidades de que sucedan los acontecimientos determinados. El suceso de condiciones atmosféricas no favorables está directamente relacionado con los recursos renovables. Las causas que proporcionan la disponibilidad de los distintos recursos renovables son independientes entre sí, por lo que la red de ocurrencia quedaría como:

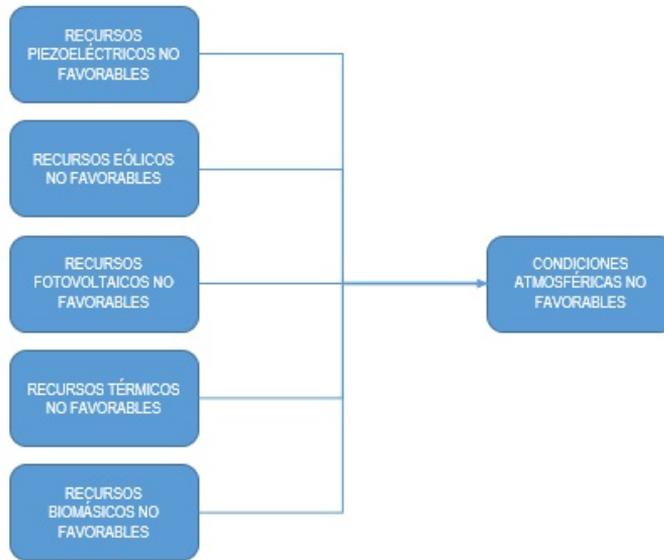


Figura 5.4: Influencia de los recursos energéticos renovables sobre las condiciones atmosféricas no favorables (Fuente: Elaboración propia)

Como se comentó anteriormente, la probabilidad de que durante el proceso de generación suceda alguno de los eventos definidos es muy baja, ya que los generadores se instalan en zonas geográficas con alto potencial energético; aunque hay que considerar la posibilidad de que se originen de forma puntual. La ventaja que tienen estos sucesos es que son muy fáciles de identificar, ya que su aparición provocaría una reducción sustancial en la cantidad de energía producida por todos los dispositivos de generación instalados dentro de su zona de actuación (en vez de la reducción de la producción de un solo dispositivo). Por otra parte, las condiciones atmosféricas y la disponibilidad de los recursos renovables se pueden inspeccionar fácilmente mediante el reconocimiento visual (biomasa), el uso de sensores (piezoeléctrica y térmica) o consultando los institutos meteorológicos (eólica y fotovoltaica). En cualquier caso, se considerará que las condiciones atmosféricas no son favorables cuando se produzca un descenso de forma simultánea en la producción energética de un conjunto de generadores instalados en puntos geográficos cercanos. Este suceso dependerá del recurso energético que se esté utilizando para la generación y no tendrá influencias sobre el resto de energías renovables (si las hubiera) que se estén generando en la zona geográfica afectada: un descenso en la producción fotovoltaica no tiene porqué significar un descenso en la producción eólica o en la piezoeléctrica, por ejemplo. En el caso de que se produzca un fallo en la red es más complicado

localizar e identificar el problema para elaborar un análisis de diagnóstico. A grandes rasgos, la red eléctrica se divide en:

- **Generadores:** Dispositivos de generación (módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, piezoeléctricos, etc.), inversores, acumuladores, reguladores y, en general, cualquier dispositivo que participe de forma directa en la conversión de electricidad a partir de recursos naturales.
- **Baterías:** Sistema de almacenamiento energético. Proporciona energía a la instalación durante los períodos en los que la generación es insuficiente para el abastecimiento eléctrico.
- **Red de transporte:** Sistema encargado de transportar la electricidad desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo.

La probabilidad de que ocurra un fallo en la red de transporte dependerá directamente de la probabilidad de que ocurra un fallo en el sistema de baterías; ya que la energía se suministra a la red de transporte desde las baterías y si éstas fallan no habría electricidad circulando por la red. Igualmente, la probabilidad de que ocurra un fallo durante la fase de almacenamiento dependerá de la probabilidad de que fallen los generadores. Esta relación de probabilidades se corresponde con el siguiente modelo de red bayesiana:

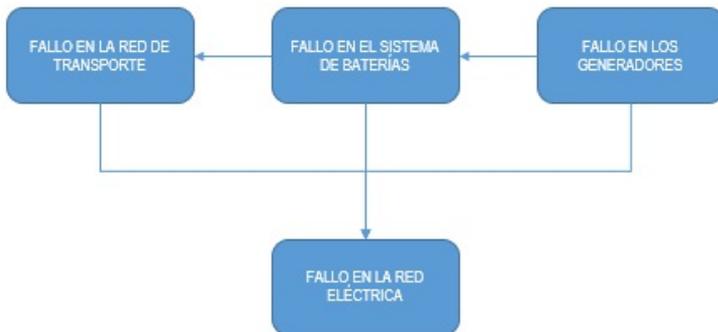


Figura 5.5: Influencias de los posibles fallos de cada elemento de la red (Fuente: Elaboración propia)

Realmente, podrían producirse fallos en la red de transporte sin que exista flujo eléctrico, al igual que podrían producirse fallos en las baterías sin que se les haya suministrado electricidad desde los generadores. No obstante, los fallos eléctricos se detectan cuando el equipo afectado se encuentra bajo funcionamiento.

## 5.2 Implementación del modelo de análisis y diagnóstico de generadores fotovoltaicos

El modelo de análisis y diagnóstico de módulos FV se basa en comparar la cantidad de electricidad generada con la cantidad estimada. El modelo de optimización de la red distribuida se utiliza para configurar el funcionamiento de los generadores instalados en una carretera de forma que se satisfaga la demanda eléctrica al menor coste posible, y los modelos de potencial cuantifican el grado de explotación energética de cada uno de los puntos de estudio que conforman la carretera. Como se ha comentado anteriormente, el fallo en un generador puede estar ocasionado debido a un mal funcionamiento del dispositivo o a que las condiciones climatológicas para la generación no sean las óptimas. Aunque la probabilidad de que ocurra un fallo en la red eléctrica debido al segundo caso es relativamente baja, aún existe un tanto por ciento de posibilidades de que así sea, por lo que hay que plantear una estrategia de estimación para detectar caídas en la curva de producción ocasionadas por este motivo. A grandes rasgos, el problema a resolver es determinar si los valores de generación de un módulo FV son equivalentes a los estimados o si, por el contrario, hay un fallo en el generador. Esto es, resolver un problema de clasificación en el que a partir de unas variables de entrada, entre las que se encuentra la estimación de la producción, se pretende etiquetar el estado del módulo FV. La necesidad de realizar esta clasificación existe porque:

1. La tarea de revisar si hay indicios de anomalías en el generador es complicada, debido a la gran cantidad de información a manejar
2. No siempre se puede comprobar el estado meteorológico para comprobar la veracidad de las series de producción energética.

Por tanto, se necesita modelar el estado del generador en función de los valores de producción que se recibe en el centro de control de generación. Para modelar la relación entre el módulo FV y la serie de datos de producción energética se va a hacer uso de las gaussianas condicionales aplicadas a las redes bayesianas híbridas. La separación entre instantes de tiempo será de 1 día, considerando que es el intervalo de refresco de las observaciones en los datos (debido a que la generación de electricidad se programa en intervalos diarios). Por tanto, la red contendrá dos variables discretas que representan el instante de tiempo, (D, M), donde:

1. D (= 1, ..., 31) representa, para un mes, el día de estudio.
2. M (= 1, ..., 12) representa el mes del año de estudio.

