

# **Energía y Telecomunicaciones**

Energías Renovables

**Apuntes de la Asignatura**

**Jesús Mirapeix Serrano**

Grupo de Ingeniería Fotónica  
Universidad de Cantabria



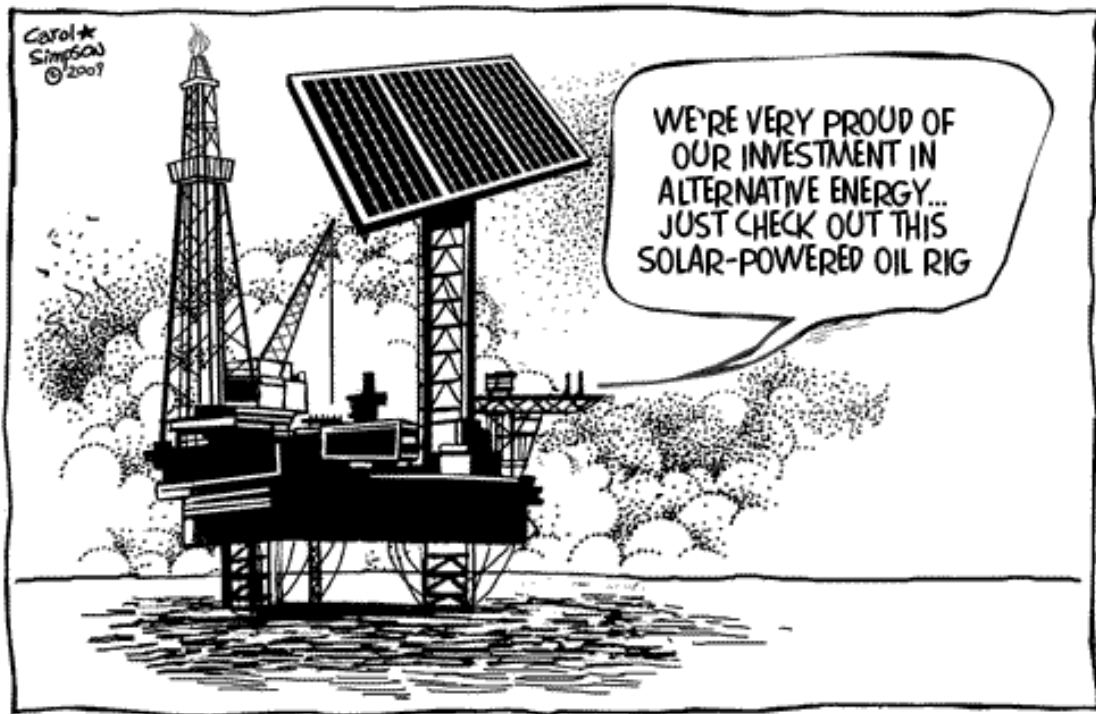


Image by Joe Heller: Heller Syndication, ©2016 (Free for classroom use.)

*"We are star stuff harvesting sunlight."*

**Carl Sagan, American astronomer, cosmologist, astrophysicist, astrobiologist, author, science popularizer, and science communicator in astronomy and other natural sciences.**

### **Energía y Telecomunicaciones**

Mirapeix Serrano, Jesús

© 2023 Jesús Mirapeix Serrano.

Esta obra está disponible bajo licencia Creative Commons.

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Universidad de Cantabria

39005 Santander



# ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES

## ENERGÍAS RENOVABLES

### *Resumen*

**E**N el primer tema analizamos los conceptos básicos relacionados con las energías renovables, y ha llegado el momento de centrarnos en la **energía solar**, más concretamente en la **solar fotovoltaica**.

Este capítulo comenzará con una **breve revisión de las tecnologías solar térmica y CSP**, seguido de un **breve resumen de la evolución histórica de la energía solar fotovoltaica y la situación actual del sector**. Se prestará especial atención a la **situación de la energía solar fotovoltaica en España, que ha sufrido un cambio radical en 2019-2020**.

Posteriormente, estudiaremos **fundamentos de la tecnología fotovoltaica**, el **efecto fotoeléctrico** y el principio de funcionamiento de una **célula solar**. La **caracterización de células y módulos solares y el diseño de instalaciones independientes** (que podrían ser de especial interés para los ingenieros de telecomunicaciones) e **instalaciones conectadas a la red** completarán estas secciones.

En resumen, los **principales objetivos** de este tema son:

**Obtener un conocimiento básico y una comprensión** de la situación mundial actual en materia de energía solar

**Familiarizarse** con los fundamentos de la energía solar fotovoltaica

**Poder** diseñar instalaciones solares fotovoltaicas

# ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES

## ENERGÍAS RENOVABLES

### *Estructura del Curso*

**E**ste curso se ha dividido en 4 partes dedicadas a una introducción a las energías renovables (y conceptos asociados), energía solar (incluyendo energía solar térmica y fotovoltaica) y energía eólica. El último capítulo está dedicado a revisar brevemente los conceptos fundamentales de otras energías renovables, como la hidráulica, biomasa, energías derivadas del mar, etc.

#### ▷ **Capítulo 1: Introducción a las Energías Renovables**

El objetivo es que el estudiante se familiarice con los conceptos básicos sobre Energías Renovables. Esto incluye el comprender las razones que motivan el nacimiento y desarrollo de estas tecnologías, con un especial énfasis en el cambio climático. Resulta fundamental también conocer el panorama actual de estas tecnologías a nivel global, europeo y en España. ¿Qué país es líder en energía fotovoltaica o eólica? ¿Cómo han evolucionado las energías renovables en China en los últimos años? Además, se prestará especial atención a las tecnologías de almacenamiento de energía en la red eléctrica, así como a la relación existente entre energías renovables y telecomunicaciones.

#### ▷ **Capítulo 2: Energía Solar**

La energía solar puede ser dividida entre térmica y fotovoltaica. La energía solar térmica será brevemente revisada, mencionándose tanto instalaciones solares térmicas convencionales (y su diseño), como plantas de concentración o CSP (Concentrating Solar Power), donde la energía del Sol es transformada en calor y, posteriormente, en electricidad. La energía solar fotovoltaica (FV) constituirá el principal tema de este curso, dada su relevancia para los ingenieros de telecomunicación. Los fundamentos y aspectos prácticos de la energía solar FV serán estudiados e instalaciones aisladas y conectadas a red serán analizadas.

#### ▷ **Capítulo 3: Energía Eólica**

La energía eólica es una tecnología madura, con varios parques instalados en España. Aunque probablemente desde un punto de vista distinto (comunicaciones y sensores), esta tecnología está también asociada con las telecomunicaciones. Los aspectos fundamentales relacionados con los aerogeneradores, así como la estructura de una turbina moderna y las tendencias actuales en el sector serán analizadas en este capítulo.

#### ▷ **Capítulo 4: Otras Energías Renovables**

Las energías hidráulica, de la biomasa, geotérmica o derivadas de los mares/oceános serán brevemente analizadas en este capítulo. Se estudiará la relevancia (a nivel mundial) de la producción hidro-eléctrica y los fundamentos básicos de las energías geotérmica

y de la biomasa. Finalmente, se comentarán algunos aspectos básicos relativos a las energías derivadas del mar.

# Acrónimos

<b>BTS</b>	Base Transceiver Station	<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change / [Panel Intergubernamental para el Cambio Climático]
<b>CAES</b>	Compressed Air Energy Storage / [Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido]	<b>IR</b>	Infrared / [Infrarrojo]
<b>CSP</b>	Concentrating Solar Power / [Energía Solar de Concentración]	<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy / [Coste Normalizado de la Energía]
<b>E</b>	Energy / [Energía]	<b>PV</b>	Photovoltaics
<b>EBT</b>	Estación Base de Telefonía	<b>RE</b>	Renewable Energy
<b>EERR</b>	Energías Renovables	<b>REE</b>	Red Eléctrica Española
<b>EU</b>	European Union	<b>SHM</b>	Structural Health Monitoring
<b>FBG</b>	Fiber Bragg Grating (red de difracción)	<b>TFC</b>	Total Final Consumption / [Consumo Final Total]
<b>FV</b>	Fotovoltaica	<b>TPES</b>	Total Primary Energy Supply / [Suministro Total de Energía Primaria]
<b>GH</b>	Green-house / [Efecto Invernadero]	<b>UE</b>	Unión Europea
<b>GHG</b>	Green-house Gas [Gas de Efecto Invernadero]	<b>UV</b>	Ultraviolet / [Ultravioleta]
<b>IDAE</b>	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía		

# Glosario

**Biomasa** es un término que se refiere a la obtención de energía mediante la combustión de madera u otras materias orgánicas similares. La combustión de biomasa implica la emisión de carbono, pero se considera una energía renovable en la UE y la ONU ya que las plantaciones se pueden considerar renovables al ser replantadas. Como fuente de energía, la biomasa se puede usar directamente mediante combustión o de forma indirecta mediante su conversión a bio-combustibles.

**Calibración Dinámica de Líneas de Alta Tensión** se refiere a la posibilidad de transmitir corrientes superiores a las nominales de la línea mediante la medida de parámetros tales como la radiación solar o la velocidad del viento, lo que permite estimar su posible efecto refrigerante sobre la línea.

**Combustibles Fósiles** son combustibles creados en procesos naturales, tales como la descomposición anaeróbica de organismos muertos que contienen energía generada en su momento por medio de la fotosíntesis. Ejemplos de combustibles fósiles son el petróleo, el carbón y el gas natural.

**Concentrating Solar Power / Energía Solar de Concentración** (también denominada *Concentrated Solar Thermal*, y CSP) son sistemas de energía solar basados en el uso de conjuntos de espejos para concentrar la radiación solar en un área pequeña. La electricidad se genera mediante la conversión de la luz concentrada a calor, lo que sirve para accionar una turbina conectada a un generador eléctrico.

**Desarrollo Sostenible** Desarrollo que contempla las necesidades de las generaciones actuales sin comprometer las necesidades de generaciones futuras.

**Efecto Fotoeléctrico** se refiere a la emisión de electrones que se produce cuando determinados materiales son expuestos a radiaciones electromagnéticas específicas.

**Energía Hidráulica / Hydro Power** es la energía derivada del agua (saltos de agua o corrientes).

**Energía Hidráulica de Bombeo** se basa en el movimiento del agua a embalses en altura, donde la energía potencial del agua será recuperada cuando se deje “caer” del embalse superior a uno inferior, activando una turbina en el proceso.

**Energía Renovable** es la energía obtenida de fuentes de energía que pueden considerarse continuas o inagotables a escala humana.

**Energía Solar Fotovoltaica** está basada en la conversión de la radiación solar (fotones) en electricidad (electrones) por medio del efecto fotoeléctrico.

**Energía Sostenible** es la energía que no disminuye de manera notable con un uso continuo, no implica emisiones contaminantes u otros riesgos medioambientales significativos y no implica la perdurabilidad de riesgos para la salud o injusticias sociales.

**Energía Primaria** es la energía directamente obtenida de fuentes naturales.

**Energía de Uso Final** es la energía consumida directamente por el usuario, como la electricidad, la gasolina o el gas natural.

**Gas de Efecto Invernadero / Greenhouse Gas** gas atmosférico capaz de atrapar o reflejar calor (radiación infrarroja). Ejemplos de estos gases son el CO<sub>2</sub> o el metano.

**Instalación Solar Fotovoltaica de Autoconsumo** instalación diseñada para suministrar electricidad a un sistema/infraestructura/edificio en el cual se encuentra instalada, por ejemplo una vivienda unifamiliar.

**Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red** es una instalación que funciona como una planta de generación, produciendo electricidad e inyectándola en la red eléctrica.

**Levelized Cost of Energy (LCOE) / Coste Normalizado de la Energía** es un parámetro que permite la comparación directa entre diferentes tecnologías (de generación de electricidad), ya que mide los costes a lo largo de la vida útil de una determinada central/instalación (construcción, mantenimiento, operación, etc.) dividido por la energía que dicha infraestructura generará en todos sus años de funcionamiento. Sus unidades son  $\$/Wh$ .

**Paridad de Red / Grid Parity** ocurre cuando una nueva fuente de energía es capaz de generar electricidad a un coste normalizado (LCOE) igual o menor que el coste asociado a la compra de electricidad en la red eléctrica tradicional. El término “paridad de red” se emplea fundamentalmente asociado a las energías renovables.

# Términos en Inglés

**Biofuels** Bio-Combustibles

**Capacity** Potencia Instalada

**Coal** Carbón

**Co-generation** Co-generación

**Combined Cycle** Ciclo Combinado

**Hydro** Hidráulica

**Mtoe: Million Tonnes of Oil Equivalent** Tonelada equivalente de petróleo (millones)

**Natural Gas** Gas Natural

**Ocean Energy** Energías derivadas del Mar

**Oil** Petróleo

**Pumped Hydro** Hidráulica de Bombeo

**Solar PV** Solar Fotovoltaica

**Thermal RE** Térmica Renovable

**Waste** Residuos

**Wind** Eólica

# Unidades

<b>°C</b>	Celsius (temperatura)
<b>J</b>	Joule (energía)
<b>K</b>	Kelvin (temperatura)
<b>Mtoe</b>	Million Tonnes of Oil Equivalent (millones de toneladas equivalentes de petróleo)
<b>ppm</b>	Parts per million (partes or millón)
<b>ppb</b>	Parts per billion (partes or billón)
<b>ppt</b>	Parts per trillion (partes or trillón)
<b>Wh</b>	Watt-hour (vatio-hora) (energía)
<b>W</b>	Watt (vatio) (potencia)(capacity)



# Índice general

<b>Acrónimos</b>	<b>I</b>
<b>Glosario</b>	<b>II</b>
<b>Términos en Inglés</b>	<b>IV</b>
<b>Unidades</b>	<b>V</b>
<b>Índice general</b>	<b>VI</b>
<b>2 Energía Solar</b>	<b>1</b>
2.1 El Sol como fuente de energía: el proceso de fusión nuclear en las estrellas . . .	1
2.1.1 El proceso de fusión: la energía de las estrellas . . . . .	2
2.1.2 Reactores de Fusión: replicando estrellas en la Tierra . . . . .	5
2.2 Energía solar térmica y termoeléctrica . . . . .	6
2.2.1 Energía Solar Térmica: Baja Temperatura . . . . .	8
2.2.2 Energía Solar Térmica: Media Temperatura . . . . .	10
2.2.3 Energía Solar Térmica: Alta Temperatura / CSP . . . . .	10
2.2.4 CSP: Situación Actual . . . . .	15
2.3 Energía Fotovoltaica: Breve Historia y Evolución . . . . .	16
2.4 Energía Fotovoltaica: situación actual . . . . .	21
2.4.1 Energía solar FV y la pandemia de COVID-19 . . . . .	27
2.4.2 Solar FV: Situación actual en España . . . . .	29
2.4.3 FV en España: 2019 y más allá . . . . .	29
2.4.4 El Recurso Solar . . . . .	33
2.5 Fundamentos de Energía Solar FV: efecto fotoeléctrico y célula FV . . . . .	35
2.5.1 La Célula FV . . . . .	36

2.5.2	Recordando la unión PN . . . . .	39
2.5.3	¿Cómo interactúan los fotones con la célula FV? . . . . .	42
2.5.4	Célula FV: Eficiencia . . . . .	43
2.5.5	¿Cómo es la estructura de una célula FV? . . . . .	44
2.5.6	Tecnologías de células FV . . . . .	46
2.5.7	Tecnologías de células FV: Si cristalino . . . . .	47
2.5.8	Tecnologías de células FV: Capa fina (2ª generación) . . . . .	49
2.5.9	Tecnologías de células FV: Capa fina (Si amorfo) . . . . .	50
2.5.10	3ª Generación: células orgánicas . . . . .	52
2.5.11	Tecnologías de células FV: comparativas . . . . .	53
2.5.12	Tecnología bifacial . . . . .	55
2.5.13	Características principales de las células/módulos bifaciales . . . . .	58
2.6	Caracterización de células y paneles FV . . . . .	62
2.6.1	El panel/módulo FV . . . . .	62
2.6.2	Módulo FV: Estructura . . . . .	62
2.6.3	Las Condiciones Estándar de Medida (CEM) . . . . .	64
2.6.4	Caracterización eléctrica de una célula/panel FV . . . . .	66
2.6.5	Células/Módulos FV: Asociaciones Serie/Paralelo . . . . .	68
2.6.6	Respuesta en irradiancia y temperatura . . . . .	69
2.6.7	Módulos FV: el problema de los puntos calientes ( <i>hot-spots</i> ) . . . . .	72
2.7	Elementos de instalaciones FV . . . . .	75
2.7.1	Elementos de una instalación FV . . . . .	75
2.7.2	Convertor DC/DC . . . . .	77
2.7.3	Inversor . . . . .	78
2.7.4	Inversor: seguimiento de MPP . . . . .	82
2.7.5	Inversor: configuraciones . . . . .	82
2.7.6	Inversor: dimensionamiento . . . . .	85
2.7.7	Combinador . . . . .	87
2.7.8	Contador . . . . .	87
2.7.9	Regulador/Controlador de carga . . . . .	89
2.7.10	Baterías . . . . .	91
2.7.11	Cableado de la instalación . . . . .	93
2.8	Dimensionamiento de instalaciones FV . . . . .	93

2.8.1	Ángulo de inclinación y orientación . . . . .	94
2.8.2	Cálculo del ángulo de inclinación óptimo . . . . .	95
2.8.3	Captura de datos de radiación para el emplazamiento seleccionado . . . . .	98
2.8.4	Sombreados . . . . .	102
2.8.5	Estimación de pérdidas causadas por sombreado . . . . .	103
2.9	<b>Ejemplo 1 de dimensionamiento de una instalación conectada a red</b> . . . . .	107
2.9.1	Cálculo de los rangos de tensiones de los módulos . . . . .	109
2.9.2	Selección del inversor . . . . .	110
2.9.3	Configuración inversor/módulos (número de cadenas) . . . . .	111
2.10	<b>Ejemplo 2. Instalación FV aislada para una vivienda</b> . . . . .	113
2.11	<b>Ejemplo de instalación FV aislada para alumbrado externo de una casa</b>	119

# CAPÍTULO 2

## Energía Solar

### 2.1. El Sol como fuente de energía: el proceso de fusión nuclear en las estrellas

**D**ado que este capítulo está dedicado a la energía solar, comenzaremos esta sección con una breve explicación de la **fusión nuclear**, proceso que da lugar a la gran generación de energía que tiene lugar en las estrellas.

Está claro, sin nuestra estrella, el Sol, no habría vida en la Tierra, y tampoco habría (prácticamente) energía que pudiésemos emplear. De manera directa (energía solar fotovoltaica/térmica/termo-eléctrica) o indirecta (energía eólica, hidráulica, derivada del mar, biomasa, etc.) el Sol es responsable de casi toda la energía que el ser humano puede generar/convertir/utilizar. Tan sólo algunas excepciones, como la energía geotérmica, pueden ser consideradas como ajenas al Sol.