El primer paso es realizar una predicción de la producción energética esperada que permita decidir si la observación obtenida del módulo es aceptable o debe ser revisada/

descartada. Para ello se asume que la generación fotovoltaica viene dada en función de un valor base aprendido,  $B$ , y una varianza sobre el mismo,  $\sigma_G^2$ . La distribución de la producción energética estimada viene por tanto dada por:

$$G \sim N(B_{(d,m)}, \sigma_{(m,d)}^2) \quad (5.7)$$

Donde el valor base,  $B_{(d,m)}$  es la generación media diaria para cada día de cada mes del año. Este valor se puede estimar utilizando el modelo de potencial de generación fotovoltaico; tomando como datos de entrada el par día-mes para el que se quiera efectuar la estimación y el MDT de la zona geográfica de estudio. El modelo da como resultado la cantidad de radiación que incide sobre el módulo FV para el día y el mes de estudio  $R_{(m,d)}$ . De esta forma, la generación estimada  $G_{(m,d)}$  se calcula como:

$$G_{(d,m)} = P_N \times \frac{R(m,d)}{1000} \times PR \quad (5.8)$$

Donde  $P_N$  es la potencia nominal del módulo FV y  $PR$  es el Performance Ratio (=0.7). El valor base,  $B_{(d,m)}$ , se calcula en el entrenamiento del modelo aplicando medias móviles con una ventana de 10 días ( $D = 10$ ):

$$B_{(d,m)} = \frac{1}{(2D+1)} \sum_t G(m, d+t) \quad (5.9)$$

Donde  $t \in (-D, \dots, D)$

Respecto al parámetro  $\sigma_G$ , representa la dispersión de la generación real sobre la base  $B$  calculada:

$$\sigma_{G(d,m)}^2 = \left( \frac{1}{(2D+1)} \sum_t G(m, d+t)^2 \right) - B_{(d,m)}^2 \quad (5.10)$$

Donde  $t \in (-D, \dots, D)$

Una vez definida la función de distribución para estimar la generación de un módulo FV durante un día determinado, hay que conocer los datos reales de generación de dicho módulo para verificar si está funcionando correctamente o no. La probabilidad de que el dispositivo esté generando la cantidad de energía esperada se calcula como:

$$F(0) = P(G \leq 0) = P\left(Z \leq \frac{0 - B_{d,m}}{\sigma_{G(d,m)}}\right) \quad (5.11)$$

Donde  $G$  es la función de distribución de la generación fotovoltaica para un día y un mes determinado;  $Z$  es la función de distribución estandarizada de  $G$ ;  $O$  es la generación fotovoltaica real (observada);  $B$  es el valor base calculado y  $\sigma_G$  es la desviación típica sobre la base (que es igual a la raíz cuadrada de la varianza  $\sigma_G^2$ ). Si  $F(O)$  no tiene un valor elevado significa que el módulo está generando mucha menos energía de la que debería generar. No obstante, a priori no se puede determinar si el motivo de que esto ocurra es debido a un fallo del dispositivo o a factores externos, como la proyección repentina de sombras sobre el módulo FV, la presencia imprevista de nubes sobre la zona geográfica de estudio, etc. Cada punto de la instalación  $(X, Y)$  se corresponde con un área geográfica de  $40000m^2$ , por lo que en cada uno de ellos habrá un número determinado de módulos en funcionamiento (siempre mayor a la unidad). Por tanto, una buena forma de saber si hay un fallo en el dispositivo sujeto al análisis consiste en comparar las probabilidades de que el resto de los módulos FV instalados en el punto geográfico de estudio produzcan menos energía que la estimada; es decir, habrá que calcular  $F_i(O_i)$  (Ecuación 5-12) para todos los módulos FV instalados en  $(X, Y)$  y comparar los resultados entre sí, dando más peso a los  $F_i$  de los módulos que estén más próximos al dispositivo analizado.

$$F_i(O_i) = P_i(G \leq 0_i) = P_i\left(Z \leq \frac{0_i - B_{(d,m)}}{\sigma_{G(d,m)}}\right); \forall i \in (X, Y) \quad (5.12)$$

Donde  $i = (1, \dots, n) \in (X, Y)$  es el módulo FV sujeto al análisis. De esta forma, el estado del módulo FV se determina según el siguiente algoritmo:

1. Determinar el valor medio de generación fotovoltaica así como su desviación típica para ese punto en función del par (día, mes) para el que se quiera particularizar el análisis del módulo FV:  $B_{(d,m)}\sigma_{G(d,m)}$
2. Calcular la probabilidad de que la generación estimada del módulo FV “i” para el par (d,m) (definida por la función de distribución  $G \sim N(B_{(d,m)}, \sigma_{(d,m)}^2)$ ) sea menor a la cantidad de energía producida  $O_{i,(d,m)}$ :

$$F_i(O_{i,(d,m)}) = P(G \leq 0_{i,(d,m)}) = P_i\left(Z \leq \frac{0_{i,(d,m)} - B_{(d,m)}}{\sigma_{G(d,m)}}\right) \quad (5.13)$$

3. El estado del módulo FV “i” ( $S_{i,FV}$ ) se etiqueta según sea “muy bueno (VG)”, “bueno (G)”, “malo (B)”, “muy malo (VB)” para cada par día-mes en función de  $F(O_{i,(d,m)})$  de forma que:
  - $90\% < F(O_{i,(d,m)}) \leq 100\% \rightarrow S_{i,FV} \sim VG$
  - $70\% < F(O_{i,(d,m)}) \leq 90\% \rightarrow S_{i,FV} \sim G$

$$40\% < F(O_{i,(d,m)}) \leq 70\% \rightarrow S_{i,FV} \sim B$$

$$10\% < F(O_{i,(d,m)}) \leq 40\% \rightarrow S_{i,FV} \sim VB$$

4. Si  $S_{i,FV} \sim VGoS_{i,FV} G \rightarrow$  Se considera que la energía generada está dentro de los márgenes de previsión. El módulo funciona correctamente.
5. Si  $S_{i,FV} \sim BoS_{i,FV} \sim VB \rightarrow$  Se considera que la energía generada no está dentro de los márgenes de previsión. Calcular  $F(O_{v,(d,m)})$  para  $v = 1, 2, \dots, i - 1, i + 1, \dots, n$ .
  - (a) Si se cumple:  $F(O_{1,(d,m)}) \approx \dots \approx F(O_{i-1,(d,m)}) \approx F(O_{i,(d,m)}) \approx F(O_{i+1,(d,m)}) \approx \dots \approx F(O_{n,(d,m)}) \rightarrow$  Baja producción debido a factores externos
  - (b) Si no se cumple:  $F(O_{1,(d,m)}) \approx \dots \approx F(O_{i-1,(d,m)}) \approx F(O_{i,(d,m)}) \approx F(O_{i+1,(d,m)}) \approx \dots \approx F(O_{n,(d,m)})$  o si  $F(O_{i,(d,m)}) \leq 10\% \rightarrow$  Fallo en el módulo FV analizado.

A continuación, se va a implementar el algoritmo propuesto sobre un caso de estudio. En concreto, se va a trabajar sobre los datos de estimación de la generación fotovoltaica para un punto de la Autovía SE-40 (Sevilla). El modelo se implementa en un script en lenguaje Python utilizando librerías de GIS para trabajar con los modelos de radiación y las librerías NumPy y SciPy para abordar los cálculos de distribuciones y de probabilidades. La situación geográfica del punto de estudio seleccionado se muestra en la siguiente Figura:

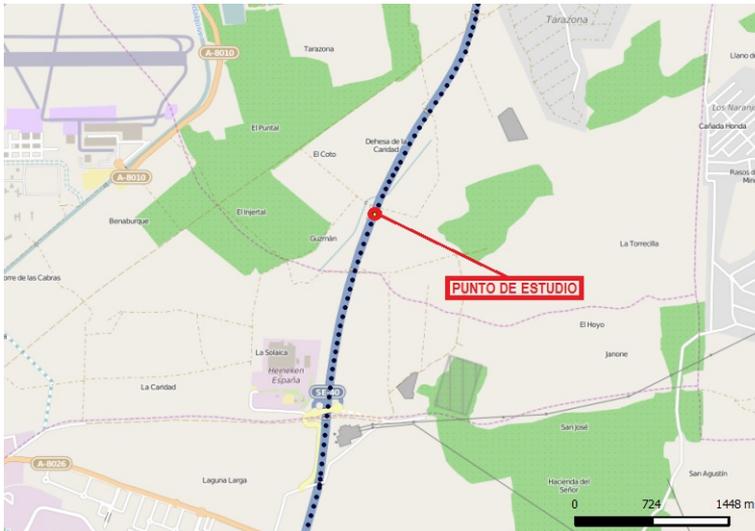


Figura 5.6: Punto de estudio del tramo de la carretera SE-40 utilizado para ejemplificar el modelo de análisis y diagnóstico (Fuente: Elaboración propia)

A continuación se muestra una gráfica en la que se comparan los datos de radiación solar mensual estimados por el modelo de potencial FV para el punto geográfico de estudio frente a los datos históricos de radiación solar mensual para la provincia de Sevilla desde 1983 hasta 2005 recopilados en el Atlas de Radiación Solar de AEMET:

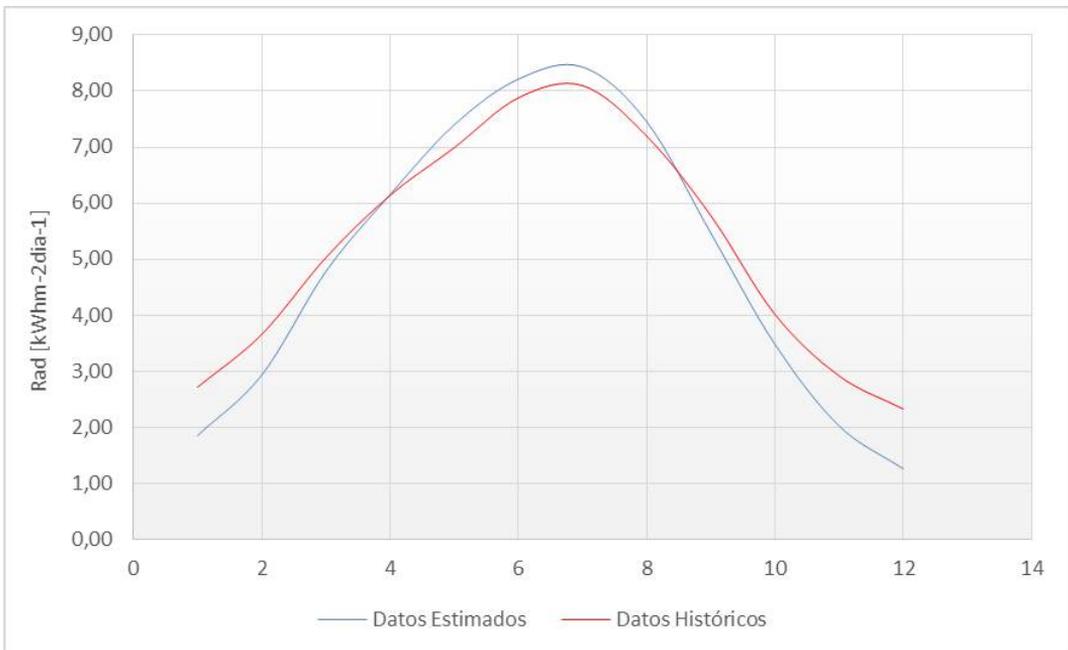


Figura 5.7: Datos históricos frente a datos estimados (Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Sancho et al., 2006)

Como puede observarse, los datos estimados son muy parecidos a los históricos. De hecho, los primeros se ajustan mejor a la realidad al estar referidos a un punto geográfico específico, mientras que los datos históricos equivalen a la incidencia media de radiación de toda la provincia de Sevilla. Tras implementar el modelo de potencial fotovoltaico y el modelo de optimización de los parámetros de diseño de instalaciones fotovoltaicas, se obtienen la siguiente estimación de producción energética mensual para módulos FV de distinta potencia nominal:

## CAPÍTULO 5. MODELO DE DIAGNÓSTICO DE RED

PUNTO DE ESTUDIO (-5.8537277059798356 37.40488396439110375)							
MES	240 Wp	250 Wp	260 Wp	285 Wp	290 Wp	300 Wp	310 Wp
ENERO	9655,03	10057,32	10459,61	11465,34	11666,49	12068,78	12471,07
FEBRERO	13806,73	14382,01	14957,30	16395,50	16683,14	3258,42	3833,70
MARZO	24902,92	25940,55	26978,3	29572,22	30091,03	31128,66	32166,28
ABRIL	31012,32	32304,50	33596,68	36827,13	37473,22	38765,40	40057,58
MAYO	38532,74	40138,27	4343,80	45757,63	46560,40	48165,93	49771,46
JUNIO	41396,32	43121,3	44846,02	49158,13	50020,56	5345,40	53470,25
JULIO	43913,76	45743,50	47573,24	52147,59	53062,46	54892,20	56721,94
AGOSTO	38843,42	40461,90	42080,37	46126,56	46935,80	48554,28	5032,75
SEPTIEMBRE	27563,33	28711,81	29860,28	32731,46	33305,69	34454,3	35602,64
OCTUBRE	3154,55	3910,99	19667,43	21558,53	21936,75	22693,19	23449,63
NOVIEMBRE	10226,10	10652,3	11078,27	12143,49	12356,53	12782,62	13208,71
DICIEMBRE	6574,25	6848,3	7122,10	7806,92	7943,88	823,81	8491,73
ANUAL	304581,47	33272,37	329963,27	361690,50	368035,95	380726,84	39343,74

Tabla 5.1: Producción energética mensual estimada de un módulo FV en el punto de estudio (Fuente: Elaboración propia)

A partir de la Tabla anterior se obtienen los datos de estimación de los promedios diarios para cada mes:

PUNTO DE ESTUDIO (-5.8537277059798356 37.40488396439110375)							
MES	240 Wp	250 Wp	260 Wp	285 Wp	290 Wp	300 Wp	310 Wp
ENERO	311,45	324,43	337,41	369,85	376,34	389,32	402,29
FEBRERO	493,10	513,64	534,19	585,55	595,83	616,37	636,92
MARZO	803,32	836,79	870,26	953,94	970,68	1004,15	1037,62
ABRIL	1033,74	1076,82	1119,89	1227,57	1249,11	1292,3	1335,25
MAYO	1242,99	1294,78	1346,57	1476,05	1501,95	1553,74	1605,53
JUNIO	1379,88	1437,37	1494,87	1638,60	1667,35	324,85	382,34
JULIO	1416,57	1475,60	1534,62	1682,3	311,69	370,72	329,74
AGOSTO	1253,01	1305,22	1357,43	1487,95	1514,06	1566,27	163,48
SEPTIEMBRE	93,78	957,06	995,34	1091,05	1110,19	1148,47	136,75
OCTUBRE	585,63	610,03	634,43	695,44	707,64	732,04	756,44
NOVIEMBRE	340,87	355,07	369,28	404,78	411,88	426,09	440,29
DICIEMBRE	212,07	220,91	229,75	251,84	256,25	265,09	273,93
ANUAL	834,47	869,24	904,01	990,93	1008,32	1043,09	1077,86

Tabla 5.2: Promedio diario de producción energética mensual estimada de un módulo FV en el punto de estudio (Fuente: Elaboración propia)

Como se observa en las Tablas anteriores, la generación fotovoltaica tiene una fuerte componente estacional, puesto que en los meses de verano la radiación que incide sobre la Tierra es mayor. A continuación se muestran los datos de estimación del promedio diario de forma gráfica:

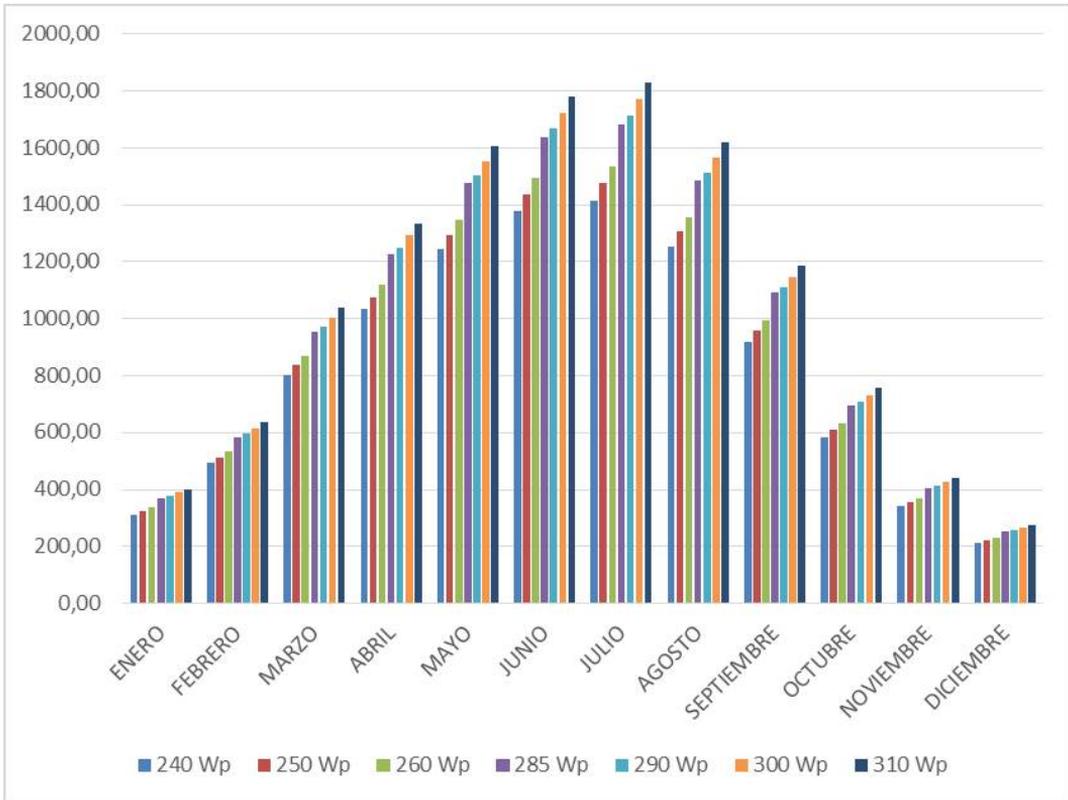


Figura 5.8: Promedio diario de producción energética mensual de un módulo FV [ $wh \cdot m^{-2} \cdot dia^{-1}$ ] instalado en el punto de estudio para una potencia nominal de instalación determinada (Fuente: Elaboración propia)

La tendencia de la gráfica mostrada en la Figura 5–8 es muy similar a la tendencia que tendría la curva de generación fotovoltaica a lo largo de un día, ya que durante las horas próximas al mediodía la radiación que incide sobre la Tierra es mayor que durante las horas cercanas a los crepúsculos. En los datos de generación de módulos FV se pueden identificar tres tipos de anomalías: ausencia de datos, mal funcionamiento del módulo FV (proyección de sombras, módulo cubierto de nieve, fallo eléctrico, etc.) y presencia de datos cuestionables (condiciones climatológicas adversas, algún tipo de error en la medida o durante la transmisión de los datos, etc.). La ausencia de datos es el fallo más simple de detectar. Los datos cuestionables son aquellos datos de generación en los que el experto duda de su fiabilidad. Por último, están los datos de generación debidos a un mal funcionamiento del módulo FV. Los dos últimos tipos de anomalías son más complejos que el primero, ya que en ellos se siguen recibiendo datos dentro del rango válido pero no son datos correctos. Los datos cuestionables no suponen un caso tan crítico, porque

no varían mucho con respecto a los datos reales; simplemente no se puede asegurar su veracidad. Los datos obtenidos bajo un mal funcionamiento del generador son más críticos, puesto que los datos que se reciben están bien medidos pero no se corresponden con la realidad; por ejemplo, cuando una sombra se proyecta sobre el módulo en una situación impredecible, éste generará una cantidad de electricidad que no depende de la radiación que incide sobre la superficie terrestre. Por ello es importante detectarlos, para tener conocimiento de que no se está aprovechando al máximo la radiación solar. En primer lugar se deben escoger los datos de generación media para cada par  $(B_{(d,m)})$  así como la varianza de esa media  $(\sigma_{G(d,m)})$ , utilizando las ecuaciones 5-9 y 5-10, respectivamente. Para el cálculo de estos dos parámetros son necesarios los datos de generación FV correspondientes a cada par (día y mes). Estos datos se estiman a partir del modelo de potencial fotovoltaico:

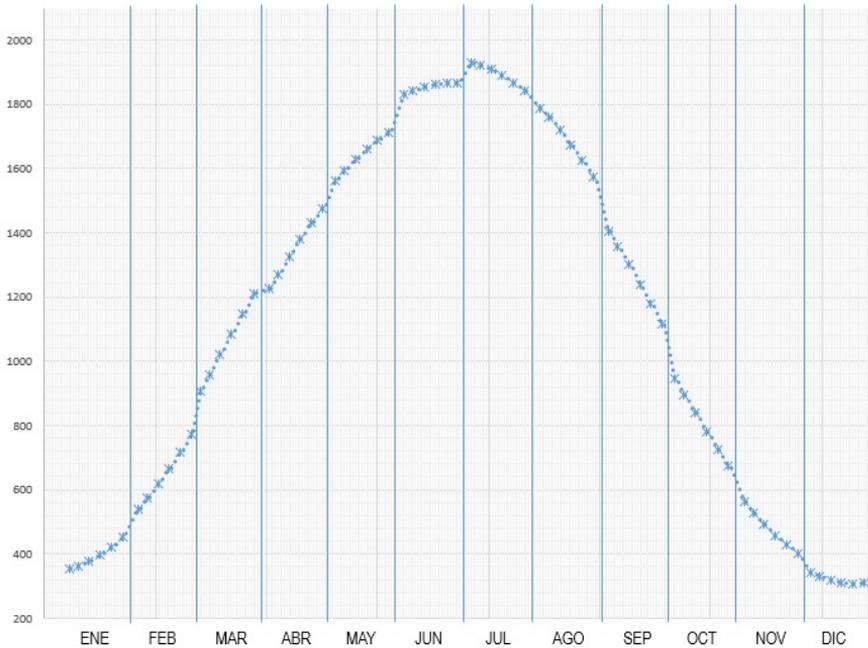


Figura 5.9: Estimación de la producción diaria de un módulo FV  $[wh \cdot m^{-2}]$  instalado en el punto de estudio para una potencia nominal de instalación de 310 Wp (Fuente: Elaboración propia)

## CAPÍTULO 5. MODELO DE DIAGNÓSTICO DE RED

Los valores de producción diaria de un módulo FV de 310 Wp de potencia nominal (G(d,m)) son los siguientes:

D/M	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	352,2	541,0	907,8	1224,9	1561,2	331,2	1929,0	386,5	1403,6	943,9	562,5	341,0
2	354,6	549,1	920,2	1236,4	1569,1	334,2	1927,0	379,2	1392,2	932,0	554,1	338,0
3	356,9	557,1	932,5	1247,9	1577,0	337,2	1925,0	371,9	1380,9	920,0	545,7	335,0
4	359,3	565,2	944,8	1259,4	1584,8	340,2	1923,0	364,6	1369,5	908,1	537,3	332,0
5	361,6	573,2	957,2	1271,0	1592,7	343,2	1921,0	357,3	1358,1	896,2	528,9	329,0
6	364,8	582,1	969,8	1282,1	1600,0	345,5	193,2	349,3	1346,5	884,5	521,3	326,9
7	367,9	591,0	982,4	1293,2	1607,2	347,8	1915,5	341,3	1334,8	872,7	513,7	324,6
8	371,0	599,8	994,9	1304,2	1614,4	350,0	1912,7	333,4	1323,1	861,0	506,2	322,4
9	374,2	608,7	1007,5	1315,3	1621,7	352,3	1909,9	325,4	1311,4	849,3	498,6	320,2
10	377,3	63,5	1020,1	1326,4	1628,9	354,6	1907,2	33,4	1299,7	837,5	491,0	33,0
11	381,4	627,1	1032,7	1338,7	1635,4	356,0	1903,6	308,6	1287,6	826,1	484,2	316,6
12	385,4	636,7	1045,4	1349,1	1641,8	357,5	1900,0	1699,8	1275,4	814,8	477,4	315,2
13	389,4	646,3	1058,0	1359,4	1648,2	358,9	396,3	1691,0	1263,2	803,5	470,6	313,8
14	393,5	655,9	1070,6	1369,7	1654,7	360,4	392,7	1682,1	1251,1	792,2	463,8	312,4
15	397,5	665,5	1083,3	1380,1	1661,1	361,8	389,1	1673,3	1238,9	780,8	457,0	311,0
16	402,4	675,7	1096,0	1389,9	1666,6	362,4	384,6	1663,7	1226,5	770,1	451,0	310,5
17	407,3	685,9	1108,8	1399,8	1672,2	363,1	380,1	1654,0	1214,1	759,1	445,1	309,9
18	412,2	696,1	1121,6	1409,6	1677,8	363,7	375,6	1644,4	1201,8	748,2	439,2	309,4
19	43,1	706,3	1134,4	1419,5	1683,5	364,3	371,1	1634,8	1189,4	737,3	433,2	308,8
20	422,0	716,6	1147,1	1429,3	1689,1	365,0	366,6	1625,1	1177,1	726,4	427,3	308,3
21	427,8	727,4	1159,7	1438,7	1693,9	364,7	361,3	1615,0	1164,6	716,0	422,3	308,6
22	433,6	738,3	132,2	1448,1	1698,7	364,5	356,0	1604,7	1152,0	705,6	43,3	308,9
23	439,4	749,1	134,8	1457,5	303,4	364,3	350,7	1594,4	1139,5	695,3	412,3	309,2
24	445,2	759,9	1197,4	1466,8	308,2	364,1	345,4	1584,2	1126,9	684,9	407,3	309,5
25	451,1	770,8	1210,0	1476,2	313,0	363,9	340,1	1573,9	1114,3	674,6	402,3	309,8
26	463,9	805,0	1212,1	1490,4	329,9	374,8	332,5	1549,6	1085,8	658,6	392,1	310,1
27	476,8	839,3	1214,3	1504,6	346,8	385,6	324,8	1525,3	1057,4	642,6	381,9	310,3
28	489,6	873,6	1216,4	153,7	363,7	396,5	33,1	1500,9	1029,1	626,6	371,7	310,6
29	502,5		123,5	1532,9	380,6	1907,3	309,5	1476,6	1000,7	610,6	361,4	310,9
30	515,3		1220,6	1547,1	397,4	193,2	301,8	1452,2	972,3	594,5	351,2	311,2
31	528,1		1222,7		314,3		394,2	1427,9		578,5		311,5