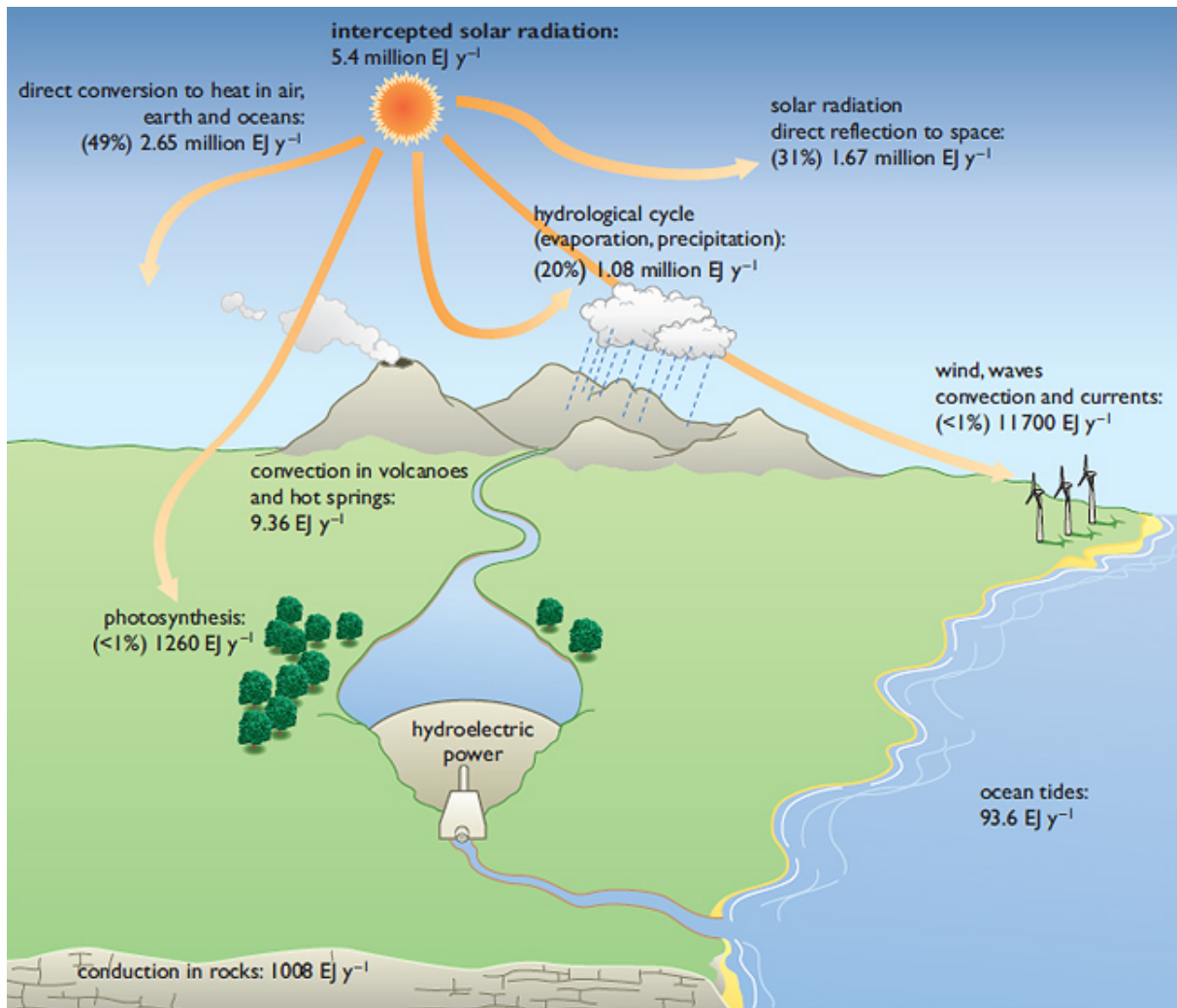
#### *Importante 2.1: Buscando Vida más allá del Sistema Solar*

En la actualidad existe un gran esfuerzo investigador por encontrar planetas similares a la Tierra (**exoplanetas**), donde el ser humano podría vivir y donde incluso podría haberse desarrollado vida extraterrestre. Se considera que para que pueda haberse desarrollado vida en un planeta, éste debe estar situado dentro de la denominada Distancia de Zona Habitable (**HZD: Habitable Zone Distance**), que depende de la temperatura y luminosidad de su estrella asociada.

#### *Cuestión 2.1: El Sol como fuente de energía (250 XP)*

En el capítulo anterior se habló de combustibles fósiles pero: ¿sabes cómo se crearon? Busca información al respecto y explica, **con tus propias palabras**, la relación que existe entre el Sol y los combustibles fósiles.

En la [Figura 1](#) tenemos una representación más exacta de las formas de energía renovable disponibles en la Tierra. Como se puede observar existe una dependencia fundamental del



**Figura 1.** Esquema ilustrativo de la participación del Sol en la generación del recurso asociado a diferentes fuentes de energía. Fuente: <http://bit.ly/2BHKnFT>

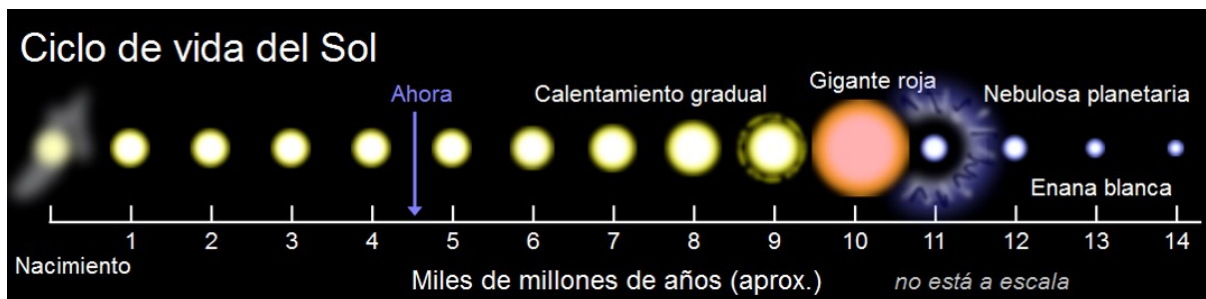
Sol, que aporta 5.4 millones de EJ (exa-julios = 10<sup>18</sup> julios). Puede apreciarse como otros mecanismos no directamente asociados a la radiación del Sol, como las mareas (en el que el Sol tiene cierta influencia) o los fenómenos de convección en los volcanes, aportan cifras mucho más pequeñas en comparación.

### 2.1.1. El proceso de fusión: la energía de las estrellas

Sin tener que recurrir a explicaciones físicas somos conscientes de que el Sol genera una ingente cantidad de energía que nos llega en forma de radiación luminosa<sup>1</sup>. Sin embargo, conocer el proceso responsable, en este caso la fusión nuclear, puede ser un primer paso en un intento de replicar el mismo para obtener una poderosa fuente de energía renovable.

El Sol puede definirse como una gran bola de gas incandescente (un plasma), con un

<sup>1</sup>Hablamos de luz en su denición más amplia, no sólo de luz en el espectro visible, sino también de radiación óptica en el ultravioleta (UV) e infrarrojo (IR)



**Figura 2.** Evolución en la vida de una estrella y edad actual del Sol. Fuente: NACLE2 (Public Domain) <http://bit.ly/2DiP2RQ>

tamaño aproximado de un millón de veces el de la Tierra<sup>1</sup>. El Sol tiene una edad de 4600 millones de años, lo que le sitúa aproximadamente a mitad de su ciclo de vida esperado. El Sol está fundamentalmente compuesto por hidrógeno (H, 73 %) y Helio (He, 25 %), con unas temperaturas estimadas de 5600 °C en su superficie y 15 millones °C en su interior.

**¿Cómo se genera energía en el Sol?** En el núcleo de una estrella la temperatura y la presión son tan grandes que las partículas (los átomos de H y He) son aceleradas a velocidades tan altas que, cuando chocan entre ellas, se llegan a producir reacciones nucleares.

En la [Figura 3](#) tenemos un esquema de como se produce el proceso de fusión nuclear. La fusión nuclear desde un punto de vista simple puede entenderse como el proceso donde varios núcleos atómicos se unen para formar un núcleo más pesado, liberando además una gran cantidad de energía.

En el caso del proceso de fusión en el Sol, dos protones de H se acercan lo suficiente como para que la interacción nuclear fuerte supere la repulsión eléctrica mutua. En este proceso se forma Deuterio 2H que, posteriormente, al interaccionar con otro protón proveniente de un átomo de H, formará 3He liberando radiación en forma de rayos gamma. El proceso de fusión finaliza con la formación de 4He.

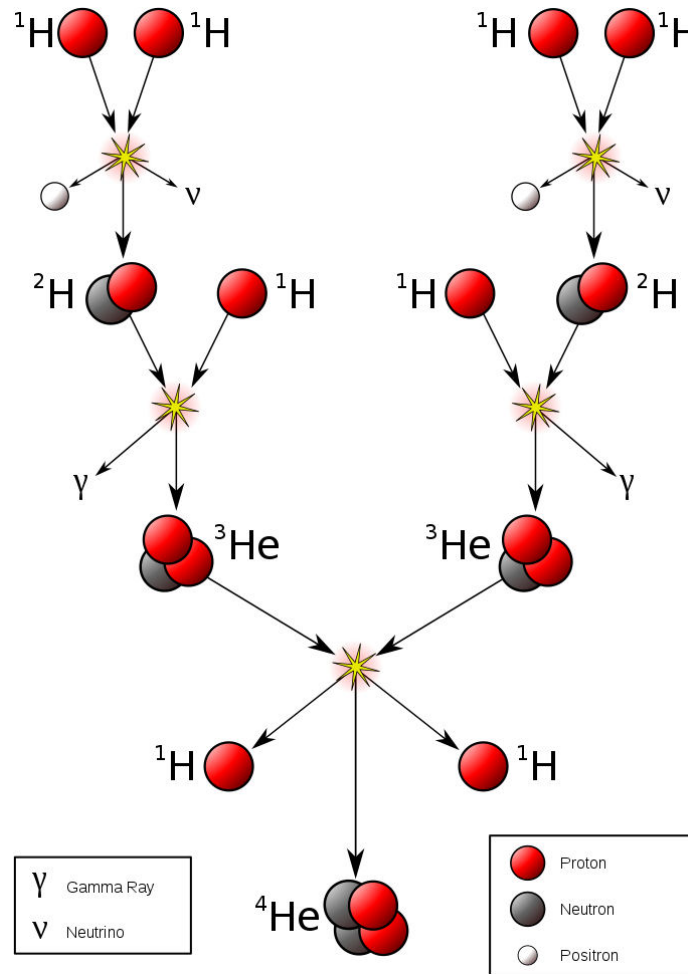
Pero, ¡un momento! ¿Estamos hablando de radiación de rayos gamma? Esto ¿no os suena mal?

### Cuestión 2.2: Rayos gamma (300 XP)

¿Cómo es la energía y la longitud de onda de los rayos gamma en comparación con la radiación “visible”? Los rayos gamma, ¿en qué eventos del universo participan? ¿Se utilizan rayos gamma en la Tierra? Explica estas preguntas **con tus propias palabras**. Busca información y contesta a estas preguntas **con tus propias palabras**.

Afortunadamente para nosotros, la radiación que llega a la Tierra lo hace en forma de otras radiaciones: como bien sabemos en el rango visible, ultravioleta, infrarrojo, etc. ¿Por qué? El fotón de rayos gamma, desde que se forma en el Sol hasta que consigue escapar del mismo, puede tardar miles de años (algunos modelos lo cifran en ¡¡170.000!! años). Esto ocurre porque el fotón original es constantemente sometido a, por ejemplo, procesos de *scattering* (dispersión) por parte de los electrones que circulan libres. En esos procesos

<sup>1</sup>La distancia del centro del Sol a su superficie es la equivalente a un viaje de ida y vuelta de la Tierra a la Luna



**Figura 3.** Representación esquemática del proceso de fusión nuclear en las estrellas. Fuente: Borb (CC BY-SA 3.0) <http://bit.ly/2BKwdnC>

los fotones van perdiendo energía hasta llegar niveles asociados con las regiones espectrales anteriormente comentadas.

**¿Cuánta energía se genera en el Sol?** Recurriendo a la famosa ecuación de Einstein que relaciona materia y energía, podemos encontrar una rápida respuesta a esta pregunta:

$$E = mc^2 \tag{2.1}$$

Para usar la ecuación anterior hay que tener en cuenta que en el Sol, en el proceso de fusión, se consumen 600 millones de toneladas de H (por segundo) para generar 596 millones de toneladas de He. ¿Qué ocurre con las 4 millones de toneladas restantes? En el proceso se han convertido en energía, así que sustituyendo en la ecuación anterior y empleando la constante c (velocidad de la luz), nos da un resultado de:

**100.000.000.000.000.000.000 KWh de energía**

La cifra anterior implica que, por segundo, en el Sol se genera una cantidad de energía



superior al consumo mundial de energía en un año. Otra cosa es, por supuesto, como capturar y emplear esa energía de manera eficiente.

### *Importante 2.2: Esfera de Dyson*

El concepto de esfera de Dyson se refiere a una hipotética megaestructura, propuesta en 1960 por el físico Freeman Dyson, que serviría para, rodeando una estrella, aprovechar al máximo la energía generada por ésta. Esta estructura, que supuestamente podría servir para detectar civilizaciones extraterrestres avanzadas, ha sido noticia en los últimos meses al haberse detectado una estrella (y recientemente una segunda) con un comportamiento (en sus patrones de luminosidad) para el que aún no se han encontrado teorías satisfactorias.

Más información en: <http://bit.ly/2p6iNj1>.



**Figura 4.** Captura del juego Dyson Sphere Program.

### *Importante 2.3: Dyson Sphere Program*

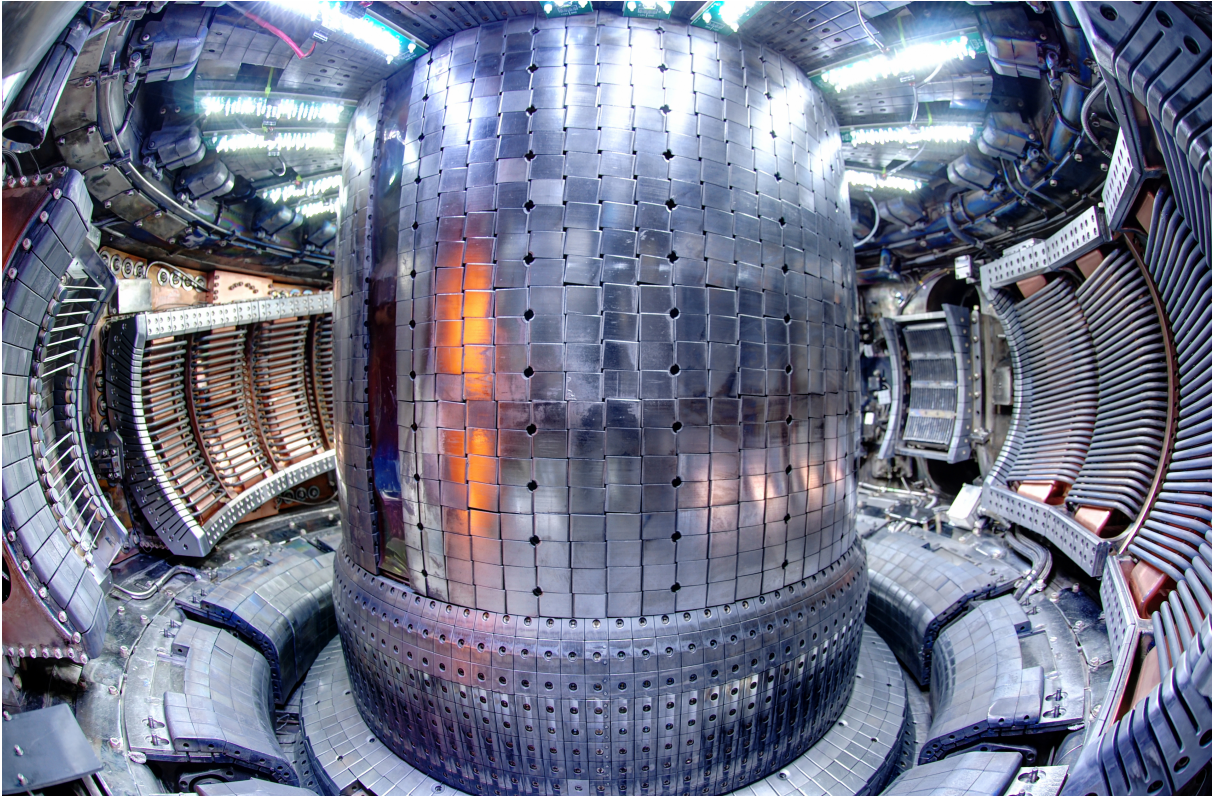
Como curiosidad mencionar que uno de los videojuegos que más éxito está teniendo en las últimas semanas (se lanzó en enero del 2021) es el Dyson Sphere Program, cuya temática se centra precisamente en la construcción de una esfera de Dyson.

## 2.1.2. Reactores de Fusión: replicando estrellas en la Tierra

Durante muchos años, diferentes grupos de científicos han estudiado la posibilidad de recrear el proceso de **fusión nuclear** que tiene lugar de manera natural en las estrellas. La idea es desarrollar reactores donde se generará el proceso de fusión, obteniendo así una enorme cantidad de energía usando simplemente **Hidrógeno** como combustible, un elemento muy común en nuestro planeta. El reto es tremendamente complicado desde el punto de vista científico y tecnológico, existiendo diferentes proyectos que tratan de valorar su viabilidad. Uno de los proyectos más famosos en este sentido es el **ITER** (*International Thermonuclear Experimental Reactor*), situado en el sur de Francia (Cadarache)<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Más información en: <https://www.iter.org/>





**Figura 5.** Imagen de un reactor de fusión nuclear. Fuente: Wikimedia (CC BY-SA 3.0) <http://bit.ly/2hx6t1s>

Si esta tecnología llega a demostrarse viable de cara a la generación eléctrica a gran escala, estaríamos ante una auténtica revolución energética y, probablemente, social y política, al haber encontrado una fuente de energía virtualmente inagotable.

#### *Importante* 2.4: Energía de Fusión: para saber más

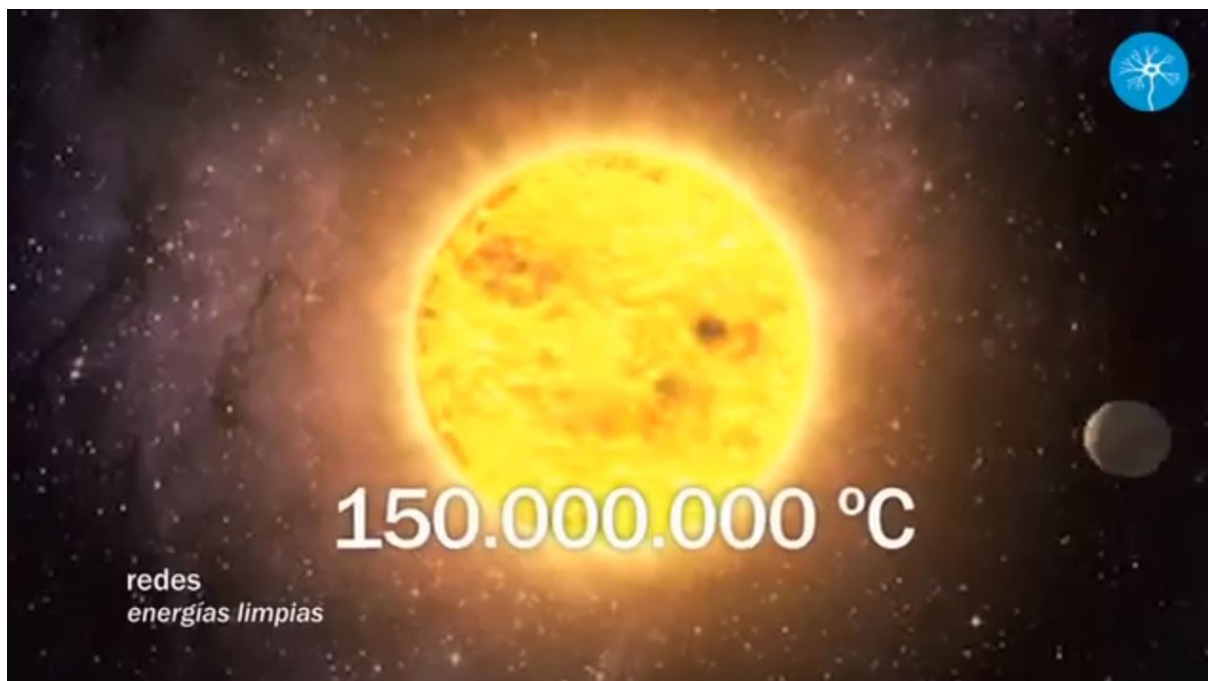
Si te apetece tener más información sobre esta forma de energía que podría revolucionar nuestras vidas en unos años, puedes consultar este breve vídeo de 7 minutos donde se explican algunos de los conceptos fundamentales.

Más información en: <https://youtu.be/DII-F5iKjSY>.

## 2.2. Energía solar térmica y termoelectrica

Una manera de aprovechar directamente la energía generada en el Sol y que llega a la Tierra es implementada por la energía solar térmica, donde en vez de realizar una conversión directa a energía eléctrica (como ocurre con la energía fotovoltaica a través del efecto fotoeléctrico) se hace uso de la energía del Sol para generar calor, que luego será aprovechado de diferentes formas.

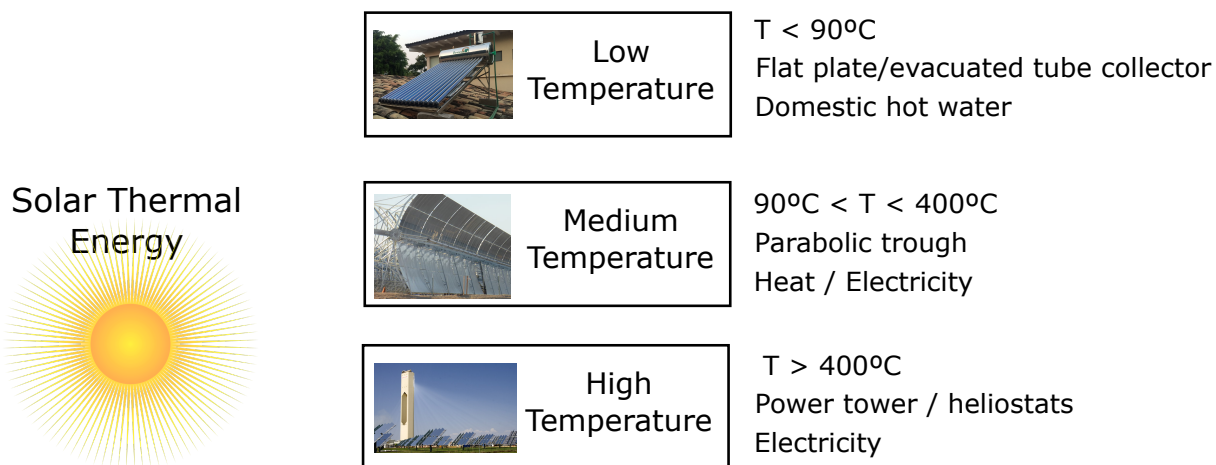
La nomenclatura empleada para referirse a las diferentes tecnologías no siempre es clara. En estos apuntes hablaremos de energía solar térmica y de energía solar termoelectrica (en



**Figura 6.** Fotograma del vídeo sobre energía de fusión (extracto del programa Redes número 73. Fuente: YouTube.

inglés CSP: *Concentrating Solar Power*) cuando haya generación de electricidad. La clasificación puede establecerse atendiendo a las temperaturas de trabajo:

- Baja Temperatura: para temperaturas de trabajo inferiores a los  $90^{\circ}C$
- Media Temperatura: para temperaturas de trabajo entre los  $90$  y  $400^{\circ}C$
- Alta Temperatura: para temperaturas de trabajo superiores a los  $400^{\circ}C$



**Figura 7.** Clasificación de la energía solar térmica en función de la temperatura de trabajo. Fuente: Jesús Mirapeix.

Esta clasificación es necesaria ya que, como puede apreciarse (ver [Figura 7](#)), las aplicaciones varían en función de la temperatura de trabajo. Para temperaturas bajas las aplicaciones se centran en el calentamiento de agua caliente sanitaria (ACS), fundamentalmente para viviendas. Para temperaturas medias y altas las aplicaciones se centran más en el campo de la generación de electricidad por medio de grandes instalaciones con colectores o espejos<sup>1</sup>.

### 2.2.1. Energía Solar Térmica: Baja Temperatura

Aunque estamos probablemente más acostumbrados a la energía solar fotovoltaica o a la eólica, lo cierto es que la energía solar térmica, en este caso la de baja temperatura dirigida al suministro de agua caliente sanitaria (ACS) en viviendas, tiene una gran relevancia y está ampliamente extendida en muchos países. Ejemplos los tenemos en China (líder mundial en instalaciones), Grecia, Turquía, Australia, Japón, Austria e Israel, donde el 85 % de las viviendas usan este tipo de sistemas, denominados SWHs (*Solar Water Heating systems*) en el mundo anglosajón.

Estamos hablando de una tecnología madura y con una complejidad y coste limitados, especialmente en zonas climáticas favorables, donde no serán necesarios sistemas complejos y la amortización será rápida (dependiendo también de los posibles subsidios o primas que consideren los gobiernos correspondientes).

Existen diferentes tipos de colectores solares SWH, aunque una clasificación básica puede establecerse entre los *colectores planos* y los de tubo de vacío (ver [Figura 8](#)). Los colectores (también denominados captadores) planos (*flat plate collector*) suelen trabajar a temperaturas de hasta 80 – 90°, pero su eficiencia es limitada, lo que los hace interesantes para emplazamientos con abundante Sol.



**Figura 8.** Ilustración de un colector solar plano (izquierda). Ejemplo de sistema solar térmico para ACS basado en colector plano (derecha). Fuente (izquierda): <http://bit.ly/2zbKRRG>.. Fuente (derecha): Chixoy (Licencia CC BY-SA 3.0).

Los **colectores planos** suelen estar formados por una capa de material absorbente (oscuro) cubierto por un vidrio protector. En contacto con el material absorbente se encuentra un tubo o tubos que transportan un fluido (no necesariamente agua) que será calentado y

<sup>1</sup>Hablaríamos por tanto de CSP.





**Figura 9.** Esquema del funcionamiento de un tubo de vacío (izquierda). Ejemplo de sistema solar térmico basado en tubos de vacío. Fuente (izquierda): <http://bit.ly/2kUyt3x> (Dominio Público). Fuente (derecha): Greensolarvacuum (Licencia CC BY-SA 3.0) <http://bit.ly/2kW0Gqv>.

transportado a otra parte del sistema. Este tipo de diseños suelen incluir también material aislante para minimizar las pérdidas.

Los sistemas basados en **colectores planos** pueden ser *pasivos*, en cuyo caso el tanque de agua deberá estar colocado sobre el colector. Además, en muchos casos estos sistemas incorporan también tanques de respaldo que aportan agua caliente cuando el colector no sea suficiente. Es habitual que el fluido que circule por el colector no sea agua, sino un líquido anticongelante (para evitar problemas en zonas donde se puedan alcanzar temperaturas bajas) que intercambiará el calor con el agua en el propio tanque o sifón. En los sistemas activos el tanque no tiene que estar situado por encima del colector y se incorpora una bomba para facilitar la circulación del agua.

Cuando se desean sistemas más eficientes, los **tubos de vacío o *evacuated collectors*** suelen ser la opción elegida (Figura 9). En este caso, para reducir las pérdidas térmicas y mejorar la eficiencia del sistema se usan colectores (fundamentalmente tubos) al vacío, lo que permite reducir las pérdidas por conducción y convección. Estos colectores suelen estar formados un doble tubo de vidrio (o vidrio-metal), con la parte interior tratada para mejorar la absorción de la radiación solar. Los tubos de vacío pueden ser de flujo directo (funcionamiento análogo al de los colectores planos) o empleando el concepto heat-pipe, que trata de evitar el problema del sobrecalentamiento que pueden sufrir estos diseños. En este caso se emplean líquidos que pasan a fase gaseosa al calentarse, subiendo por el tubo e intercambiando el calor con un líquido (agua) en la parte superior. Tras este intercambio, el gas se enfría y vuelve a su fase original líquida, para descender y completar así el ciclo.

**Cuestión 2.3: Efecto Invernadero (250 XP)**

A estas alturas seguro que ya tienes claro qué es el efecto invernadero. De hecho, tanto los colectores planos como los tubos de vacío se basan en dicho fenómeno como principio de funcionamiento.

Explica, **con tus propias palabras**, el funcionamiento de los tubos de vacío mediante una analogía con el calentamiento que sufren los coches en verano.

**Importante 2.5: “Otras aplicaciones” de la Solar Térmica**

Aunque no vamos a entrar en detalle, la energía solar térmica puede ser empleada en algunas aplicaciones de mucho interés en **países en vías de desarrollo**, como la cocina de alimentos (evitando el uso de biomasa, donde la recolección de la madera necesaria implica diferentes riesgos e inconvenientes), la purificación del agua o el secado de productos agrícolas antes de su transporte, evitando así el efecto nocivo de insectos y hongos.

**2.2.2. Energía Solar Térmica: Media Temperatura**

Cuando se trabajan a temperaturas superiores a los  $100^{\circ}\text{C}$  la energía solar térmica suele estar dirigida a la generación de energía eléctrica. En el caso de media temperatura hablamos normalmente de instalaciones con captadores cilíndrico-parabólicos diseñados para concentrar la radiación solar sobre un tubo situado por encima de ellos ([Figura 10](#)). Este tubo contiene un material (aceites HTF: *Heat Thermal Fluid* o Fluido Portador del Calor) que acumula esa energía calorífica (la temperatura típica de trabajo se sitúa en el entorno de los  $300^{\circ}\text{C}$ ) que, posteriormente, se utiliza para generar electricidad por medio de una turbina.

**¿Por qué usar aceite y no usar directamente agua?**

El agua, aunque es utilizado como fluido “calor-portador” en multitud de procesos industriales, presente algunas desventajas significativas como:

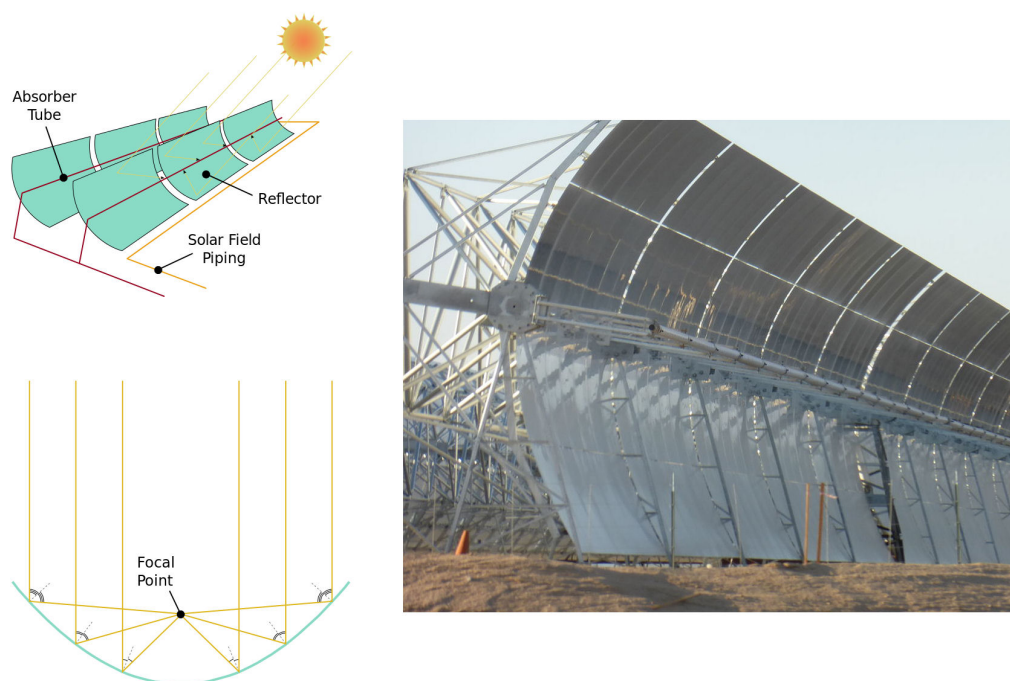
- Agresiva, oxidante y produce corrosión
- Elevada presión de vapor con la temperatura
- Aumento de volumen al solidificarse

**Cuestión 2.4: ¿Hay instalaciones de este tipo en España? (250 XP)**

Busca información y explica brevemente si existen instalaciones solares basadas en colectores parabólicos en nuestro país.

**2.2.3. Energía Solar Térmica: Alta Temperatura / CSP**

En la [Figura 11](#) se presenta el esquema de una central de energía solar térmica de alta temperatura en formato de torre de potencia (*power tower*), donde un conjunto de heliostatos



**Figura 10.** Esquema del funcionamiento de un colector/espejo parabólico (izquierda). Imagen de un colector parabólico en la central de Harper Lake (California, USA). Fuente (izquierda): <http://bit.ly/2BxAAFE>, Licencia: CC BY-SA 4.0. Fuente (derecha): <http://bit.ly/2Bx7Gpb> (Licencia CC BY-SA 3.0).

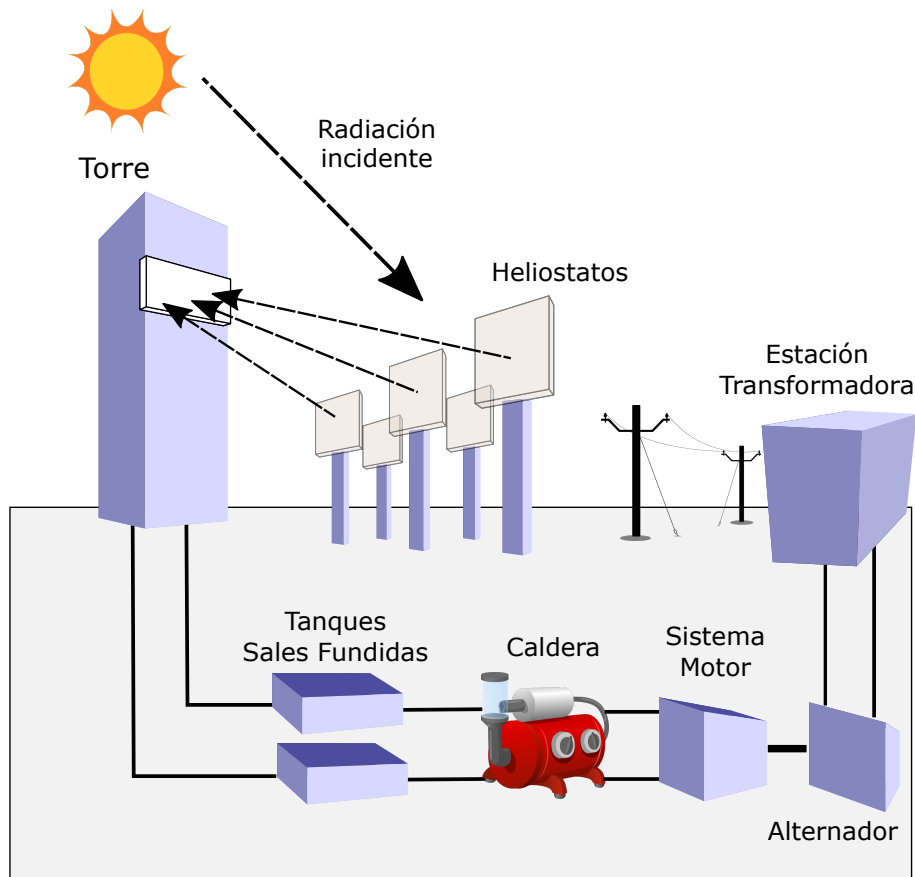
(espejos) están orientados de tal manera que concentran la radiación del Sol sobre un elemento receptor (torre) donde se calienta un líquido que servirá para generar electricidad en una turbina.

En el formato torre, el líquido a calentar suele encontrarse en la parte superior de la misma. Al igual que ocurre en el caso de las instalaciones de media temperatura, en este caso tampoco se suele utilizar agua como fluido, sino más bien sales fundidas (que pueden trabajar hasta temperaturas de unos  $800^{\circ}\text{C}$ ), (u otros fluidos) que circula por las tuberías de la instalación hasta los tanques de sales fundidas.

El resto de la instalación parece ser la usual (generación de electricidad mediante una turbina) pero, ¿para qué sirven esas *sales fundidas*? Las sales fundidas constituyen uno de los métodos de **almacenamiento de la energía** dentro del esquema de producción eléctrica. Básicamente estas sales permiten “conservar” durante más tiempo el calor, llegando incluso a permitir la generación de día y de noche, evitando así uno de los grandes problemas de la energía solar: su intermitencia.

Un ejemplo reciente de instalación solar termoeléctrica lo tenemos en esta planta con 300.000 espejos instalada en USA (en la frontera entre California y Nevada: [Figura 12](#)). Esta planta ha comenzado su operación en Febrero del 2014 tras diversos problemas administrativos para su puesta en marcha. El principio de funcionamiento es el clásico, si bien existen diversas “torres” en la instalación hacia donde los espejos controlados por ordenador reflejan la radiación del Sol.

El proyecto (*The Ivanpah Solar Electric Generating System*), propiedad de RG Energy



**Figura 11.** Esquema de una central solar térmica de alta temperatura (o termoeléctrica o CSP

Inc., Google Inc. y BrightSource Energy, consta de 300.000 espejos y tres torres, y puede llegar a producir aproximadamente 400 MW (potencia suficiente para dar cobertura a unos 140.000 hogares).

La instalación ocupa  $13\text{km}^2$  lo que es visto por algunos grupos como un elemento negativo de este tipo de energías (suelo que puede ser dedicado a otro tipo de usos, y cuya vida animal (p.ej. pájaros) se puede ver afectada). El coste de la instalación es de 2200 millones de dólares, lo que implica un coste por MW de aproximadamente  $5.5\text{millones}\$/\text{MW}$ .

Como referencia, los costes por MW de una instalación nuclear a día de hoy (UK) pueden estar en el entorno de los 8-10 Millones (algunos estiman hasta 16), mientras que la energía eólica podría estar en los  $1.5\text{millones}\$/\text{MW}$  (estas cifras son meramente ilustrativas y no se pueden tomar como rigurosas desde el punto de vista de un análisis económico comparativo).

Curiosamente en una noticia reciente en un famoso blog sobre energías renovables y sostenibilidad se comenta lo siguiente sobre esta misma instalación<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Concentrating solar. 2014 - its first year - was a near disaster for the 400 MW solar tower and heliostats at Ivanpah in the California Mojave desert . This matters; Ivanpah is the biggest concentrating solar plant in the world. Power production was very much lower than expected and the maintenance requirements were heavy for this \$2bn project. Many worried that the developers had underestimated cloud cover and I heard rumours that contrails of aircraft flying into Los Angeles were helping reduce the yield. The second year was very much better and almost met business plan projections. The first year clouds may have been a result of



**Figura 12.** Imagen aérea de la Ivanpah Solar Electric Generating System, en el desierto de Mojave (California). Fuente: Craig Butz/CC BY-SA 4.0. <http://bit.ly/2CWqPNF>.

### *Importante 2.6: Heliodysee*

Heliodysee es un centro de información abierto al público y situado en Francia, en el departamento de los Pirineos Orientales. El centro gira entorno al Gran Horno Solar de Odeillo, compuesto por una serie de espejos que reflejan la radiación del Sol sobre una segunda superficie de espejos que, finalmente, concentran la radiación sobre un objetivo de unos 40 cm de diámetro (con una concentración equivalente de unos 10.000 soles). La historia de este centro es curiosa y se remonta al uso de un espejo con fines antiaéreos (imitando la famosa (y supuesta) defensa de Siracusa por parte de Arquímedes). Posteriormente se construyó el gran horno entre 1962-68, sirviendo como punto clave en la investigación para las actuales centrales termosolares.



**Importante 2.7: Arquímedes y el “Rayo de la Muerte”**

Aunque el uso de espejos para cauterizar heridas y otros usos se remonta a épocas anteriores, se puede considerar a Arquímedes como uno de los “padres” de la energía solar térmica. O al menos según la leyenda, ya que la veracidad histórica de su supuesta defensa de Siracusa del ataque de los romanos con un sistema de grandes espejos capaces de concentrar la energía del Sol y quemar los barcos romanos no está muy clara. Sin embargo, este supuesto sistema (que, de existir, no fue muy exitoso ya que Siracusa sucumbió al ataque, muriendo Arquímedes a manos de un soldado romano) ha tratado de ser replicado en múltiples ocasiones: desde el programa “Cazadores de mitos”<sup>a</sup> al mismísimo MIT<sup>b</sup>, con resultados diversos.

<sup>a</sup><https://youtu.be/kAWBvZcBZOU>

<sup>b</sup><http://bit.ly/1md1NdI>



**Figura 13.** Imagen del Gran Horno Solar de Odeillo. Fuente: <http://bit.ly/2zewRXF>. Licencia: CC BY-SA 3.0.

**Cuestión 2.5: Arquímedes y el ¿“Rayo de la Muerte”? (300 XP)**

¿Crees que fue real el “rayo de la muerte” de Arquímedes?

**Investiga** (con los recursos bibliográficos que consideres necesarios) la supuesta veracidad de este episodio histórico y **discute brevemente, con tus propias palabras**, si crees que fue técnicamente viable la utilización de espejos para quemar las naves romanas.