Tabla 5.3: Estimación de la producción diaria de un módulo FV de 310 Wp (G(d,m) [wh\*m-2]) instalado en el punto geográfico de estudio (Fuente: Elaboración propia)

CAPÍTULO 5. MODELO DE DIAGNÓSTICO DE RED

Para abordar el caso de ejemplo se va a considerar únicamente el mes de Junio. Para este mes, los parámetros  $B_{(d,m)}$  y  $\sigma_{G(d,m)}$ , así como la función de distribución asociada a cada par, son los siguientes:

DIA	$B_{(d,m)}$	$\sigma_{G(s,v)}^2$	$\sigma_{G(d,m)}$	G
1	397,5	3230,4	56,84	$N(1791.5, 56.84^2)$
2	305,1	2878,7	53,65	$N(1805.1, 53.65^2)$
3	312,5	2469,6	49,70	$N(1812.5, 49.70^2)$
4	319,7	2008,2	44,81	$N(1819.7, 44.81^2)$
5	326,8	1499,3	38,72	$N(1826.8, 38.72^2)$
6	333,1	1072,6	32,75	$N(1833.1, 32.75^2)$
7	338,7	729,7	27,01	$N(1838.7, 27.01^2)$
8	343,4	468,9	21,65	$N(1843.4, 21.65^2)$
9	347,4	285,5	16,90	$N(1847.4, 16.90^2)$
10	350,6	30,8	13,07	$N(1850.6, 13.07^2)$
11	353,0	111,6	10,57	$N(1853.0, 10.57^2)$
12	354,6	92,7	9,63	$N(1854.6, 9.63^2)$
13	356,1	75,1	8,67	$N(1856.1, 8.67^2)$
14	357,3	59,6	7,72	$N(1857.3, 7.72^2)$
15	358,5	46,4	6,81	$N(1858.5, 6.81^2)$
16	360,0	45,7	6,76	$N(1860.0, 6.76^2)$
17	361,9	63,3	7,95	$N(1861.9, 7.95^2)$
18	364,2	105,3	10,26	$N(1864.2, 10.26^2)$
19	366,9	36,7	13,29	$N(1866.9, 13.29^2)$
20	370,1	281,7	16,78	$N(1870.1, 16.78^2)$
21	373,6	423,1	20,57	$N(1873.6, 20.57^2)$
22	377,0	532,8	23,08	$N(1877.0, 23.08^2)$
23	380,2	614,1	24,78	$N(1880.2, 24.78^2)$
24	383,3	670,5	25,89	$N(1883.3, 25.89^2)$
25	386,2	705,1	26,55	$N(1886.2, 26.55^2)$
26	388,8	73,7	26,81	$N(1888.8, 26.81^2)$
27	391,4	712,9	26,70	$N(1891.4, 26.70^2)$
28	393,7	690,8	26,28	$N(1893.7, 26.28^2)$
29	395,9	655,5	25,60	$N(1895.9, 25.60^2)$
30	398,0	609,8	24,69	$N(1898.0, 24.69^2)$

Tabla 5.4: Parámetros  $B_{(d,m)}$  y  $\sigma_{G(d,m)}$ , y función de distribución para cada día del mes de Junio en el punto geográfico de estudio (Fuente: Elaboración propia)

CAPÍTULO 5. MODELO DE DIAGNÓSTICO DE RED

Suponiendo que se tienen los datos de generación de un módulo FV para el mes de Junio de un año determinado en el que se produjeron situaciones anómalas puntuales, y que éstos son los siguientes:

DIA	$O(d, m)$	$F(O) = P(G < O)$	SFV
1	374	91,08	$S_{FV} \sim VG$
2	393	94,93	$S_{FV} \sim VG$
3	369	87,22	$S_{FV} \sim G$
4	393	94,89	$S_{FV} \sim VG$
5	356	77,44	$S_{FV} \sim G$
6	396	97,25	$S_{FV} \sim VG$
7	351	67,59	$S_{FV} \sim B$
8	368	87,16	$S_{FV} \sim VB$
9	335	23,10	$S_{FV} \sim VB$
10	357	68,66	$S_{FV} \sim B$
11	382	99,69	$S_{FV} \sim VG$
12	366	88,12	$S_{FV} \sim G$
13	358	58,83	$S_F \sim B$
14	363	76,80	$S_{FV} \sim G$
15	373	98,35	$S_{FV} \sim VG$
16	1935	100,00	$S_{FV} \sim VG$
17	1987	100,00	$S_{FV} \sim VG$
18	1905	100,00	$S_{FV} \sim VG$
19	1960	100,00	$S_{FV} \sim VG$
20	1999	100,00	$S_{FV} \sim VG$
21	1911	96,54	$S_{FV} \sim VG$
22	1997	100,00	$S_{FV} \sim VG$
23	1980	100,00	$S_{FV} \sim VG$
24	1923	93,76	$S_{FV} \sim VG$
25	1941	98,06	$S_{FV} \sim VG$
26	1986	99,99	$S_{FV} \sim VG$
27	1901	64,09	$S_{FV} \sim G$
28	1985	99,97	$S_{FV} \sim VG$
29	1933	92,62	$S_{FV} \sim VG$
30	1978	99,94	$S_{FV} \sim VG$

Tabla 5.5: Datos de generación y probabilidad de que el módulo FV haya producido la cantidad de energía estimada para cada día del mes de Junio en el punto geográfico de estudio (Fuente: Elaboración propia)

CAPÍTULO 5. MODELO DE DIAGNÓSTICO DE RED

Según los datos de generación de la Tabla 5.5, habría que analizar los datos de generación del resto de módulos instalados en ese punto para los días 7, 9, 10 y 13 de Junio y comparar las probabilidades de que la generación estimada sea menor a la real. Se van a suponer los datos de generación de 10 módulos FV instalados cerca del módulo analizado en la Tabla 5.5:

Módulo FV	7-JUN			9-JUN			10-JUN			13-JUN		
	$O_{(d,m)}$	$F(O)$	Estado	$O_{(d,m)}$	$F(O)$	Estado	$O_{(d,m)}$	$F(O)$	Estado	$O_{(d,m)}$	$F(O)$	Estado
$MFV_{i-5}$	350	66,24	$S_{FV} \sim B$	334	21,34	$S_{FV} \sim VB$	361	78,59	$S_{FV} \sim G$	363	78,82	$S_{FV} \sim G$
$MFV_{i-4}$	347	62,10	$S_{FV} \sim B$	332	3,06	$S_{FV} \sim VB$	358	71,32	$S_{FV} \sim G$	355	45,11	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i-3}$	352	68,91	$S_{FV} \sim B$	334	21,34	$S_{FV} \sim VB$	363	82,78	$S_{FV} \sim G$	359	63,25	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i-2}$	347	62,10	$S_{FV} \sim B$	337	26,85	$S_{FV} \sim VB$	361	78,59	$S_{FV} \sim G$	358	58,83	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i-1}$	351	67,59	$S_{FV} \sim B$	330	15,11	$S_{FV} \sim VB$	356	65,90	$S_{FV} \sim G$	359	63,25	$S_{FV} \sim B$
$MFV_i$	351	67,59	$S_{FV} \sim B$	335	23,10	$S_{FV} \sim VB$	357	68,66	$S_{FV} \sim B$	358	58,83	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i+1}$	352	68,91	$S_{FV} \sim B$	335	23,10	$S_{FV} \sim VB$	355	63,05	$S_{FV} \sim B$	358	58,83	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i+2}$	353	70,20	$S_{FV} \sim G$	335	23,10	$S_{FV} \sim VB$	359	73,87	$S_{FV} \sim G$	357	54,30	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i+3}$	347	62,10	$S_{FV} \sim B$	332	3,06	$S_{FV} \sim VB$	358	71,32	$S_{FV} \sim G$	359	63,25	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i+4}$	350	66,24	$S_{FV} \sim B$	338	28,84	$S_{FV} \sim VB$	364	84,66	$S_{FV} \sim G$	356	49,70	$S_{FV} \sim B$
$MFV_{i+5}$	348	63,50	$S_{FV} \sim B$	340	33,01	$S_{FV} \sim VB$	362	80,75	$S_{FV} \sim G$	358	58,83	$S_{FV} \sim B$

Tabla 5.6: Datos de generación y probabilidad de que un conjunto de módulos FV instalados en el punto X. Y hayan producido la cantidad de energía estimada para cada día del mes de Junio en el punto geográfico de estudio (Fuente: Elaboración propia)

De la Tabla 5.6 se deduce que:

- DIA 7-JUN: Únicamente el módulo (i+2) tuvo una alta probabilidad de producir una cantidad de energía mayor a la estimada. No obstante, las probabilidades de éxito de todos los módulos oscilaron entre el 62 – 70%, por lo que se deduce que durante el día 7 de Junio no se dieron unas condiciones óptimas para la producción fotovoltaica; probablemente debido a una alta proporción de nubes sobre la zona geográfica de estudio.
- DIA 9-JUN: Todos los módulos tuvieron una muy baja probabilidad de producir la cantidad de energía estimada, por lo que se deduce que durante el día 9 de Junio no se dieron unas condiciones óptimas para la producción fotovoltaica; probablemente debido a una alta proporción de nubes sobre la zona geográfica de estudio ya que durante el día siguiente las probabilidades de éxito aumentaron para todos los módulos.
- DIA 10-JUN: Los módulos (i-1, i, i+1) tuvieron una baja probabilidad de producir la cantidad de energía estimada, mientras que el resto de módulos tuvieron una alta probabilidad de producir una cantidad mayor a la esperada. En este caso las

probabilidades de éxito oscilaron entre el 64 – 85%, pero los módulos que estaban más cercanos al módulo analizado (i) tuvieron una probabilidad similar, por lo que se deduce que durante el 10 de Junio no se dieron unas condiciones óptimas para la generación fotovoltaica; probablemente debido a la proyección de sombras inesperadas sobre la superficie de los módulos o a la aparición de nubosidad parcial sobre la zona geográfica de estudio.

- DIA 13-JUN: Únicamente el módulo (i-5) tuvo una alta probabilidad de producir una cantidad de energía mayor a la estimada. En este caso, las probabilidades de éxito del resto de módulos oscilaron entre el 58 – 65%, y los módulos cercanos al módulo (i) tuvieron una tasa de producción similar a éste, por lo que se deduce que durante el 13 de Junio no se dieron unas condiciones óptimas para la generación fotovoltaica. Probablemente esto fue debido a una alta proporción de nubes sobre la zona geográfica de estudio.

El estado de un módulo FV podría determinarse sin tener en cuenta los datos de generación del resto de módulos instalados en sus proximidades geográficas. Si se tienen los datos de generación del módulo FV (i) para una franja de tiempo que abarque varios meses, se puede determinar si el módulo FV falla si a partir de un día determinado sus probabilidades de generación caen por debajo del 40% y no vuelven a subir durante los días posteriores. No obstante este método presenta un inconveniente, y es que no se detectaría el fallo de un módulo FV de forma instantánea, ya que habría que analizar el comportamiento del módulo durante varios días a posteriori del fallo para elaborar un diagnóstico acertado. Los resultados de este análisis deben servir de apoyo a los resultados del modelo de diagnóstico para reforzar la autenticidad del estado diagnosticado y recopilar estados de observación para el aprendizaje del modelo, pero no se deben tomar como válidos sin el análisis del resto de módulos FV instalados en el punto de estudio. La herramienta de análisis, diagnóstico y actuación comprende, por un lado, el modelo de análisis y diagnóstico que se ha planteado, y por otro, el modelo de actuación frente a caídas en la producción energética que se explicó en apartados anteriores. El modelo de actuación trabaja con los datos de generación de la instalación física, independientemente del estado de los módulos FV que participan en la producción:

- El objetivo del modelo de actuación consiste en activar los módulos FV que se vayan a utilizar para conseguir una producción energética determinada. Para ello, se lanza el modelo de optimización para decidir qué módulos se van a activar para satisfacer una demanda determinada con vistas a producir una cantidad de energía equivalente y almacenarla hasta que sea requerida. Si durante el proceso de generación cae la producción de alguno de los módulos utilizados, se lanza de nuevo el modelo de optimización para reconfigurar el funcionamiento de la instalación.

## CAPÍTULO 5. MODELO DE DIAGNÓSTICO DE RED

- El objetivo del modelo de análisis y diagnóstico consiste en recopilar los datos de producción de los módulos FV y compararlos con los datos históricos y los datos estimados para conocer el motivo de posibles caídas en la producción energética y detectar fallos en los dispositivos instalados.

Ambos modelos son necesarios para que mediante la herramienta planteada se ejecute un análisis de toda la instalación, se diagnostique el estado de los dispositivos de generación de forma fiable y precisa, y se corrijan posibles fallos durante el proceso.

## Capítulo 6

# Conclusiones

Tras esto, se han caracterizado los distintos componentes que constituyen una instalación fotovoltaica. Las definiciones y explicaciones que se han facilitado servirán posteriormente para establecer los criterios de diseño, configuración y optimización de una instalación solar fotovoltaica y de cada uno de los dispositivos que la componen. Este estudio sirve para estimar las pérdidas energéticas de cada dispositivo eléctrico de la instalación y, por consiguiente, evaluar la pérdida energética global de la misma. Las mayores pérdidas energéticas en una instalación solar fotovoltaica se dan en el generador fotovoltaico. La eficiencia de una célula solar comercial oscila entre el 14 – 16%, por lo que la mayor parte de la energía solar en forma de radiación que incide sobre un módulo fotovoltaico no se convierte en energía eléctrica. Por ello, si se quiere aprovechar el máximo rendimiento de conversión, hay que configurar la posición geográfica, la orientación y la inclinación de los módulos fotovoltaicos para que la incidencia solar sea máxima. Cuanto más perpendicularmente incida el haz de luz solar sobre la superficie de captación fotovoltaica mayor será la cantidad de energía generada por el módulo, ya que habrá menos posibilidad de que los fotones se reflejen sobre la placa solar y aumentará el número de electrones libres absorbidos por el campo eléctrico generado en el interior de la célula fotovoltaica. Normalmente, las pérdidas energéticas debidas al ajuste de los ángulos de orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos suponen entre el 3 y el 4% del total previsto. Por otra parte, hay que tener en cuenta las pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, ya que no siempre trabajarán a la potencia nominal. Dichas pérdidas se estiman sobre el 2% del total. Así mismo, también hay que tener en cuenta las pérdidas por suciedad y acumulación de polvo sobre los paneles fotovoltaicos, ya que aún en condiciones normales de operación y realizando tareas de mantenimiento y limpieza de forma periódica pueden ser del 3%. Por último, las pérdidas por degradación fotónica y por reflectancia (fotones que no son absorbidos por la célula solar) pueden suponer el 1% y el 3%, respectivamente. También se ha determinado que, en las aplicaciones fotovoltaicas, es importante config-

urar correctamente el conexionado en serie y en paralelo de los módulos que forman el generador fotovoltaico, ya que esta configuración es la que define la forma de las señales de voltaje e intensidad a la entrada del inversor. Ni los módulos fotovoltaicos ni las conexiones entre los mismos son ideales, por lo que hay que asumir unas pérdidas energéticas, que serán mayores cuanto mayor número de módulos conectados haya en el generador. Así mismo, también hay que asumir una serie de pérdidas energéticas durante el transporte de la electricidad, debidas principalmente a las conexiones entre el generador fotovoltaico, el inversor y la red eléctrica. En el inversor también se registran importantes pérdidas energéticas (15 – 20%), debidas principalmente al funcionamiento no determinista de los módulos solares. En este caso es fundamental establecer un modelo robusto, que no sea muy sensible frente a fuertes cambios en la potencia de entrada. El dimensionado y selección del inversor ha de realizarse conforme a estas especificaciones. A su vez, se han abordado los problemas ligados a la acumulación de nieve, polvo y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos. Los efectos negativos producidos por las nevadas sobre una instalación fotovoltaica son relevantes cuando la capa de nieve acumulada sobre los módulos alcanza cierto grosor. Estos efectos también dependen del ángulo de inclinación de los módulos, ya que si dicho ángulo es relativamente elevado, la nieve desliza sobre la superficie de captación de los paneles y arrastra consigo la suciedad acumulada sobre los mismos. En definitiva, cuando la acumulación de nieve sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos ejerza importantes influencias sobre el rendimiento fotovoltaico, habrá que estudiar la posibilidad de instalar algún tipo de revestimiento sobre los paneles solares, de forma que la nieve deslice más fácilmente sobre ellos o se derrita más rápidamente. No obstante, esta solución suele tener un alto coste económico y carece de viabilidad en zonas no propensas a fuertes nevadas. Por otra parte, el polvo acumulado sobre los módulos fotovoltaicos es responsable de significantes pérdidas energéticas anuales. El tamaño de las partículas de polvo y su distribución ejercen importantes influencias sobre la transmitancia de las células solares, por lo que el rendimiento fotovoltaico dependerá de ambos factores. En ambientes áridos las pérdidas energéticas debidas al polvo se acentúan, al igual que en las estaciones secas. Los efectos negativos de la suciedad sobre el rendimiento fotovoltaico se reducen mediante las tareas de limpieza y mantenimiento de los módulos, o mediante la instalación de módulos revestidos. Esta última medida tiene un elevado coste económico, y sólo ofrece viabilidad en zonas desérticas, arenosas y áridas, donde el aire tiene una alta concentración de partículas de polvo. Otra tarea desarrollada en este documento consiste en optimizar los parámetros que influyen sobre el rendimiento de una instalación fotovoltaica. Para ello, se han definido diversos métodos para ajustar los ángulos de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico de superficie fija con el objetivo de maximizar la cantidad de radiación que puede convertir en energía eléctrica. Los ángulos de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico pueden ser ajustados mediante modelos iterativos, basados en el método de prueba y error para

maximizar la generación fotovoltaica, o mediante modelos matemáticos, basados en el uso de ecuaciones para describir el vector solar. Con el objetivo de ajustar el ángulo de inclinación de un módulo fotovoltaico, se han estudiado diversos modelos matemáticos. El ángulo de inclinación depende de la altura solar asociada al punto geográfico donde se encuentre el módulo fotovoltaico. Este parámetro depende a su vez de la latitud del punto de instalación y del día del año en el que se produzca la generación, ya que las trayectorias solares varían con la latitud y no son constantes a lo largo del tiempo. Los modelos de ajuste pueden definirse en función de un único parámetro, la latitud a la que se instale el módulo fotovoltaico, o de dos parámetros, la latitud y el día del año para el que se quiera definir el ángulo de ajuste. Los primeros modelos están orientados a módulos fotovoltaicos de superficie fija, ya que a partir de la latitud terrestre se define un único ángulo de inclinación que permanece constante a lo largo del año; mientras que los segundos están orientados a módulos de uno o dos grados de libertad, ya que el ángulo de inclinación se ajusta de forma dinámica en función del día del año para maximizar la generación fotovoltaica. Tras realizar diversas pruebas con varios métodos de ajuste, de entre todos los modelos considerados, se ha llegado a la conclusión que el modelo de Chang [19] es el que otorga una mayor capacidad de generación a la instalación fotovoltaica. Por otra parte, se ha diseñado un modelo de ajuste iterativo para configurar la orientación de los módulos fotovoltaicos bajo la influencia de sombras proyectadas, en los que el ángulo óptimo de orientación no coincide con el ángulo de acimut solar al mediodía. Inicialmente se propuso un método de ajuste heurístico, basado en la corrección iterativa del ángulo de orientación del módulo para minimizar los efectos negativos de la proyección de las sombras. En muchas ocasiones se conseguirá evitar por completo la aparición de sombras proyectadas sobre la superficie de los paneles. Sin embargo, la mayoría de las veces la solución vendrá determinada, bien según un número de iteraciones máximo, o bien cuando se alcance un valor de tolerancia mínimo previamente definido. Aunque este algoritmo mejora en gran medida el rendimiento de conversión fotovoltaico, puede ocurrir que la solución obtenida sea el óptimo local, pero no la solución óptima global. Por ello, se ha definido un método de ajuste meta-heurístico a partir del algoritmo heurístico inicial, con el que sí se obtiene el ángulo de ajuste que maximiza el rendimiento energético del módulo fotovoltaico. Al igual que la inclinación, el ajuste de la orientación de un módulo fotovoltaico podría realizarse mediante un modelo matemático. No obstante, si la geografía inscrita en el dominio de la instalación es muy contrastada, la evolución geométrica de las sombras proyectadas resultaría demasiado compleja para aplicar un modelo matemático con precisión y fiabilidad. Por ello, se ha optado por aplicar métodos heurísticos y meta-heurísticos debido a su gran robustez. Posteriormente, se ha diseñado un proceso de optimización de instalaciones fotovoltaicas, que se implementa en una herramienta GIS para la configuración automática de los parámetros de diseño de módulos fotovoltaicos emplazados a lo largo de una carretera. Para ejecutar el algoritmo son nece-

sarias la capa ráster de radiación solar y la capa vectorial de carreteras inscritas en su dominio geográfico. El modelo resultante es una capa vectorial de puntos que transcurren sobre el trazado de la carretera a valorar y a los que se asocian una serie de atributos que definen su potencial fotovoltaico. Dichos atributos son: coordenadas UTM huso 30 del punto geográfico; ángulo de inclinación de la superficie de captación del módulo FV; ángulo de acimut de la superficie de captación del módulo FV; incidencia de radiación solar; energía generada en función de la potencia pico instalada. El algoritmo se ha aplicado al término peninsular de España, aunque puede extrapolarse a cualquier dominio geográfico siempre que se disponga de su mapa de red de carreteras y de su mapa de radiación solar global. Tras aplicar el algoritmo y contrastar los resultados en carreteras emplazadas en diversos puntos de la geografía española, se observa que el potencial de generación fotovoltaica es muy elevado debido principalmente a las altas cotas de radiación en casi la totalidad de la Península Ibérica. La energía generada podría utilizarse para suministrar electricidad a los dispositivos eléctricos y electrónicos instalados a lo largo de una carretera, o bien inyectarse a la red eléctrica nacional en los intervalos de máxima producción. Se ha propuesto un método para maximizar la eficiencia de instalaciones fotovoltaicas en carreteras en base a un problema de optimización lineal cuyas variables son el número de módulos FV que hay que implementar en puntos concretos de la carretera para satisfacer una curva de demanda determinada. Este problema puede extrapolarse para cualquier tipo de producción energética si se conoce la cantidad de energía que se produce en cada tramo de la carretera de estudio. Además, es posible realizar la optimización considerando la posibilidad de instalar múltiples sistemas de generación cuyo funcionamiento venga regulado en función de ajustar la producción energética conforme a la curva de demanda para maximizar el rendimiento energético. Además, se ha planteado una herramienta para optimizar el análisis de instalaciones fotovoltaicas y automatizar los protocolos de diagnóstico de módulos fotovoltaicos y actuación en caso de fallo. La herramienta de análisis, diagnóstico y actuación comprende, por un lado, el modelo de análisis y diagnóstico que se ha planteado, y por otro, el modelo de actuación frente a caídas en la producción energética que se explicó en apartados anteriores. El modelo de actuación trabaja con los datos de generación de la instalación física, independientemente del estado de los módulos FV que participen en la producción:

- El objetivo del modelo de actuación consiste en activar los módulos FV que se vayan a utilizar para conseguir una producción energética determinada. Para ello, se lanza el modelo de optimización para decidir qué módulos se van a activar para satisfacer una demanda determinada con vistas a producir una cantidad de energía equivalente y almacenarla hasta que sea requerida. Si durante el proceso de generación cae la producción de alguno de los módulos utilizados, se lanza de nuevo el modelo de optimización para reconfigurar el funcionamiento de la instalación.