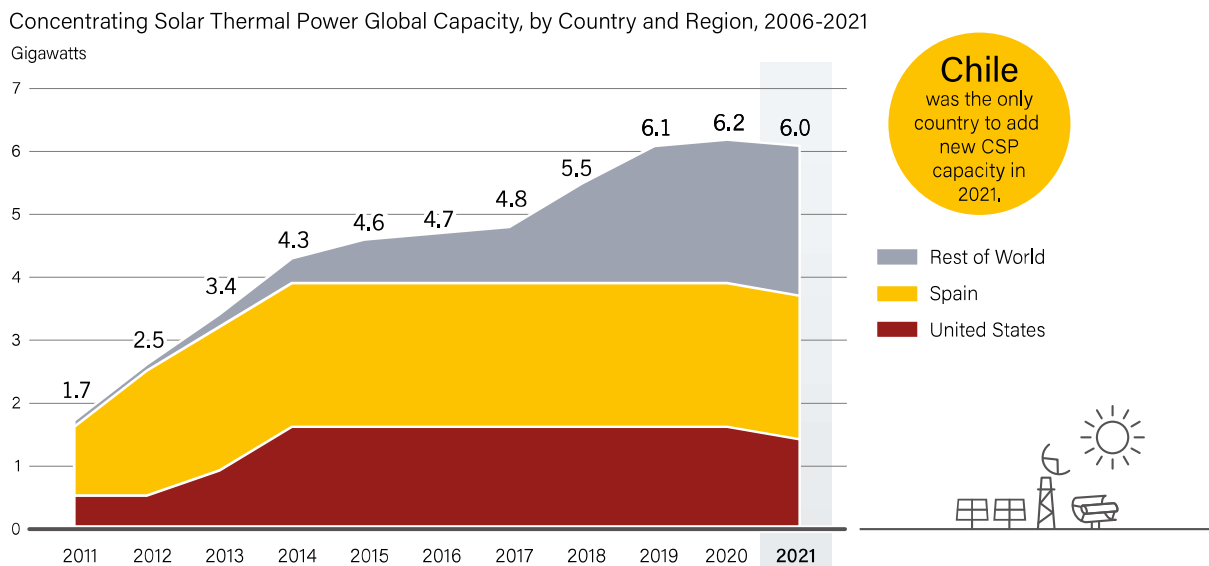


**Figura 14.** Recreación de la supuesta defensa de Siracusa mediante un sistema de espejos diseñados por Arquímedes. Fuente: <http://bit.ly/2zfyBzT>.

#### 2.2.4. CSP: Situación Actual

Como ya vimos en el primer capítulo, **España es el líder mundial en capacidad instalada de CSP**, con 2.3 GW en funcionamiento, seguida de USA con 1.7 GW. Estos dos países representan alrededor del 75 % de la capacidad global de CSP en funcionamiento en 2018 (últimos datos disponibles), pero ambos países han experimentado un estancamiento desde 2013 (España) y 2015 (USA), con una falta total de nuevas instalaciones/inversiones (ver [Figura 15](#)). Esta situación parece estar cambiando en España, donde el gobierno ha anunciado el objetivo de añadir 5 GW de capacidad de CSP para 2030. En este escenario, la nueva capacidad de CSP en los últimos años se ha añadido solo en los mercados emergentes, principalmente China y Marruecos, seguido por Sudáfrica y Arabia Saudí.

Cabe mencionar que la **capacidad global de CSP** es de **6 GW**, mientras que las cifras de otras tecnologías modernas de EERR, como la eólica (743 GW) o la solar fotovoltaica (760 GW) son mucho más altas.



**Figura 15.** Evolución de la capacidad global CSP (2011-2021). Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

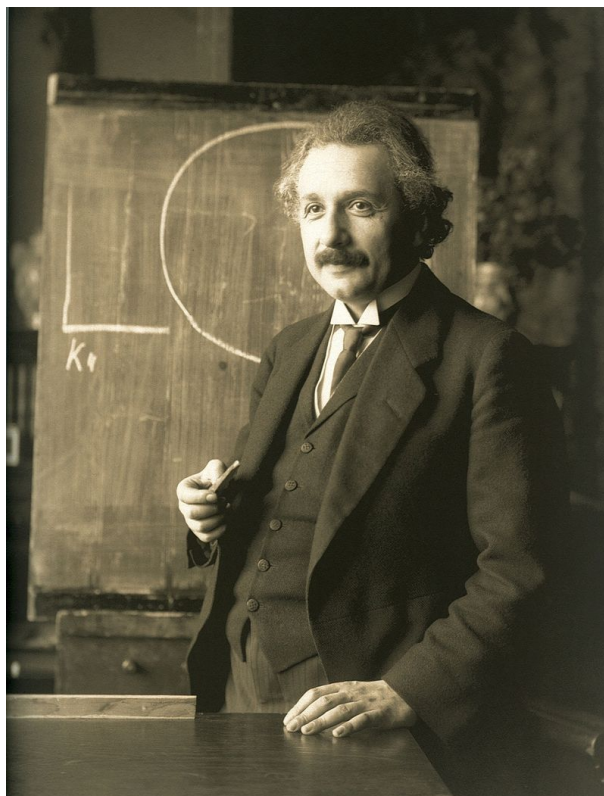
Renewable Energy Indicators 2021		2020	2021
<b>INVESTMENT</b>			
New investment (annual) in renewable power and fuels <sup>1</sup>	billion USD	342.7	<b>365.9</b>
<b>POWER</b>			
Renewable power capacity (including hydropower)	GW	2,840	<b>3,146</b>
Renewable power capacity (not including hydropower)	GW	1,672	<b>1,945</b>
Hydropower capacity <sup>2</sup>	GW	1,168	<b>1,195</b>
Solar PV capacity <sup>3</sup>	GW	767	<b>942</b>
Wind power capacity <sup>4</sup>	GW	745	<b>845</b>
Bio-power capacity	GW	133	<b>143</b>
Geothermal power capacity	GW	14.2	<b>14.5</b>
Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	GW	6.2	<b>6.0</b>
Ocean power capacity	GW	0.5	<b>0.5</b>

**Figura 16.** Capacidad total asociada a las principales tecnologías renovables (2020-21). Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

## 2.3. Energía Fotovoltaica: Breve Historia y Evolución

La energía fotovoltaica permite la conversión directa de la energía asociada a la radiación solar a energía eléctrica, siendo así claramente diferente a la energía solar térmica en sus diferentes variantes. Si tuviésemos que fijar un punto de comienzo para la historia de la energía solar fotovoltaica (FV), probablemente habría que recurrir al descubrimiento y explicación del **efecto fotoeléctrico**. En contra de lo que se pudiera pensar, **Einstein** recibe el Premio Nobel de Física en 1921 por su explicación del efecto fotoeléctrico y no por su aportación más célebre, la Teoría de la Relatividad.

Un aspecto a remarcar es que Einstein NO descubre el efecto fotoeléctrico, ya que este



**Figura 17.** Einstein durante una charla en Viena en 1921, año en el que recibe el Premio Nobel por su explicación del efecto fotoeléctrico. Licencia: Dominio Público <http://bit.ly/2DvRGkG>.

había sido observado muchos años antes por varios científicos. La cronología de esta **primera fase** en la historia de la evolución de la energía fotovoltaica podría ser la siguiente:

- 1839** Edmun Becquerel descubre el efecto fotoeléctrico cuando experimentaba con dos electrodos metálicos en una solución conductora y apreció un aumento de la generación eléctrica con la luz.
- 1873** Willoughby Smith descubre el efecto fotoeléctrico en sólidos, concretamente en el selenio.
- 1877** Adams y Day producen la primera célula fotovoltaica de selenio.
- 1904** Albert Einstein publica su artículo sobre el efecto fotoeléctrico, al mismo tiempo que un artículo sobre la teoría de la relatividad.
- 1921** Einstein gana el premio Nobel por sus teorías de 1904 explicando el efecto fotoeléctrico (recibe el premio y lee el discurso en Gotemburgo-Suecia, en 1923).
- 1954** Los investigadores de los Laboratorios Bell en Murray Hill, New Jersey (Chaplin, Fuller y Pearson) producen la primera célula de silicio, publican en el artículo "*A New Silicon p-n junction Photocell for converting Solar Radiation into Electrical Power*", y hacen su presentación oficial en Washington.



La **segunda fase** está marcada por el desarrollo tecnológico del sector FV gracias fundamentalmente al **sector aeroespacial**:

**1955** Se le asigna a la industria americana la tarea de producir elementos solares fotovoltaicos para aplicaciones espaciales. Hoffman Electronic, empresa de Illinois (USA) ofrece células del 3% de eficiencia a 1.500 \$/Wp<sup>1</sup>.

**1957** Hoffman Electronic alcanza un rendimiento del 18% en sus células.



**Figura 18.** Científicos instalando el satélite Vanguard-I en el cohete de lanzamiento. Fuente: Wikimedia. License: Public Domain <http://bit.ly/2DJMvBn>

#### *Importante* 2.8: Los Paneles FV del Vanguard-I

El Vanguard-I fue el 4º satélite puesto en órbita, siendo la primera vez que se utilizaba la tecnología fotovoltaica para una aplicación real. 6 paneles solares (cada uno de 0.5 W) permitirían al Vanguard-I enviar datos acerca de la composición de la atmósfera terrestre durante 6 años.

**1958** 17 de marzo se lanza el Vanguard I, el primer satélite alimentado con energía solar fotovoltaica. El satélite lleva 0.1W en una superficie aproximada de 100cm<sup>2</sup>, para alimentar un transmisor de respaldo de 5 MW, que estuvo operativo 8 años. La Unión Soviética muestra en la exposición Universal de Bruselas sus células fotovoltaicas con tecnología de silicio.

<sup>1</sup>Veremos posteriormente la importancia de este parámetro de referencia, el coste por Wp (Watio-pico) y su evolución en los últimos años

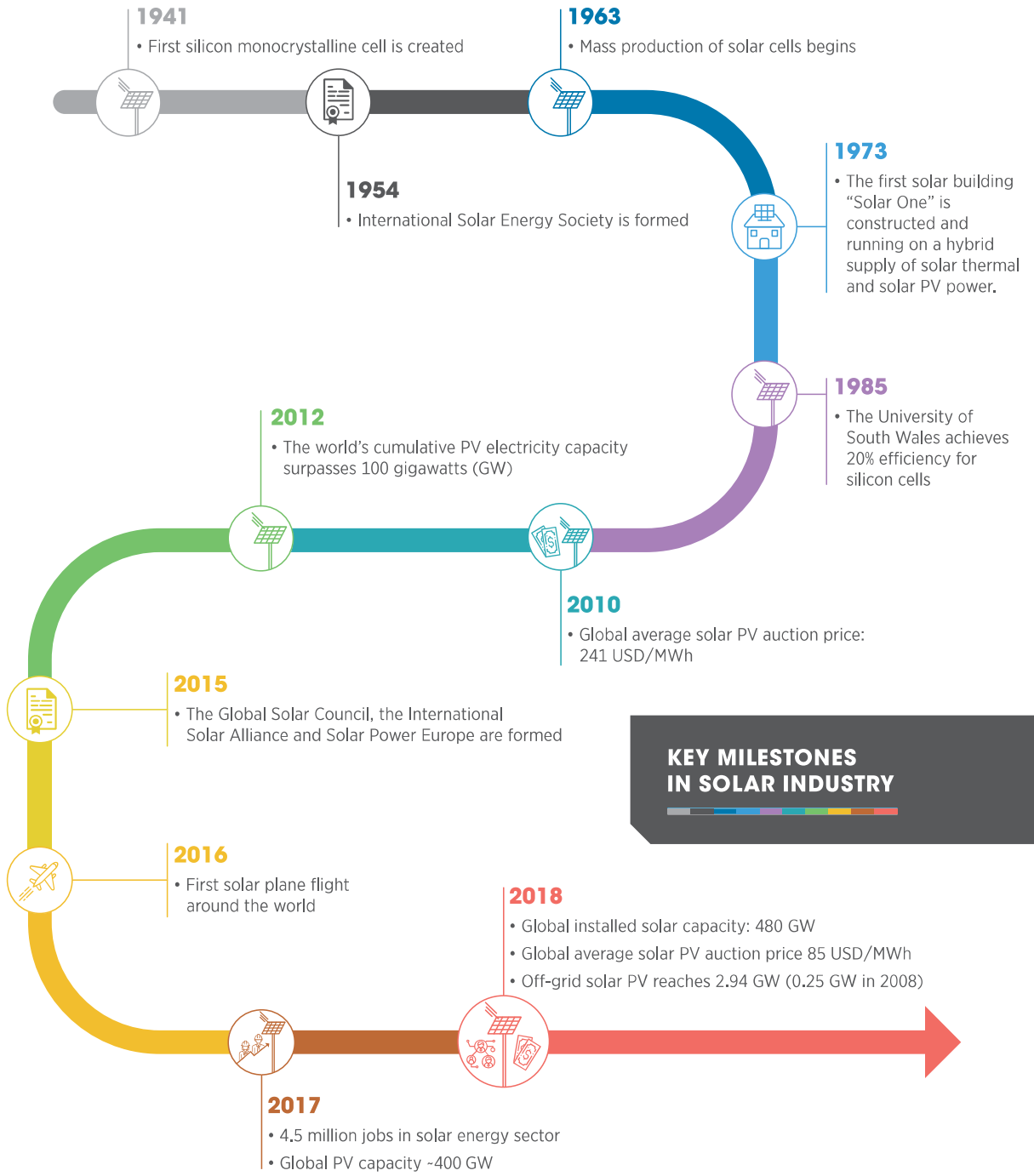
- 1959** Hoffman Electronic alcanza el 10 % de rendimiento en sus células comerciales.
- 1962** Se lanza el primer satélite comercial de telecomunicaciones, el Telstar, con una potencia fotovoltaica de 14W.
- 1963** Sharp consigue una forma práctica de producir módulos de silicio; en Japón se instala un sistema de 242W en un faro, el más grande en aquellos tiempos.
- 1964** El navío espacial Nimbus se lanza con 470W de paneles fotovoltaicos.
- 1966** El observatorio astronómico espacial lleva 1kW de paneles solares.
- 1977** La producción de paneles solares fotovoltaicos en el mundo es de 500 kW.

Una vez que la tecnología evoluciona lo suficiente, llegamos a una **tercera fase** marcada por el crecimiento de las **grandes instalaciones orientadas a la generación eléctrica** para su inyección en la red:

- 1980** ARCO Solar (después Siemens, después Shell Solar) es la primera empresa con una producción industrial de 1 MW de módulos al año; BP entra en el mercado fotovoltaico este año.
- 1983** La producción mundial excede los 20 MW.
- 1994** Se celebra la primera Conferencia Mundial fotovoltaica en Hawai<sup>1</sup>.
- 1998** Se celebra la segunda Conferencia Mundial fotovoltaica en Viena. Se alcanza un total de 1000 MWp de sistemas fotovoltaicos instalados.
- 2002** Se producen más de 500 MWp de generadores fotovoltaicos en un año.
- 2003** Se celebra la tercera Conferencia Mundial fotovoltaica en Japón y continúa el desarrollo sostenible, al contar con el apoyo de la sociedad y las administraciones de los países desarrollados.
- 2010** Producción paneles fotovoltaicos por encima de los 15 GWp.
- 2017** 390 GWp FV instalados, aproximadamente igual a la capacidad nuclear global.
- 2022** La potencia instalada FV global supera el umbral de 1TWp.

---

<sup>1</sup>No eligieron mal el emplazamiento ...



**SOLAR PV: A FAST-GROWING AND MATURE RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGY**

**Figura 19.** Evolución de la energía solar fotovoltaica (1941-2018). Fuente: Irena (Future-of-Solar-Photovoltaic). <http://bit.ly/3061Iao>







## 2.4. Energía Fotovoltaica: situación actual

Tras analizar brevemente la evolución histórica de la FV, vamos a repasar la situación actual del sector. La tasa de crecimiento de la potencia instalada fotovoltaica en los últimos años es **absolutamente notable**, mostrando la tasa de crecimiento más alta (entre todas las tecnologías de EERR) en términos de producción de electricidad. Para ilustrar esta evolución, la **Figura 21** muestra la capacidad fotovoltaica en el período 2010-2020 por región. Dentro de este notable ritmo de crecimiento, se destacan claramente las contribuciones de **China, Japón, India y EE. UU.** en los últimos años.

Top Five Countries 2021




### Net Capacity Additions / Sales / Production in 2021

Technologies ordered based on total capacity additions during 2021.

	1	2	3	4	5
 Solar PV capacity	China	United States	India	Japan	Brazil
 Wind power capacity	China	United States	Brazil	Vietnam	United Kingdom
 Hydropower capacity	China	Canada	India	Nepal	Lao PDR
 Geothermal power capacity	China	Turkey	Iceland	Japan	New Zealand
 Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	Chile	-	-	-	-
 Solar water heating capacity	China	India	Turkey	Brazil	United States

### Total Power Capacity or Demand / Output as of End-2021

Countries in **bold** indicate change from 2020.

	1	2	3	4	5
 Solar PV capacity	China	United States	Japan	<b>India</b>	<b>Germany</b>
 Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	Spain	United States	China	Morocco	South Africa
 Wind power capacity	China	United States	Germany	India	Spain

**Figura 20.** 5 primeros países en capacidad total instalada para las diferentes tecnologías (datos actualizados a finales de 2021). Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

### Importante 2.9: Crecimiento de la Solar FV

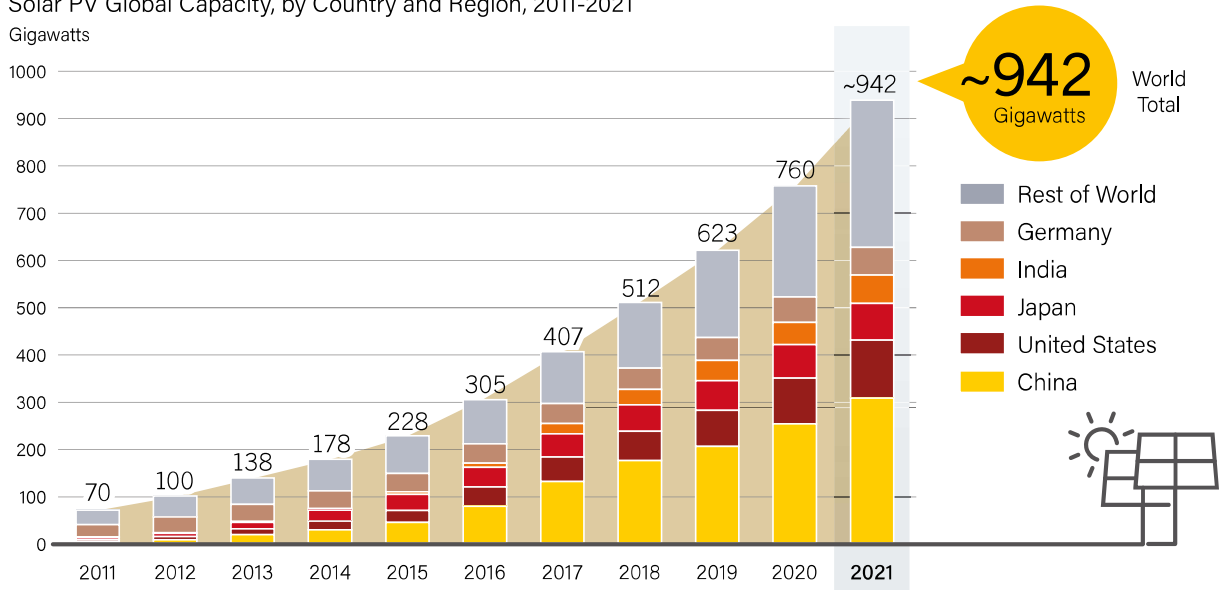
Una magen puede valer más que mil palabras, pero en ocasiones los datos también pueden ser muy ilustrativos: la tasa de crecimiento de la energía solar FV indica que, por ejemplo, unos **98 GW de potencia solar FV fueron instalados alrededor del mundo en 2017. Esto supuso un aumento en la capacidad total de un tercio, con una potencia total resultante de 402 GW.**

**China superó todas las previsiones en 2017 con un incremento en la capacidad FV de 51.3 GW, más que toda la capacidad añadida a nivel mundial en 2015 (51 GW).**

**¡Esto equivale a instalar 40.000 paneles FV cada hora!**

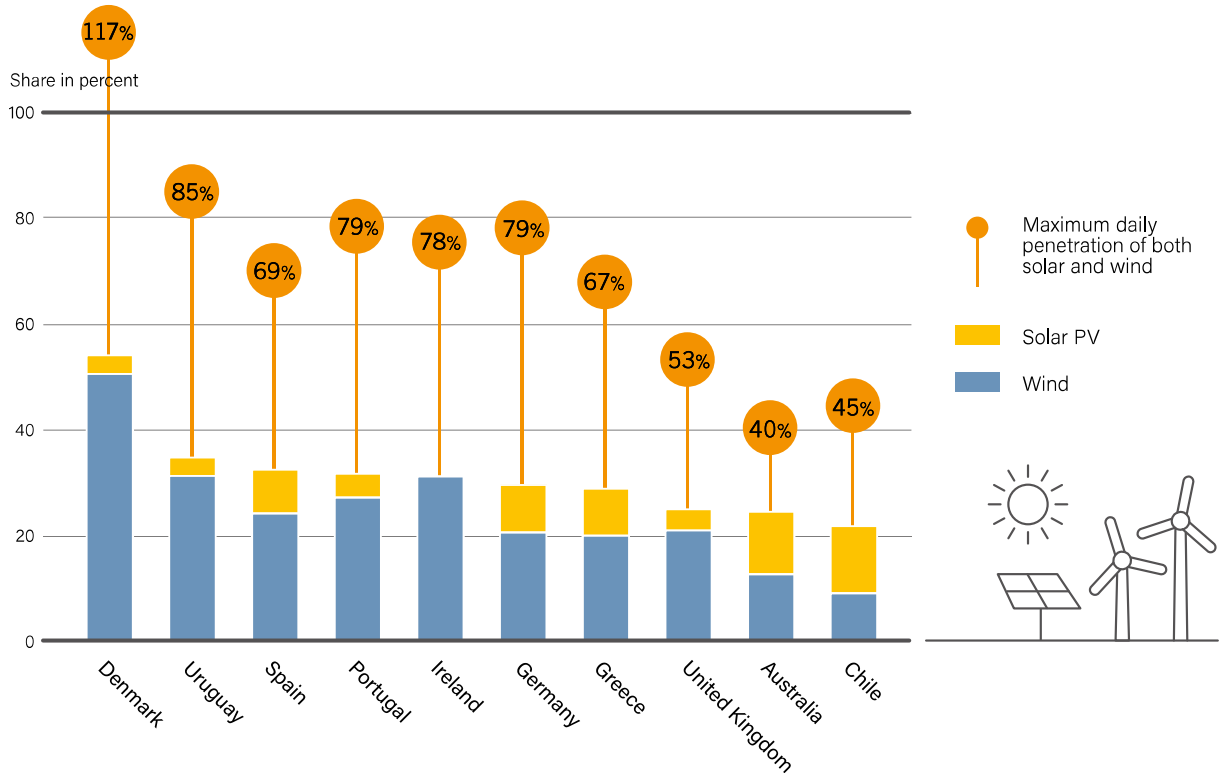


Solar PV Global Capacity, by Country and Region, 2011-2021  
Gigawatts



**Figura 21.** Evolución de la capacidad solar fotovoltaica instalada (2011-2021). Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

Top Countries for Share of Variable Renewable Electricity Generation, and Maximum Daily Penetration, 2021



**Figura 22.** Top 10 de países por contribución de energía solar y eólica a la generación eléctrica (2021). Fuente: REN21 (2022 Report). Enlace: <https://bit.ly/3MR1R7x>.

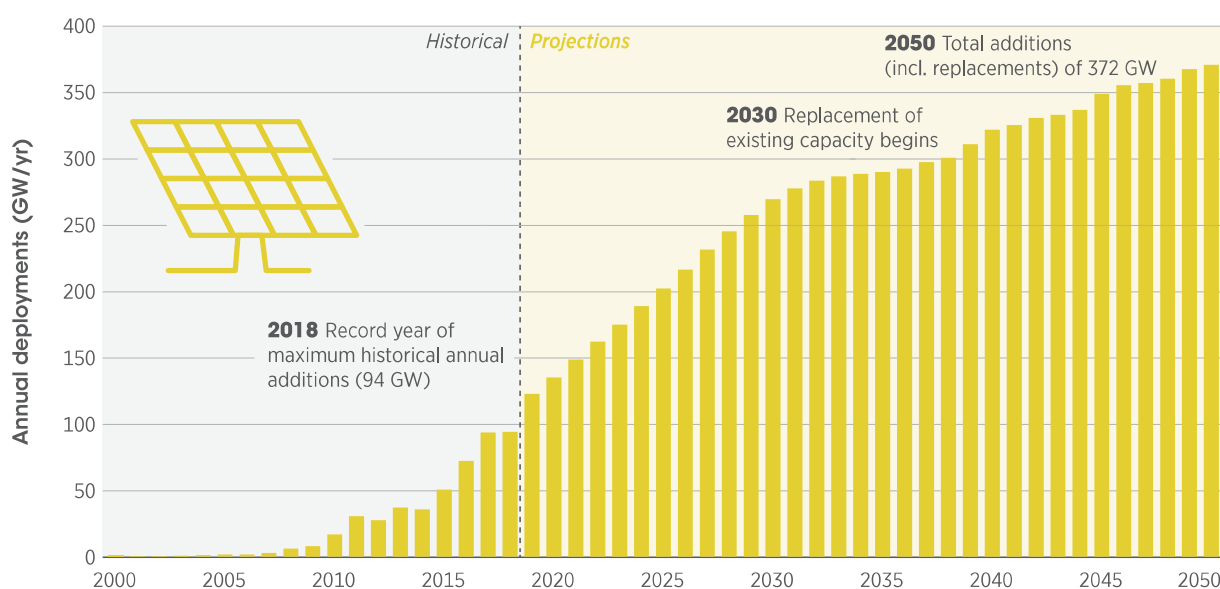
**El crecimiento de la FV en los últimos años está siendo espectacular**, presentado la tasa de crecimiento más significativa entre todas las EERR en relación a la generación de energía eléctrica. Este crecimiento puede apreciarse de manera clara en la **Figura 21**, donde

se ha representado la evolución de la potencia instalada en los principales países.

También puede ser muy interesante analizar la situación actual en términos de **la contribución (%) de estas tecnologías (eólica y solar fotovoltaica) con respecto a la generación de electricidad**. En este sentido, la **Figura 22** muestra los 10 principales países en términos de dicha cobertura considerando tanto la energía eólica (en azul) como la solar fotovoltaica (en amarillo). El análisis de este gráfico permite algunas conclusiones interesantes:

- Las contribuciones (%) a la generación de electricidad no están directamente relacionadas con la capacidad instalada total. Diferentes factores, como el tamaño del país o el uso de otras tecnologías energéticas (derivadas del uso de combustibles fósiles, nucleares ...) tienen una influencia decisiva en este sentido.
- A pesar de mostrar el mayor crecimiento en la actualidad, la energía solar fotovoltaica claramente contribuye menos en promedio que la energía eólica, una tecnología que probablemente puede considerarse más madura en este sentido.
- La contribución de la energía solar fotovoltaica a la generación de electricidad es, incluso hoy, todavía modesta, siempre (excepto en algunos países pequeños como Honduras) por debajo del 10 %.

Annual Global solar PV additions are expected to reach to 270 GW in 2030 and 372 GW in 2050 under the REmap scenario, compared with 94 GW in 2018



Source: Historical values based on IRENA (2019b) and future projections based on IRENA (2019a).

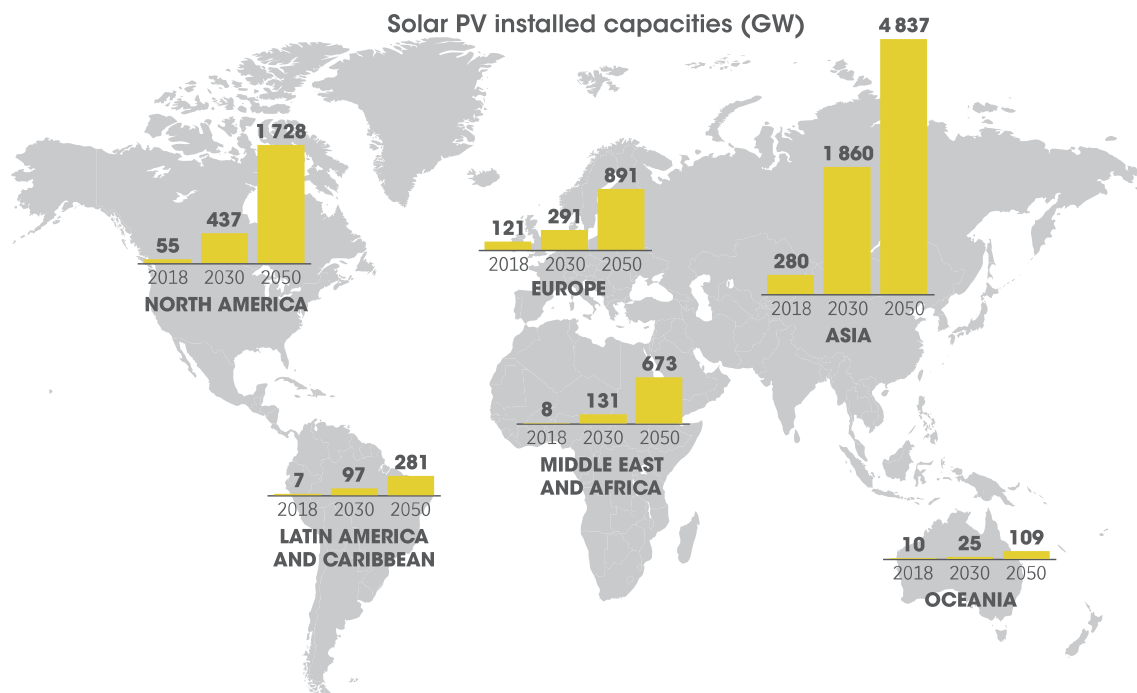
**Figura 23.** Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica hasta 2018 (datos históricos) y hasta 2050 (previsión). Fuente: Irena (Future-of-Solar-Photovoltaic). <http://bit.ly/3061Iao>

Para comprender mejor la relevancia de la energía solar fotovoltaica, es interesante analizar también las perspectivas futuras que las principales organizaciones mundiales han previsto. En este sentido, la **Figura 23** muestra, no solo la evolución de las instalaciones en todo el mundo

hasta la fecha, sino también **el aumento de la capacidad anual hasta 2050**. Se puede apreciar cómo se espera un crecimiento muy fuerte hasta 2030, superando los 250 GWp instalados. En este momento, se espera que los paneles de las instalaciones antiguas comiencen a ser reemplazados, ya que la vida útil estimada de los paneles oscila entre aproximadamente 25 y 30 años. **En 2050 se espera que se superen 370 GWp.**

#### Importante 2.10: Evolución de la potencia añadida

Cabe señalar que la [Figura 23](#) no muestra la potencia total instalada (global) para un año determinado, sino la **potencia FV añadida** en ese año.

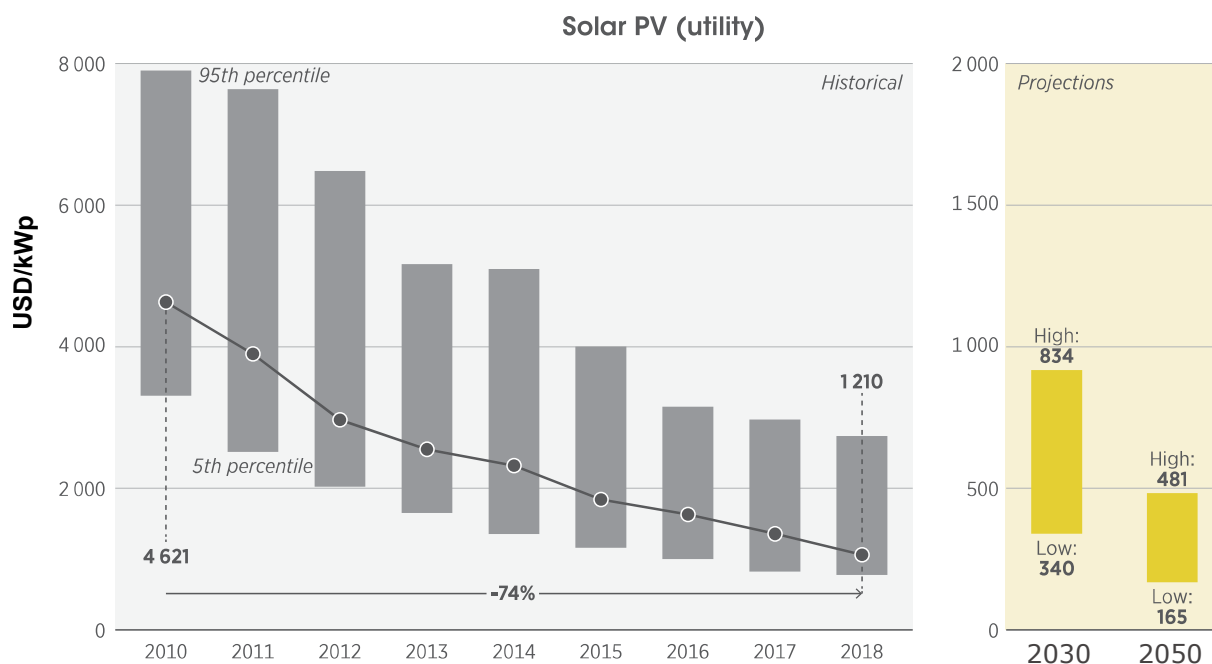


**Figura 24.** Evolución de la potencia fotovoltaica instalada hasta 2030 y 2050 (previsión) por regiones. Fuente: Irena (Future-of-Solar-Photovoltaic). <http://bit.ly/3061Iao>

Para comprender completamente este contexto, también es necesario analizar el aumento de la potencia global en energía solar fotovoltaica por regiones, ya que, como hemos visto, países como **China** están haciendo un esfuerzo mucho mayor que el resto. Por lo tanto, en la **previsión de la potencia fotovoltaica instalada para 2030 y 2050, Asia es nuevamente la región claramente dominante**, seguida de Norteamérica y, en tercer lugar, Europa. En Asia, las perspectivas indican que **en 2030 la potencia instalada será casi 7 veces mayor que la actual, y en 2050 ... 17!**

Existe además una clara correlación entre la evolución de la potencia FV instalada y la evolución del coste asociado a los paneles FV. Como ocurre generalmente con las economías de escala, el aumento en la escala de operación de una determinada empresa (en este caso en la producción de módulos FV) da lugar a una reducción en el coste unitario. Este hecho puede observarse en la [Figura 25](#), donde se aprecia la fuerte tendencia decreciente del precio de los paneles. Este coste suele expresarse en \$/Wp<sup>1</sup>. El concepto de Wp (Vatio-pico) será

<sup>1</sup>Wp se refiere a Vatio-pico, la unidad asociada a la potencia entregada por el panel para unas determina-



**Note:** Future projected value denotes the range in which the global weighted average installed cost of utility scale solar PV projects can fall by 2050. The costs in the figure above represents the total project costs including cost of non-module hardware (i.e. cabling, racking and mounting, safety and security, grid connection, monitoring and control), of installation (i.e. mechanical and electrical installation, inspection), soft costs (i.e. incentive application, system design, permitting, customer acquisition, financing costs and margin)

**Figura 25.** Evolución de los costes asociados a una instalación solar fotovoltaica (2010/18) y estimación para 2030 y 2050. Fuente: Irena (Future-of-Solar-Photovoltaic). <http://bit.ly/3061Iao>

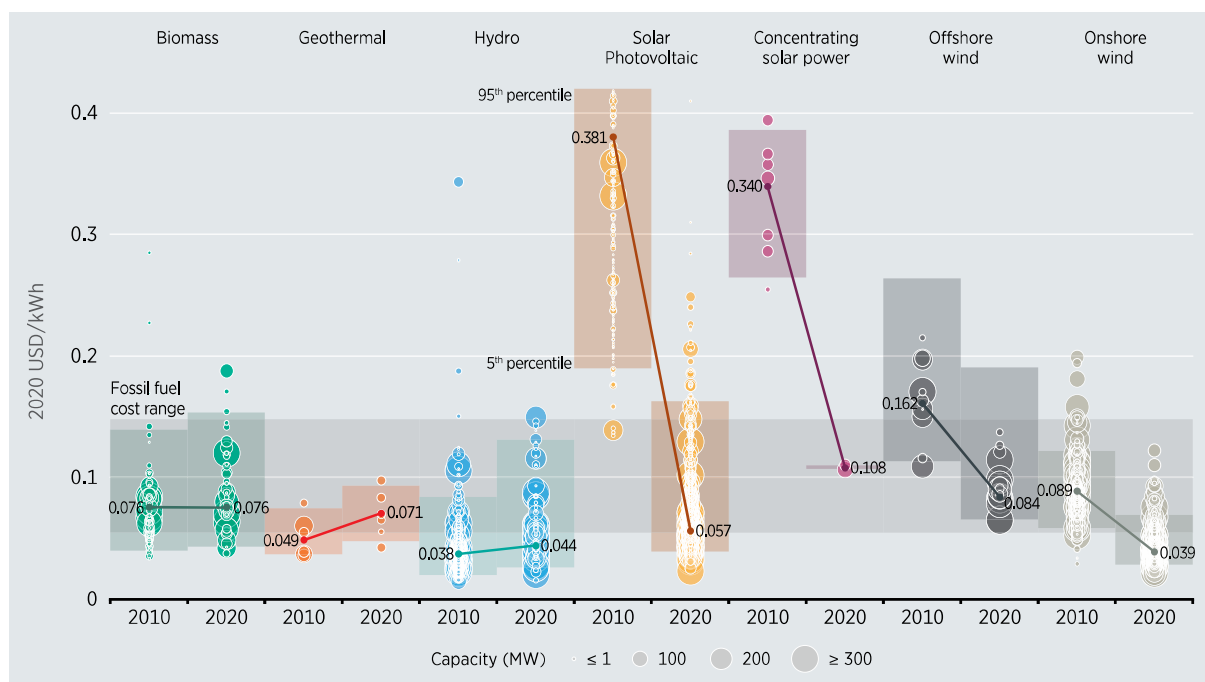
explicado detenidamente en próximos apartados.

Se debe tener en cuenta que el coste de una instalación fotovoltaica considera, no solo el coste de los módulos fotovoltaicos, sino también el resto de los componentes (cableado, soportes, inversores, etc.), así como el coste de montaje e inspección y los llamados *soft-cost* (costes asociados con el diseño, solicitud de permisos, financiación ...). Como puede observarse, no solo la tendencia ha disminuido fuertemente en la última década, sino que las predicciones para 2030 y 2050 indican que esta tendencia continuará en los próximos años.

El análisis de los **LCOEs** asociados a las tecnologías solares permite una mejor comprensión de la situación actual. La **Figura 26** muestra el LCOE de CSP, solar fotovoltaica, hidráulica, eólica (*onshore* y *offshore*), geotermia y biocombustibles. Lógicamente, CSP muestra el coste más alto, debido a su menor madurez e implantación. La solar FV muestra aún LCOEs superiores a eólica e hidráulica, aunque ya sabemos que la tendencia al descenso de precios en la fotovoltaica es muy significativa. Es interesante destacar también como la eólica *offshore* (aerogeneradores instalados en grandes masas de agua) muestra a día de hoy aún un LCOE bastante superior al de los parques eólicos *onshore* (en tierra firme), algo que podemos asociar nuevamente a la madurez de las tecnologías, entre otros factores.

Un concepto muy interesante relacionado con este tema es el de la **curva de aprendizaje de la energía solar FV**. En las curvas de aprendizaje, la experiencia adquirida por una das condiciones de medida denominadas CEM: Condiciones Estándar de Medida (en inglés: STC (*Standard Test Conditions*))

Global LCOEs from newly commissioned, utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2020



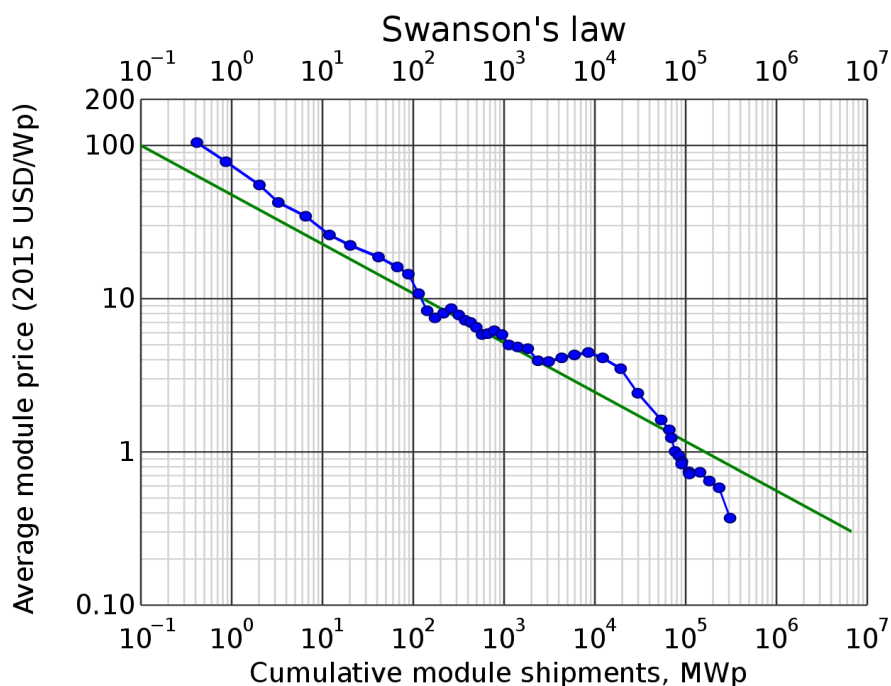
**Figura 26.** Coste normalizado de la energía (LCOE) para diferentes energías renovables (2010-2021). Fuente: IRENA Renewable Power Generation Costs 2021. Enlace: <https://bit.ly/3WwdddM>

determinada tecnología se expresa como una **tasa de aprendizaje**, esto es, la tasa a la cual el precio unitario (por ejemplo de un panel FV) disminuye cada vez que se duplica la potencia instalada. Este concepto está íntimamente relacionado con la famosa Ley de Moore asociada con el número de transistores en circuitos integrados, denominándose en este caso **Ley de Swanson**<sup>1</sup>. Básicamente indica que el precio de los módulos fotovoltaicos cae un 20 % cada vez que se duplica la potencia global instalada. La **Figura 27** muestra esta idea a través de la evolución del coste de los módulos FV desde los años 1970 hasta 2015. **En la actualidad la tasa de aprendizaje FV se estima en un 24 %.**

Finalmente, resulta necesario destacar la importancia que las EERR y, en particular, la energía solar fotovoltaica, está teniendo en la **creación de empleo**. Como se muestra en la tabla de la **Figura 28**, es precisamente el **sector fotovoltaico solar** el que más **trabajos** tuvo asociados en 2018, con un total superior a **3.5 millones**. Aunque la cifra es muy importante, también es necesario indicar que aproximadamente el 60 % de todos estos trabajos se ubicaron en China, con solo 96,000 en la Unión Europea.