- El objetivo del modelo de análisis y diagnóstico consiste en recopilar los datos de producción de los módulos FV y compararlos con los datos históricos y los datos estimados para conocer el motivo de posibles caídas en la producción energética y detectar fallos en los dispositivos instalados.

Ambos modelos son necesarios para que mediante la herramienta planteada se ejecute un análisis de toda la instalación, se diagnostique el estado de los dispositivos de generación de forma fiable y precisa, y se corrijan posibles fallos durante el proceso. Por último, se ha diseñado una herramienta donde se han integrado todos los modelos desarrollados para facilitar el acceso a los procesos de diseño, optimización y análisis de instalaciones fotovoltaicas en infraestructuras del transporte. Así, desde esta herramienta es posible ejecutar las tareas de optimización del uso de los recursos energéticos disponibles en las infraestructuras del transporte; de automatización del diseño de instalaciones distribuidas para cubrir la demanda de energía eléctrica en dichas infraestructuras; de gestión, distribución y mantenimiento de la red de distribución; y de monitorización de los parámetros de control de la instalación.

# Bibliografía

- [1] P.Sánchez.Friera. Tecnologías de células y módulos fotovoltaicos. Master's thesis, Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica, Universidad Internacional de Andalucía, disponible en (r.6.2), última visita 18/ENE/2013, 2011.
- [2] T. Díaz. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. McGraw Hill, España, 2010.
- [3] M. A. Abella and F. Chenlo. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Estimación de la energía generada. *Era Solar*, (131), 2006.
- [4] A. ONeil and D. M. Gray. Solar radiation penetration through snow. *Symposia on the Role of Snow and Ice in hydrology*, 2972.
- [5] R. W. Andrews, A. Pollard, and J. M. Pearce. *The effects of snowfall on solar photovoltaic performance*, volume 92. 2013.
- [6] M.M.D.Ross. Snow and ice accumulation on photovoltaic arrays: An assessment of the tn conseil passive melting technology. Technical report, report EDRL 95-68 (TR), energy diversification research laboratory, CAN-MET, Natural Resources Canada, Varennes, September, 1995.
- [7] T.Townsend and L.Powers. Photovoltaics and snow: an update from two winters of measurements in the sierra. *37th IEEE PVSC*, 2011.
- [8] B. Beckers. El diagrama solar. Technical report, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2008.
- [9] J. Amador. Evaluación energética de instalaciones fotovoltaicas. In *Seminario de Monitorización, Tele-medida y Calidad de Sistemas Fotovoltaicos, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial, Universidad Politécnica de Madrid.*, 2011.
- [10] R. Lunde. Application of the q system in design decisions concerning dimensions and appropriate support for underground installations. *International Conference on Sub Surface Space*, 2:553–561, 1980.

- [11] H. P. Garg. Optimal geometries of plane mirror collectors. *Inteernational journal of energie*, 1982.
- [12] G. Lewis. 1987. In *Optimum tilt of solar collector*, volume 4, pages 407–410, Solar and Wind Energy.
- [13] J. A. Duffie and W. A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley and Sons, New York, 1991.
- [14] S. H. Moon, K. E. Felton, and A. T. Johnson. Optimum tilt angles of a solar collector. *Energy*, 6(9):895–899, 1981.
- [15] K. V. Chau. Optimum tilt angles for solar collectors in clear sky conditions. *Journal of Agricultural Engineering Research*, 27(4):321–328, 1982.
- [16] M. M. El. Kassaby. Monthly and daily optimum tilt angle for south facing solar collectors; theoretical model, experimental and empirical correlations. *Solar and Wind Technology*, 5(6):589–596, 1988.
- [17] M. M. El. Kassaby. The optimum seasonal and yearly tilt angle for south-facing solar collectors. In Hamburg, editor, *ISES Solar World Congress*, volume 2–2–20, 1987.
- [18] K. Skeiker. Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in syria. *Energy Conversion and Management*, 50(9):2439–2448, 2009.
- [19] T. P. Chang. The sun's apparent position and the optimal tilt angle of a solar collector in the northern hemisphere. *Solar Energy*, 83(8):1274–1284, 2009.
- [20] M. Kacira, M. Simsek, and Y. Babur. Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in sanliurfa, tukey. *Renewable Energy*, 29(8):1265–1275, 2004.
- [21] H. R. Ghosh, N. C. Bhowmik, and M. Hussain. Determining seasonal optimum tilt angles, solar radiations on variously oriented, single and double axis tracking surfaces at dhaka. *Renewable Energy*, 35(6):1292–1297, 2010.
- [22] R. Pérez, P. Ineicen, and R. Seals. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 44(5):271–289, 1990.
- [23] D. H. W. Li and T. N. T. Lam. Determining the optimum tilt angle and orientation for solar energy collection based on measured solar radianca data. *International Journal of Photoenergy*, 2007:1–9, 2007.
- [24] Y. P. Chang. Optimal the tilt angles for photovoltaic modules using pso method with nonlinear time-varying evolution. *Energy*, 35(5):1954–1963, 2010.

- [25] Lorenzo. *Electricidad Solar.Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. 2002.
- [26] J. Calvo. *Diseño y análisis de instalación fotovoltaica conectada a red de 500 kWn*. PhD thesis, Universidad de Zaragoza, 2011.
- [27] R. A. Itusaca. Calcina. Cálculo de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red a 3800 msnm. In Cusco, editor, *IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar y XVII Simposio Peruano de Energía Sola*, 2010.
- [28] M. Jantsch, H. Schmid, and J. Schmid. Results of the concerted action on power conditioning and control. In *11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux*, pages 1589–1592, 1992.
- [29] A.K.Pradhan, S.R.Mohanty, and A.Routray. Neural fault classifier for transmission line protection- a modular approach. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [30] Z.Yongli, H.Limin, and L.Jinling. Bayesian networks-based approach for power system fault diagnostic. *IEEE Transactions on Power Deliver*, 21(2), 2006.
- [31] N.Zhang and M.Kezunovic. Improving real-time fault analysis and validating relay operations to prevent or mitigate cascading blackouts. In *Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2006.
- [32] R. Salim. Hartstein, K. R. Cacino. de. Oliva, A. Darós .Filomena, M. Resener, and A. Susana .Bretas. Hybrid fault diagnosis scheme implementation for power distribution systems automation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(4), 2008.
- [33] X.Zhang, D.Zhao, and S.Li. Research of power system fault diagnosis method. In *International Conference on Energy and Environment Technology*, volume 2, pages 213–216, 2009.
- [34] W. Guo, F. Wen, G. Ledwich, Z. Liao, X. He, and J. Liang. An analytic model for fault diagnosis in power systems considering malfunctions of protective relays and circuit breakers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(3), 2010.
- [35] D. F. Leite, M. B. Hell, P. J. r. Costa, and F. Gomide. Real time fault diagnosis of nonlinear systems. *Nonlinear Analysis*, 7(1):2665–2673, 2009.
- [36] F. P. A. Lima, A. D. P. Lotufo, and C. R. Minussi. Disturbance detection for optimal database storage in electrical distribution systems using artificial immune systems with negative selection. *Electric Power Systems Research*, 109:1–9, 2014.

- [37] J. A. Buritica and S. Tesfamarian. Consequence-based framework for electric power providers using bayesian belief network. *Electrical Power and Energy Systems*, 64:233–241, 2015.
- [38] P.Suchánek, F.Marecki, and R.Bucki. Self-learning bayesian networks in diagnosis. In *3th International Conference on Knowledge Based and Intelligent Information and Engineering Systems; Procedia Computer Science*, volume 35, pages 1426–1435, 2014.