Según las previsiones de crecimiento para las próximas décadas, se espera que el número de empleos asociados con el **sector fotovoltaico** se multiplique por un factor de **aproximadamente 3 y 5** para los años **2030 y 2050**, respectivamente.

<sup>1</sup>Denominada así por Richard Swanson, fundador de SunPower Corporation.



**Figura 27.** Ley de Swanson: evolución del precio medio de un módulo fotovoltaico. Fuente: Delp-hi234. Licencia: CC0 <http://bit.ly/2V4Vykr>

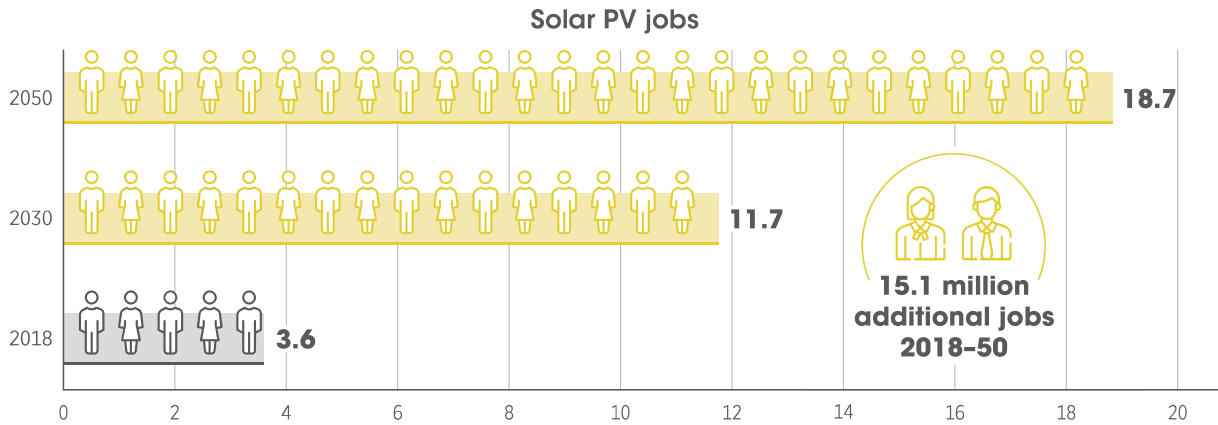
■ Estimated Direct and Indirect Jobs in Renewable Energy, by Country/Region and Technology, 2017-2018

	World	China	Brazil	United States	India	European Union <sup>1</sup>
Thousand jobs						
☀️ Solar PV	<b>3,605<sup>e</sup></b>	2,194	15.6	225	115 <sup>k</sup>	96
🍷 Liquid biofuels	<b>2,063</b>	51	832 <sup>a</sup>	311 <sup>h</sup>	35	208
🌊 Hydropower <sup>a</sup>	<b>2,054</b>	308	203	66.5	347	74
🌬️ Wind power	<b>1,160</b>	510	34	114	58	314
☀️ Solar thermal heating/cooling	<b>801</b>	670	41	12	20.7	24 <sup>m</sup>
🍷 Solid biomass <sup>b,c</sup>	<b>787</b>	186		79 <sup>i</sup>	58	387
🍷 Biogas	<b>334</b>	145		7	85	67
🔌 Geothermal energy <sup>b,d</sup>	<b>94</b>	2.5		35 <sup>j</sup>		23
☀️ Concentrating solar thermal power (CSP)	<b>34</b>	11		5		5
<b>Total</b>	<b>10,983<sup>f</sup></b>	<b>4,078</b>	<b>1,125</b>	<b>855</b>	<b>719</b>	<b>1,235<sup>n</sup></b>

**Figura 28.** Puestos de trabajo asociados con las EERR (2017-18). Fuente: Renewables 2019 Global Status Report (REN21). <http://bit.ly/2rTdoY3>

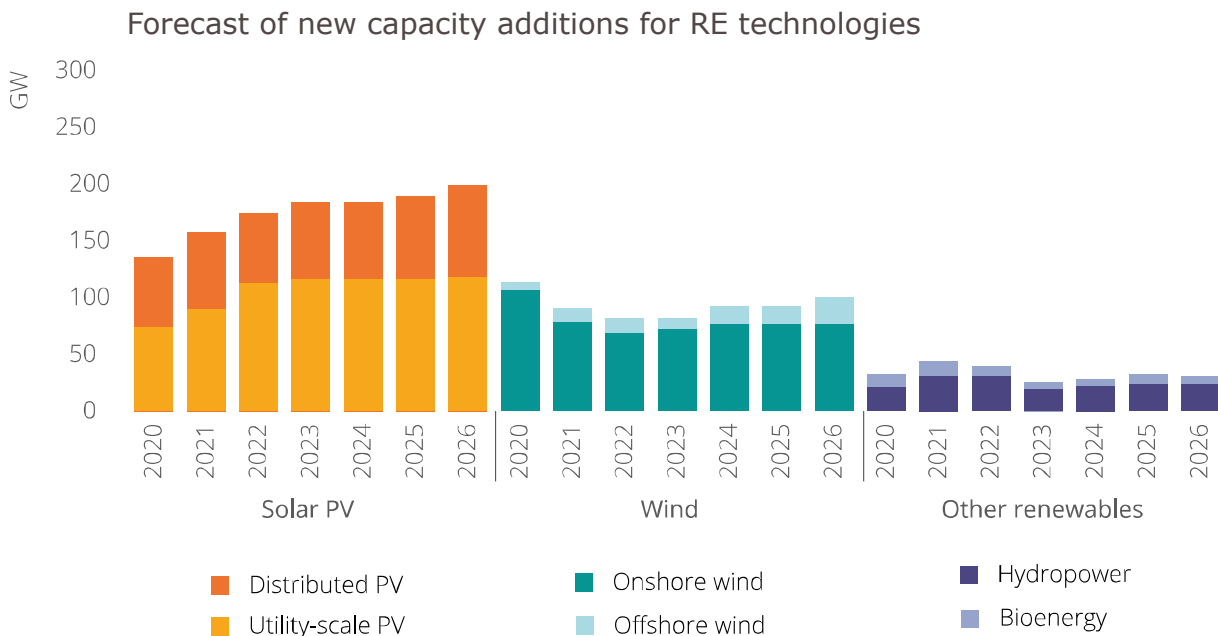
### 2.4.1. Energía solar FV y la pandemia de COVID-19

Parece que la pandemia de **COVID-19** y sus efectos en la economía global no afectarán en gran medida la perspectiva de evolución de la energía solar fotovoltaica. Es cierto que el precio de los paneles ha aumentado después de muchos años con una tendencia claramente



**Figura 29.** Puestos de trabajo asociados con la energía solar fotovoltaica: previsión para 2030/50. Fuente: Irena (Future-of-Solar-Photovoltaic). <http://bit.ly/3061Iao>

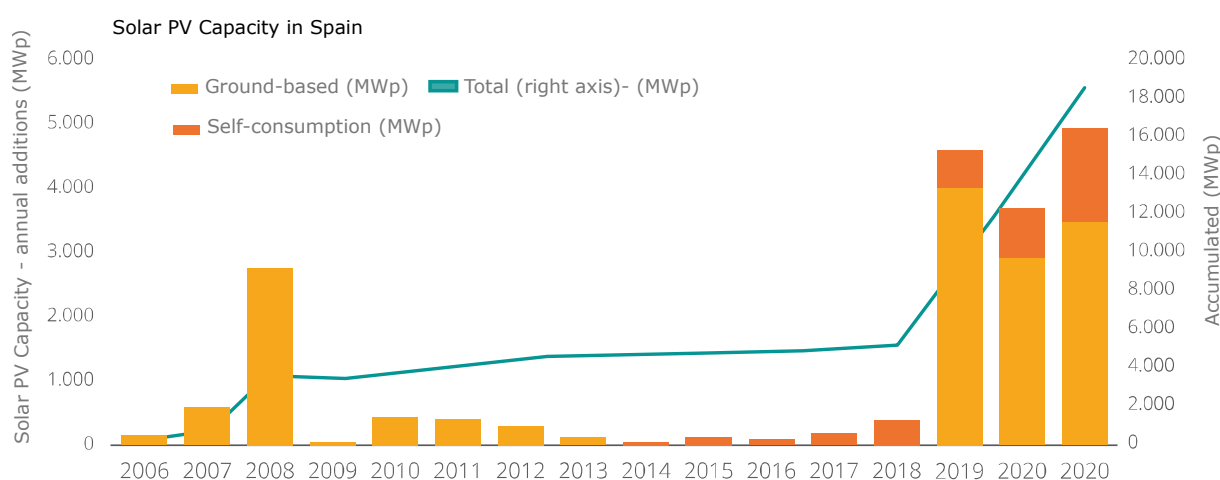
decreciente, debido en parte a las interrupciones de producción y suministros relacionadas con la pandemia, la escasez de algunos materiales clave y la situación de los productores en China. Sin embargo, el futuro parece muy prometedor para la energía solar fotovoltaica, ya que esta será la tecnología que liderará las nuevas incorporaciones de capacidad en las próximas décadas, según diferentes estudios de previsión. Por ejemplo, los datos proporcionados en [Figura 30](#), muestran la evolución de las nuevas incorporaciones de capacidad para energía solar fotovoltaica, eólica, hidráulica y otras energías renovables (los datos para 2021 y 2022 son un pronóstico). La energía solar fotovoltaica dominará claramente estas nuevos despliegues con una tendencia creciente constante.



**Figura 30.** Previsión de aumentos en la potencia instalada para las EERR: 2020-26. Fuente: (2022) Informe Anual UNEF. Licencia: REE/UNEF.

## 2.4.2. Solar FV: Situación actual en España

Como ya se explicó en el capítulo anterior (Sección 1.10: Políticas de energía renovable), la situación actual del sector fotovoltaico en España ha cambiado significativamente desde 2019. España alcanzó inicialmente su tasa de crecimiento máxima en **2008**, respaldado por las **políticas subvencionadas** (RD 661/2007 y RD 1578/2008) desarrolladas por el gobierno español (ver [Figura 31](#)). Sin embargo, la situación de inestabilidad generada, entre otros factores, por la crisis financiera (2010) y la falta de estabilidad en la regulación llevaron a la revisión y reducción de estas subvenciones. Esto provocó un estancamiento casi total del sector fotovoltaico en España hasta 2018, lo que provocó una falta de adiciones a la capacidad fotovoltaica durante muchos años.



**Figura 31.** Evolución de la potencia solar FV instalada en España. Fuente: (2022) Informe Anual UNEF. Licencia: REE/UNEF.

## 2.4.3. FV en España: 2019 y más allá

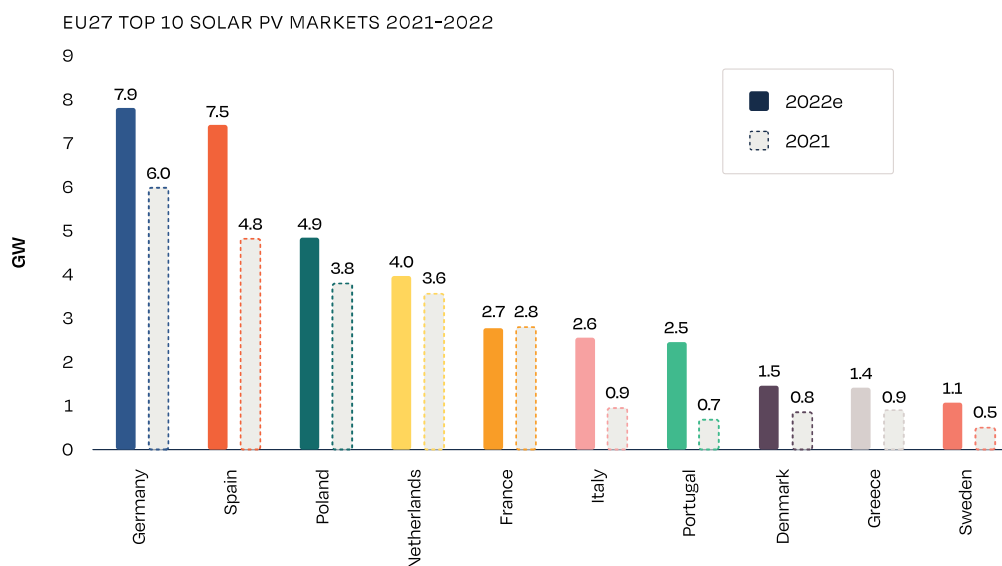
A pesar del claro estancamiento del sector solar fotovoltaico en nuestro país en los últimos años, **su futuro próximo parece muy prometedor**. Como hemos visto, la capacidad fotovoltaica española creció aproximadamente **4 GW entre 2007 y 2012**, mostrando tasas de crecimiento prácticamente nulas en los últimos años: **48 MW entre 2014 y 2017**. Sin embargo, en 2017 se adjudicaron mediante subastas **3,9 GW**, que sin duda supusieron un importante impulso para el sector, suponiendo una inversión de unos **3.500 millones de euros**. El hecho de que estas adjudicaciones se hicieran fundamentalmente a empresas españolas supondrá también una cierta reactivación del mercado laboral asociado <sup>1</sup>.

Con estas subastas como causa principal, la capacidad solar fotovoltaica ha experimentado un aumento destacado en los últimos años, **pasando de 4712 MW (2018) a 8914 (2019) y 10210 (2020): ¡más del doble en solo dos años!**. Con este crecimiento, **España ha sido segunda en nuevas incorporaciones fotovoltaicas en Europa en 2020 y 2021, solo superada por Alemania (Figura 32)**. **A partir de enero de 2022**, la capacidad

<sup>1</sup>Fuente: "El desarrollo actual de la energía solar fotovoltaica en España" (UNEF) <http://bit.ly/2QG0i05>



fotovoltaica en España ha alcanzado **14863 MW**, lo que indica claramente la continuidad de esta tendencia creciente, incluso a pesar de de la pandemia de COVID-19 y sus efectos económicos.



**Figura 32.** Principales países europeos por potencia solar FV instalada en 2021/22. Fuente: EU Market Outlook for Solar Power 2022-2026 (Solar Power Europe). Enlace: <https://bit.ly/3ZyLPVx>.

Los datos anteriores se refieren a instalaciones conectadas a la red, es decir, grandes instalaciones diseñadas para inyectar toda la energía eléctrica generada a la red eléctrica para el consumo de terceros, al estilo de las grandes centrales convencionales. Como veremos, existen otro tipo de instalaciones fotovoltaicas (**autoconsumo**) pensadas para consumir localmente (en una vivienda, negocio, fábrica...) la energía generada. En esta zona también ha aumentado la capacidad fotovoltaica, con unos **300 a 400 MW nuevos para autoconsumo en 2019** según las previsiones de la UNEF.

La **explicación de esta nueva situación en España** se puede encontrar en las siguientes causas:

**Potencia adjudicada en subastas** como ya hemos comentado, con, por ejemplo, **4.000 MW adjudicados en la subasta de julio de 2017**.

**Aumento de la actividad de las empresas** para la implementación de proyectos, no solo asociados con subastas, sino también con instalaciones sin remuneración adicional en el mercado, lo que da una idea clara de la **competitividad actual de esta tecnología** (como se comentó anteriormente con respecto al LCOE).

**Aprobación del Real Decreto-ley 15/2018 (RDL 15/2018)** , (5 de octubre) <sup>1</sup>, de *medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores* con un efecto positivo que ya se está notando y que ha incluido las regulaciones para el establecimiento definitivo del autoconsumo en nuestro país.

<sup>1</sup>Posteriormente también aprobó el Real Decreto 244/2019.

De hecho, hasta la fecha había una serie de barreras regulatorias que obstaculizaban el desarrollo del **autoconsumo** de electricidad en España. En este sentido, el RDL 15/2018 incluye <sup>1</sup>:

1. simplificación administrativa de los trámites burocráticos y técnicos requeridos, así como la creación de un registro para instalaciones de hasta 100 kilovatios.
2. se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por uno o más consumidores.
3. reconoce el derecho de autoconsumo de electricidad sin peajes ni cargos, derogando el llamado “ Impuesto al Sol ” o cargos de autoconsumo por la energía generada y consumida en su propia instalación.
4. RDL 15/2018 también incluye disposiciones que tienen que ver con las regulaciones tributarias, según las cuales la medida se adopta temporalmente para suspender el impuesto del 7 % sobre la generación de electricidad, aprobado en 2012, durante seis meses.

### *Cuestión 2.6: Subastas*

Hemos hablado de **subastas** relacionadas con estas nuevas instalaciones fotovoltaicas. Busca información sobre cómo funcionan estas subastas en España, incluyendo cómo se otorgan y qué posibles ventajas tienen las empresas ganadoras sobre las instalaciones que deciden conectarse a la red en un régimen “ normal ”.

### *Cuestión 2.7: Instalaciones fotovoltaicas en España*

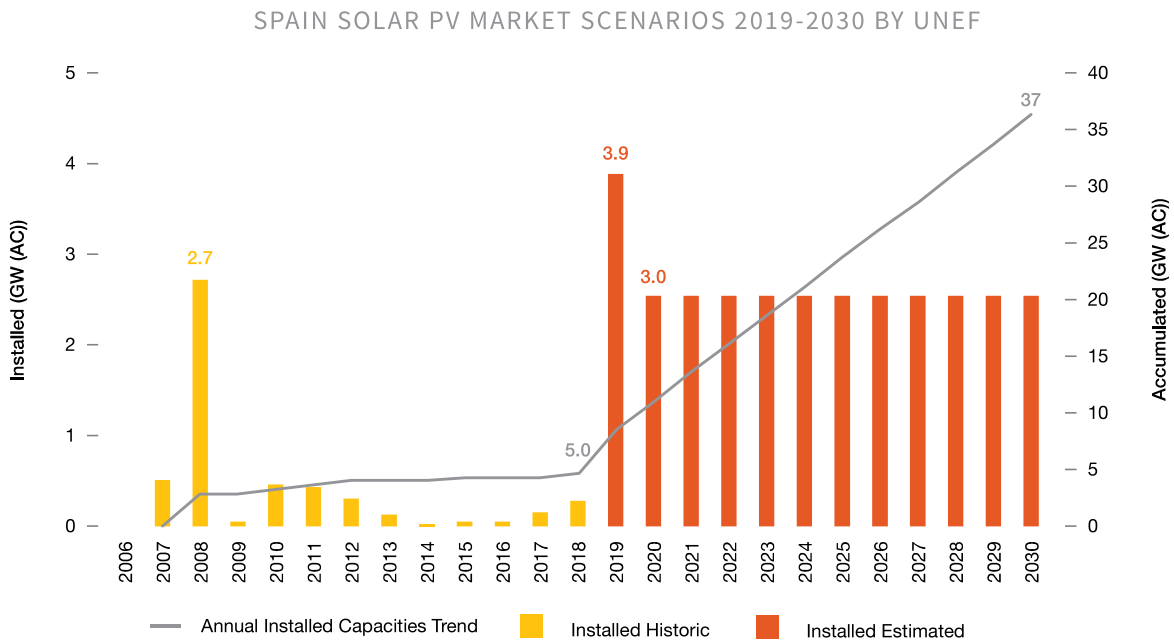
¿Cuál es la mayor instalación fotovoltaica de España en cuanto a potencia instalada?  
¿Existe alguna “gran” instalación en Cantabria?

### *Importante 2.11: COVID-19*

A lo largo de este análisis sobre la situación actual de la energía solar fotovoltaica se han presentado diferentes perspectivas de futuro. Evidentemente, la situación actual generada por el COVID-19 hace pensar que, quizás en parte, esas perspectivas puedan cambiar debido al impacto económico asociado a esta pandemia. En cualquier caso, el sector de las EERR parece lo suficientemente relevante como para que su crecimiento en un futuro cercano siga siendo muy significativo.

¿Cuáles son las perspectivas de la energía solar fotovoltaica en España en un futuro próximo? A estas alturas, parece que el crecimiento continuará, como indica la previsión de **Figura 33**. Por ejemplo, en la subasta que tuvo lugar en **enero de 2021**, **2036 MW se asignaron a proyectos FV** .

<sup>1</sup>Fuente: Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España 2018 (APPA). Enlace: <http://bit.ly/2NfUGr0>



**Figura 33.** Perspectivas de evolución de la capacidad FV en España hasta 2030. Fuente: EU Market Outlook for Solar Power 2019-2013 (Solar Power Europe). Enlace: <http://bit.ly/308c0cq>



**Figura 34.** Tweet publicado por APPA Renovables @APPA\_Renovables con motivo del congreso Renovables 2020: imagen de la intervención de Santiago Muñoz, director de la CNMC. Fuente: APPA Renovables. Enlace: <https://bit.ly/37mkj3v>

**Importante 2.12: Situación actual de la FV en España**

El *tweet* al que hace referencia la [Figura 34](#) deja bien claro, por medio del director de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), Santiago Muñoz, la tendencia actual del sector FV en nuestro país.

**Importante 2.13: La planta FV más grande de Europa**

La planta FV Nuñez de Balboa de Iberdrola, situada en Badajoz, es a día de hoy la de mayor capacidad de Europa con 500 MWp. La instalación cuenta con 1.430.000 paneles solares, 115 inversores y 2 subestaciones y fue puesta en marcha el 6 de abril del 2020. Iberdrola tiene a día de hoy 1300 MW fotovoltaicos asociados a 6 proyectos en tramitación, y sólo en Extremadura prevé la instalación de 2000 MW fotovoltaicos para 2022.



**Figura 35.** Tweet de SolarPower Europe en relación a la planta FV de 500MW “Nuñez de Balboa”. Fuente: @SolarPowerEU <https://bit.ly/36yessx>

#### 2.4.4. El Recurso Solar

Se nos ha escapado un matiz importante hasta el momento: hemos hablado de instalaciones FV en diferentes países pero **¿generará lo mismo una instalación FV en España que en Alemania?** ¿Incluso una en Galicia frente a otra en Almería? La respuesta la tenemos en la [Figura 36](#).

Y la respuesta es: **¡evidentemente NO!**. De hecho, resulta bastante curioso como Alemania, país líder en FV desde hace muchos años, recibe una radiación solar significativamente inferior a la de España o Italia. En el contexto de la Unión Europea, algunas voces han sugerido que se deberían “racionalizar” las instalaciones solares priorizando emplazamientos más favorables ... aunque también habrá que tener en cuenta el coste asociado al posterior transporte de la energía eléctrica generada.

**Cuestión 2.8: PVGIS: Estimación de la producción FV (200 XP)**

PVGIS es una herramienta online desarrollada por la UE que permite la obtención de datos clave para el diseño de instalaciones fotovoltaicas, como aquellos asociados al recurso solar.

Usando **PVGIS (PV PERFORMANCE)**, estima la producción (en Wh) de una instalación FV en Sevilla y en Berlín.

Enlace a PVGIS: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>



Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

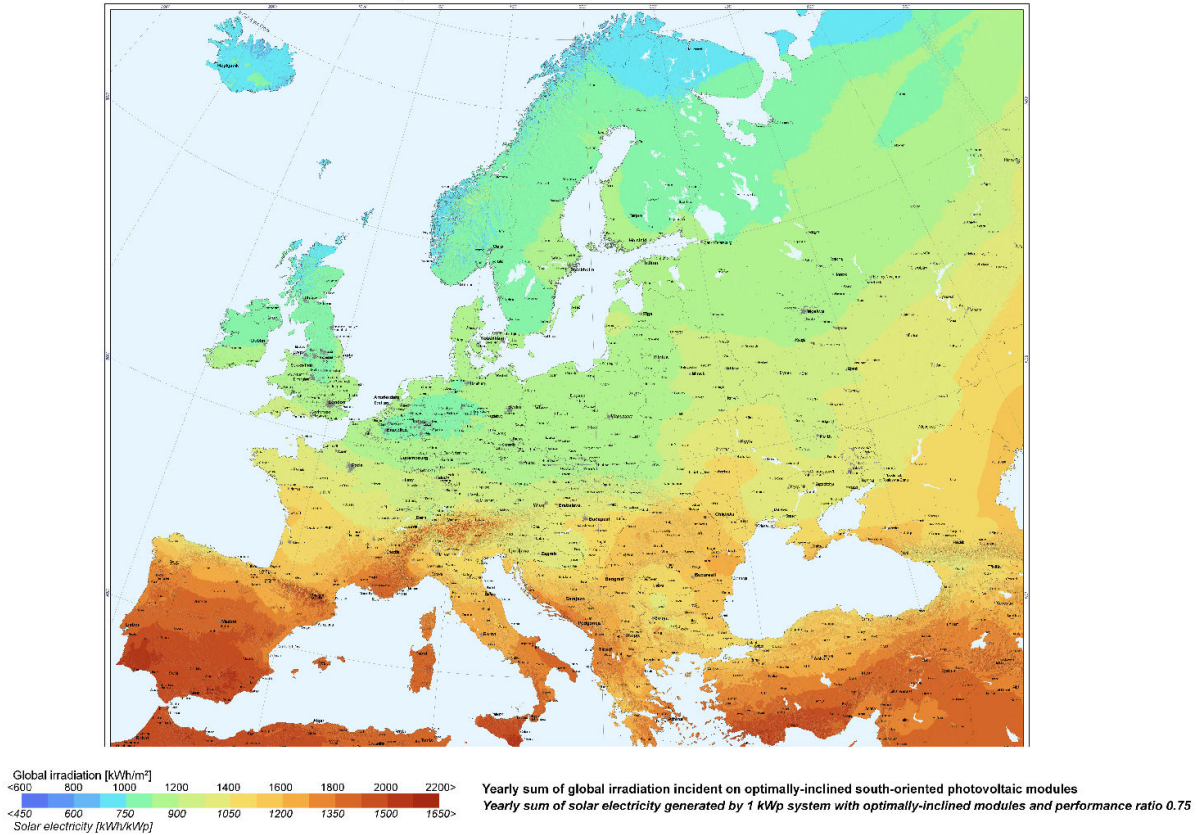
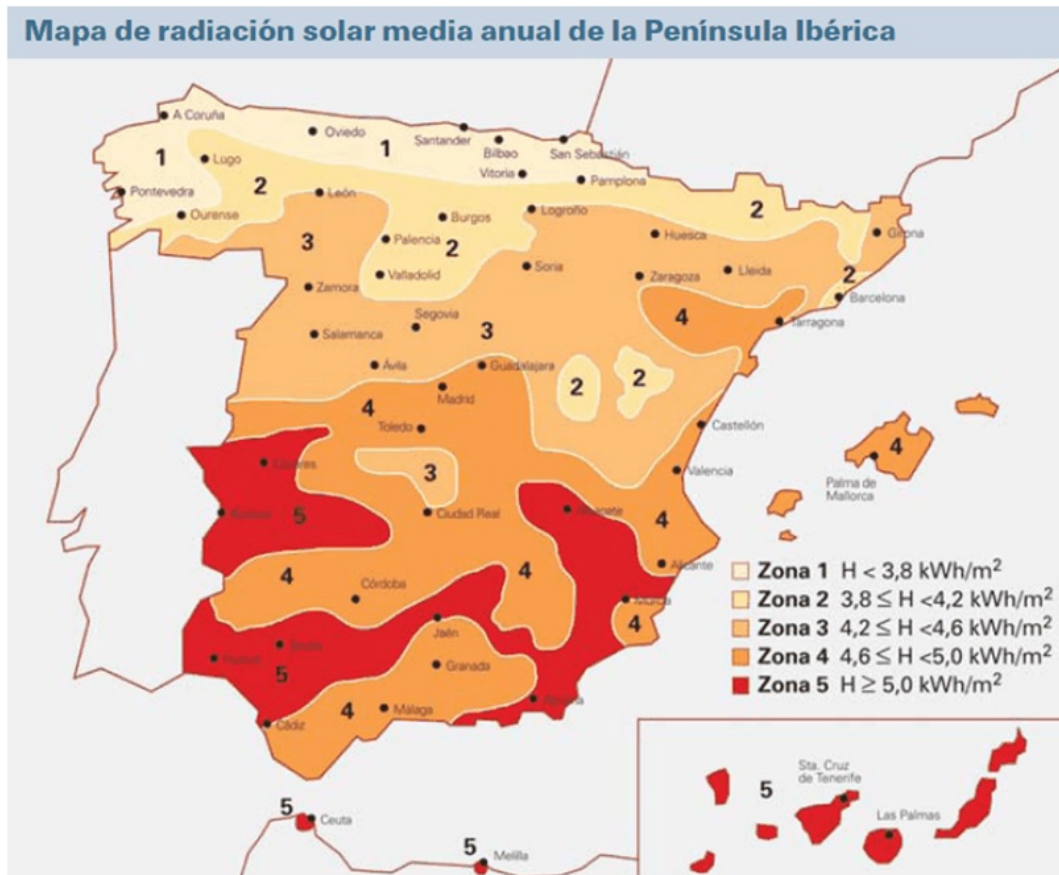


Figura 36. Mapa de la radiación solar en Europa. Fuente: PVGIS <https://bit.ly/2CaGXLZ>

Figura 37. Imagen de la aplicación web PVGIS. Enlace: <https://bit.ly/2BGhEQV>

Para España, en el mapa de detalle de la Figura 38 podemos comprobar como, efectivamente, la irradiancia media es muy distinta para las regiones del norte y sur de España. De hecho, se han definido **5 zonas** en función de la irradiancia media anual asociada.



**Figura 38.** Radiación solar en España. Fuente: PVGIS <https://bit.ly/2CaGXLZ>

## 2.5. Fundamentos de Energía Solar FV: efecto fotoeléctrico y célula FV

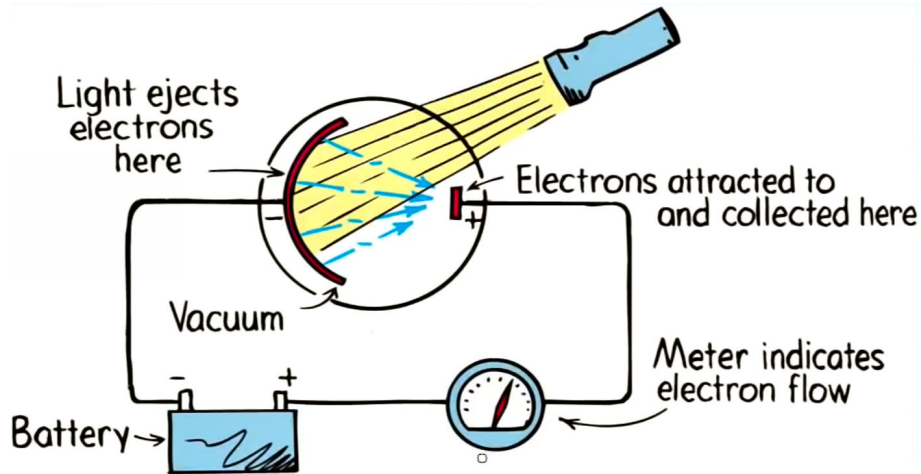
Tras conocer la situación actual del sector FV a nivel mundial y en nuestro país, llega el momento de conocer una serie de conceptos básicos que nos permitan, como objetivo último, poder diseñar de manera eficiente instalaciones FV.

Como ya sabemos, el funcionamiento de una célula/panel FV se basa en el efecto fotoeléctrico, descubierto por Albert Einstein en 1904<sup>1</sup>.

El efecto fotoeléctrico (Figura 39) básicamente explica el hecho de que ciertos materiales (p. ej. el silicio) sean capaces de generar corriente eléctrica (flujo de electrones) cuando reciben una radiación electromagnética de unas características determinadas. Estas características de la radiación incidente son fundamentales a la hora de entender el funcionamiento y la eficiencia (gran caballo de batalla de la FV) de una célula FV.

<sup>1</sup>Si has asentido con la cabeza al leer esto ... mejor haz un breve repaso de la revisión histórica anterior ;)





**Figura 39.** Ilustración del efecto fotoeléctrico. Fuente: Hewitt-Drew-it! PHYSICS 122. Photoelectric Effect (Licencia Youtube Estándar) <https://bit.ly/2BGhEQV>

### 2.5.1. La Célula FV

Vamos a analizar cómo es y funciona una célula FV convencional de silicio (Si) cristalino. Básicamente una célula FV podría definirse como **una unión PN con una superficie lo suficientemente grande como para capturar el mayor número de fotones posible**. Estamos entonces ante una estructura conocida que sirve, por ejemplo, como base a los diodos LED (Light Emitting Diode).

Esta unión P-N está formada tradicionalmente por Si. Pero: ¿Por qué el Si es el material “preferido”<sup>1</sup> para la construcción de células FV? ¿Se debe su elección a que sus características son óptimas? La respuesta es claramente **NO**.

Por un lado, el Si es un material de **gap indirecto (Figura 40)**: esto quiere decir que una transición de un electrón desde la banda de valencia a la de conducción será más complicada (menos probable<sup>2</sup>) que en un material de **gap directo**<sup>3</sup>. Analicemos el proceso de **absorción/emisión** de fotones con más detalle:

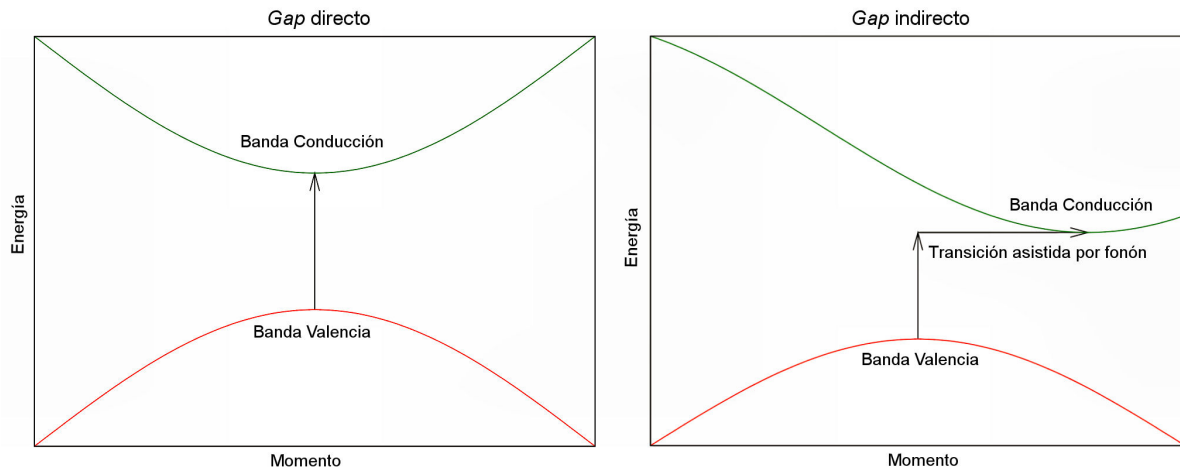
La interacción entre partículas, por ejemplo entre electrones, huecos, fotones y/o fonones ha de respetar las **leyes de conservación de la energía y del momento**.

La ley de conservación de la energía implica que si un electrón “decae” de la banda de conducción a la de valencia, la energía perdida por ese electrón será igual a la del fotón emitido resultante de esa acción. La ley del momento implica que si hay una diferencia en los momentos de las partículas implicadas, por ejemplo de un electrón que “salta” entre las

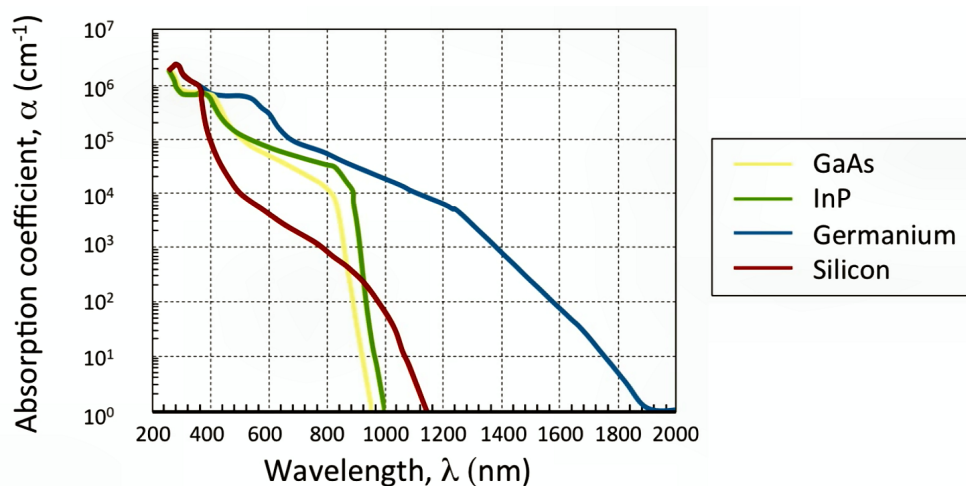
<sup>1</sup>Al menos hasta la fecha: en el apartado de tecnologías FV veremos que hay nuevos materiales que pretenden sustituir a las células clásicas o de primera generación basadas en el Si cristalino.

<sup>2</sup>Este hecho se aprecia perfectamente en la **Figura 41**, donde se presenta el coeficiente de absorción del Si en comparación a otros materiales de gap directo, como el Ge.

<sup>3</sup>Este hecho tiene una influencia directa en el espesor necesario en las células FV para alcanzar una eficiencia determinada. En los materiales de gap directo (p.ej. arseniuro de galio GaAs) un pequeño espesor de pocas micras es suficiente para capturar la misma luz que la que se captura con espesores significativamente mayores en materiales de gap indirecto como el Si. Hay que pensar que el espesor está directamente relacionado con el peso, factor clave en instalaciones FV.



**Figura 40.** Ejemplo de elementos con gap directo e indirecto. Fuente: <https://www.youtube.com/watch?v=7wF8Jm5Zhvk> (Imagen modificada. Licencia original: Public Domain)

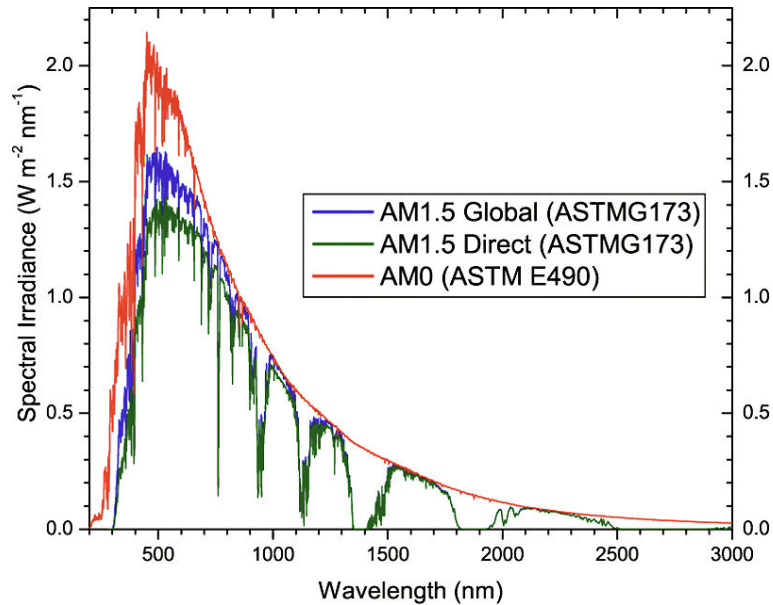


**Figura 41.** Coeficiente de absorción frente a longitud de onda para diferentes materiales empleados en células FV. Fuente: Curso EdX Solar Energy: 4.1. Properties of Crystalline Silicon. Licencia Atribución de Creative Commons (reutilización permitida).

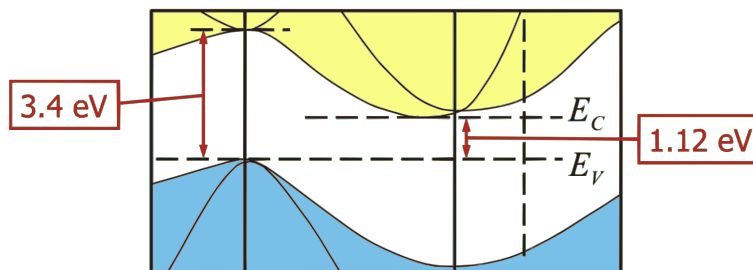
bandas de valencia y conducción, esa diferencia de momentos se tendrá que ver compensada de una u otra manera.

**Gap directo** En el caso de un semiconductor de gap directo la “transición” de un electrón, ya sea de la banda de valencia a la de conducción (tras la absorción de un fotón) o de la de conducción a valencia (para emitir a continuación un fotón cuya energía será igual a la diferencia entre ambos niveles) cumple con la conservación del momento, ya que como se puede apreciar en la imagen el momento asociado al punto de máxima energía de la banda de valencia y de mínima energía de la banda de conducción coinciden.

**Gap indirecto** Sin embargo, esto no ocurre en el caso de los semiconductores de gap indirecto (como pueden ser el Si o el Ge), ya que existe un “desfase” o mismatch entre los momentos asociados a dichos puntos. Dado que los fotones no llevan asociado momento, la transición entre bandas en un material de gap indirecto a de implicar a otras partículas



**Figura 42.** Respuesta espectral del Sol según los estándares AM0 (fuera de la atmósfera, para aplicaciones FV en satélites, por ejemplo) y AM1.5 Direct y Global (empleados en caracterización de concentradores térmicos y paneles FV planos, respectivamente). Fuente: <https://bit.ly/2EcG32u>

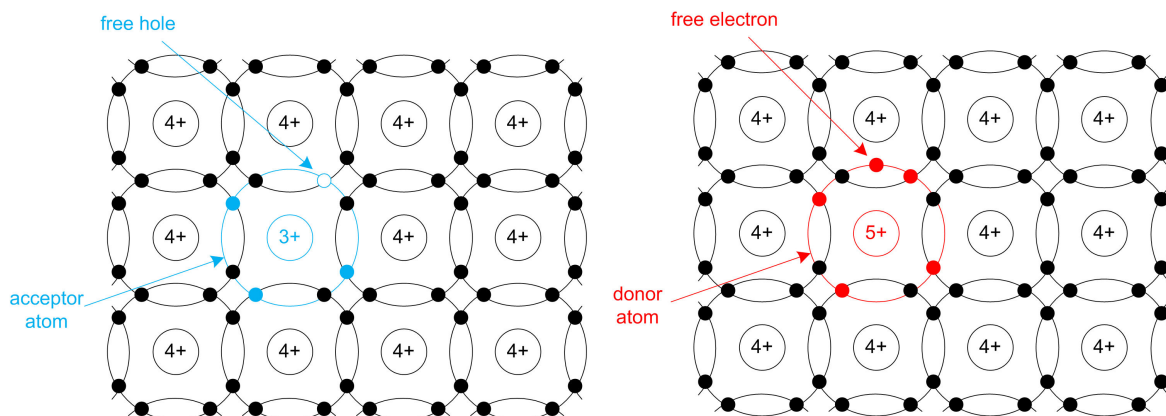


**Figura 43.** Diagrama de bandas del Si cristalino. Fuente: Curso EdX Solar Energy: 4.1. Properties of Crystalline Silicon. Licencia Atribución de Creative Commons (reutilización permitida).

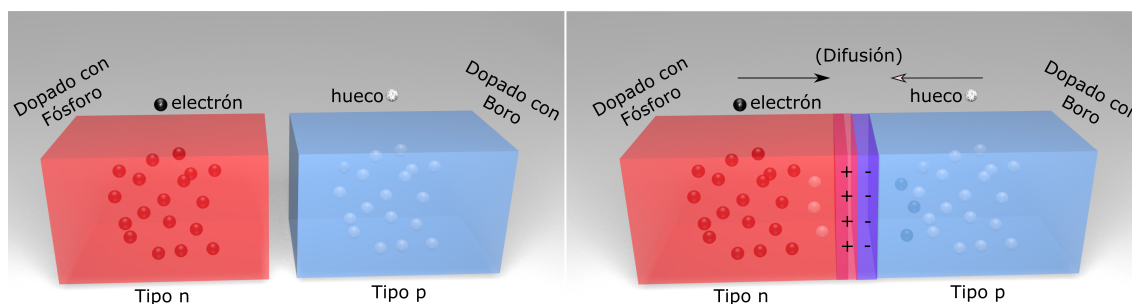
que sí lo hagan, como pueden ser los fonones (un fonón no es una partícula como tal, si no una perturbación/excitación de un conjunto de átomos/moléculas en sólidos o líquidos). El hecho de tener que implicar a otra partícula, o si lo queremos ver así, el hecho de que la transición no sea tan “directa”, hace que la transición sea menos probable en un material de gap indirecto frente a uno de gap directo.

Al margen de ser un elemento con gap indirecto<sup>1</sup>, el **Si presenta una respuesta espectral que no es óptima en cuanto al máximo aprovechamiento de la radiación solar**. La respuesta espectral del Si llega hasta aproximadamente  $1.1\mu\text{m}$ ; sin embargo, como se puede ver en la **Figura 42**, el espectro de la radiación solar presenta contribuciones en longitudes de onda superiores que, por lo tanto, no pueden ser aprovechadas por una célula FV convencional de Si.

<sup>1</sup>En realidad el Si cristalino también presenta una transición directa con una  $E_{GAP}$  asociada de 3.4eV, asociada por tanto a la región UV del espectro electromagnético.



**Figura 44.** Malla cristalina formada por átomos de Si: ejemplos de semiconductor tipo p (izquierda) y n (derecha). Fuente: <http://www.electroniccircuits.be> Copyright © 2017 Electronic Circuits



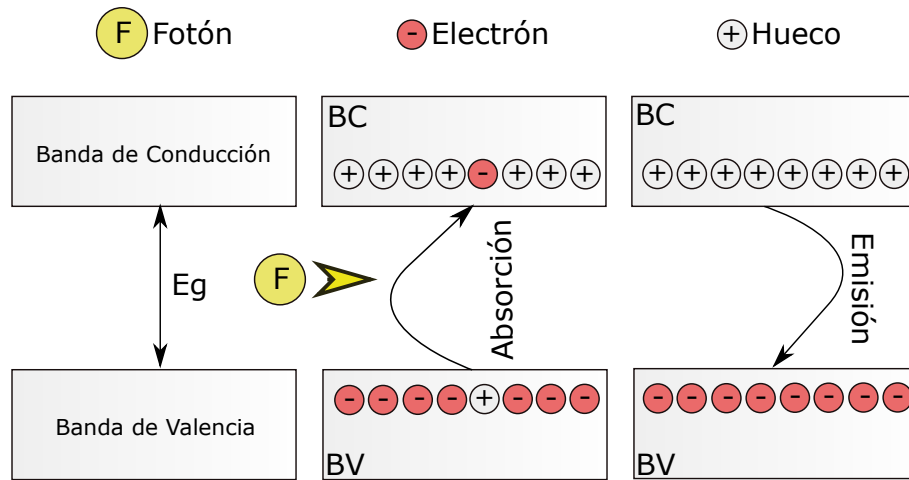
**Figura 45.** Creación de una unión PN mediante bases de Si con dopado tipo n con otra tipo p. Fuente: Jesús Mirapeix.

## 2.5.2. Recordando la unión PN

De lo dicho anteriormente queda claro que al hablar de una célula FV convencional vamos a hablar de materiales semiconductores, esto es, materiales que son capaces de conducir corriente eléctrica, pero cuya conductividad depende de un parámetro externo como la temperatura. La célula FV, esto es, la unión PN requerida para poder aprovechar el efecto fotoeléctrico, se va a formar por la unión de un semiconductor tipo p y otro tipo n (ver [Figura 44](#)).

Recordemos que un átomo se considera estable cuando tiene completa su última órbita o tiene al menos 8 electrones ( $e^-$ ) en ella. Los semiconductores intrínsecos tienen 4  $e^-$  en la órbita de valencia: cuando se juntan varios átomos, por ejemplo de Si, se forma una malla cristalina por medio del establecimiento de los denominados **enlaces covalentes**.

Para formar una unión PN sólo hay que emplear una base de Si y generar una parte p y otra n. La parte p se genera incluyendo un elemento (dopante) con 3 $e^-$  en la capa de valencia, de tal manera que quedará un enlace incompleto: el famoso "hueco". Si se añaden suficientes átomos de tipo p (p. ej. Boro (B)) los huecos serán los portadores mayoritarios. De la misma manera se puede generar una parte n, donde los  $e^-$  serán ahora los portadores mayoritarios al dopar con un elemento como el fósforo (N) que tiene 5 $e^-$  en la capa de valencia.



**Figura 46.** Ilustración de los procesos de absorción y emisión en un semiconductor. Fuente: Jesús Mirapeix.

Si las partes p y n se unen (Figura 45), los mayoritarios de cada parte, huecos y e- respectivamente, tenderán a dirigirse a sus zonas “opuestas”. Cuando un hueco y un e- se encuentran en la zona de unión, ambos se neutralizan y desaparecen. De este modo la zona n va perdiendo e- (haciéndose más positiva) y la zona p huecos (y haciéndose más negativa), lo que propicia la creación de una diferencia de potencial y la denominada barrera de potencial, que se opone a la ley de difusión (el potencial positivo de la parte n repele a los huecos que provienen de la zona p y viceversa). Finalmente, cuando ha pasado un cierto tiempo, la barrera potencial impide que el proceso de difusión continúe, dando lugar a concentraciones iguales en ambas zonas. La barrera de potencial es del orden de los 0.5V en el Si.

Recordemos ahora el proceso de absorción de un fotón en un material semiconductor (Figura 46): cuando el fotón es absorbido por un átomo su energía se emplea en “subir” a un electrón de la banda de valencia a la de conducción. Para ello, lógicamente la energía del fotón ha de ser al menos igual a la energía del gap del material  $E_g$ . ¿Cómo se expresa la energía de un fotón?:

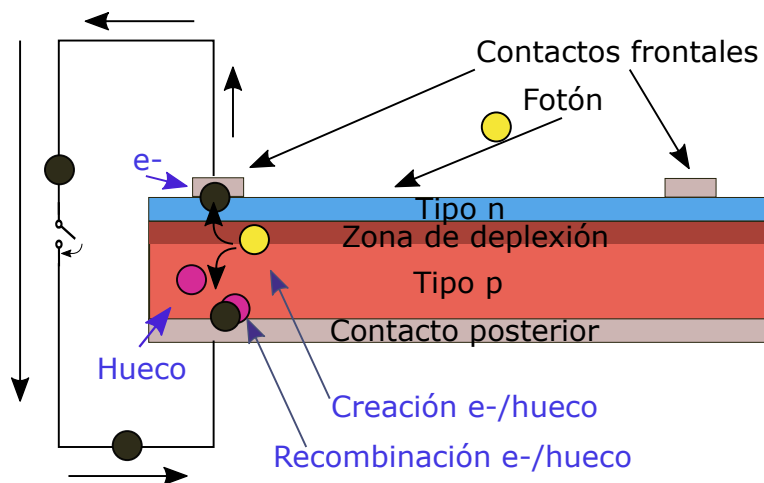
$$E = h\nu \implies E = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.2)$$

En la ecuación anterior h es la constante de Planck,  $\nu$  la frecuencia asociada al fotón, que también puede expresarse mediante c (velocidad de la luz) y  $\lambda$  (longitud de onda del fotón).

**¿Cómo se produce entonces el efecto fotoeléctrico en una célula FV (ver Figura 47)?** El fotón incidente<sup>1</sup>, si llega a la zona de depleción (para ello interesa una zona tipo n fina) y es absorbido por un átomo dará lugar a un **par e- libre (y a un hueco)**. El campo eléctrico hace que el electrón viaje hacia la zona n (y el hueco hacia la p). Si se disponen contactos eléctricos en ambos extremos, el electrón podrá circular, siendo de nuevo atraído por la zona p y generándose una recombinación e- / hueco, volviendo al estado original del sistema.

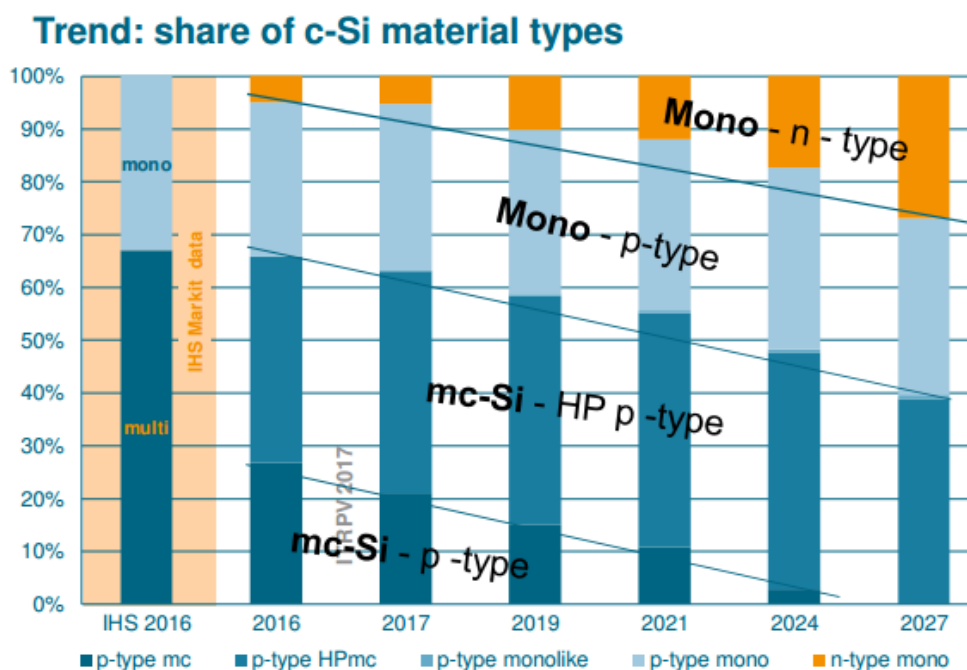
Ahora ya sabemos cómo es y cómo funciona una célula FV, al menos desde el punto

<sup>1</sup>Suponiendo que su energía sea la adecuada.



**Figura 47.** Representación esquemática del funcionamiento de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix.

de vista básico. Aunque pueda parecer obvio, en este punto conviene recordar que el efecto fotoeléctrico<sup>1</sup> en el que se basa el funcionamiento de las células/paneles FV tiene un **carácter dinámico**, esto es, la célula FV es capaz de generar energía eléctrica bajo unas determinadas condiciones, pero en ningún caso se va a comportar como un acumulador eléctrico (batería).



**Figura 48.** Predicción de la evolución en el mercado de los diferentes tipos de células solares de silicio cristalino. Fuente: aleo-solar.com <http://bit.ly/2Gx2YK1>

<sup>1</sup>En algunos lugares podéis ver que el efecto fotoeléctrico es denominado “efecto fotovoltaico”. Esta es una terminología no recomendable y generalmente no aceptada por la comunidad científica.

**Importante 2.14: células solares de tipo p y n**

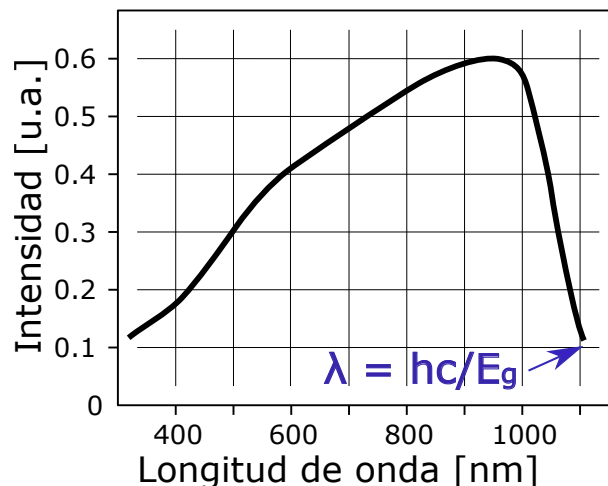
Las células solares de tipo p (como la mostrada en la [Figura 47](#)) han dominado claramente el mercado fotovoltaico durante varias décadas. Las células de tipo p se construyen sobre una base de silicio con carga positiva, lo que implica que el silicio estará dopado con boro. Las células de tipo n se construyen al revés, con la parte n (negativa) actuando como la base de la célula solar.

Las células de tipo p tomaron la iniciativa en el mercado hace muchos años ya que muestran una mejor resistencia a la radiación en aplicaciones espaciales, que eran las predominantes en un primer momento. A partir de entonces, las economías de escala hicieron que se mantuviese esa predominancia.

Sin embargo, parece que en la actualidad **las células de tipo n** (que en su mayoría son monocristalinas) **están comenzando a tomar relevancia debido a su mejor eficiencia y a su inmunidad a la degradación por exposición a la luz del sol** ([Figura 48](#)). Este hecho se debe a la **ausencia de boro, el cual se recombina con el oxígeno**, empeorando así la eficiencia y rendimiento de la célula/panel.

**2.5.3. ¿Cómo interactúan los fotones con la célula FV?**

Como ya hemos comentado anteriormente, por desgracia no todos los fotones que nos llegan del Sol pueden ser empleados para generar corriente eléctrica en una célula FV. Recordando la respuesta espectral del Sol presentada en la [Figura 42](#), resulta necesario conocer la respuesta espectral del Si ([Figura 49](#)), elemento con el que se fabrican a día de hoy la mayoría de las células FV comerciales. Como se puede apreciar en la imagen, el Si presenta una respuesta espectral hasta aproximadamente  $1100\text{nm}$ <sup>1</sup>.



**Figura 49.** Respuesta espectral del Si, asociado a las células FV convencionales. Fuente: <https://bit.ly/2lyIsvM>. Licencia: CC BY-SA 3.0

Por la [Ecuación 2.2](#) sabemos que la longitud de onda de corte está relacionada con la energía del gap, así que: ¿qué ocurrirá si ...?

<sup>1</sup>La  $E_{GAP}$  del Si es  $1.12\text{eV}$ .



$E_{FOTON} < E_{GAP}$  Si la energía del fotón incidente en la célula FV es menor que la energía del gap del material (Si en este caso), no existirá interacción y el fotón atravesará la célula FV.

$E_{FOTON} = E_{GAP}$  Es el supuesto ideal: el fotón es absorbido y libera un e<sup>-</sup> que contribuirá a la corriente eléctrica generada

$E_{FOTON} > E_{GAP}$  El fotón también será absorbido, pero el exceso de energía generará un efecto térmico (disipación de calor en la célula), no deseable, que podrá comprometer el rendimiento esperado.

#### 2.5.4. Célula FV: Eficiencia

El concepto de eficiencia de una célula/panel FV es sin duda de los más relevantes y repetidos en cualquier texto sobre esta tecnología. ¿Cómo se define este parámetro? Es muy sencillo: la eficiencia FV se define como el **ratio de conversión de la energía proveniente del Sol en energía eléctrica**.

$$Eficiencia = \frac{Potencia_{FV}(electrica)(W)}{Irradiancia(\frac{W}{m^2}) \cdot Superficie(m^2)} \quad (2.3)$$

Vemos que se trata de medir la energía (en realidad en la definición hablamos de potencia) generada por la célula/panel, así como la irradiancia<sup>12</sup>, expresada en  $W/m^2$ .

A día de hoy, en paneles FV comerciales, podemos estar hablando de eficiencias del orden del **14 al 20 % (para tecnologías de Si cristalino)**, aunque con tecnologías experimentales se han conseguido en laboratorio valores muy superiores, de hasta el 60 % (pero con procedimientos complejos y costosos que evitan que, de momento, se puedan comercializar para aplicaciones convencionales).

La siguiente pregunta que surge es: ¿por qué la eficiencia es tan baja? Veamos los diferentes factores que limitan la eficiencia de una célula FV:

**0.5 %** Resistencia en serie

**3 %** Reflexión y sombra de los contactos

**8.5 %** Pérdidas por recombinación

**20 %** Diferencia de potencial

**23 %** Fotones de energía baja ( $\lambda$  en el entorno del IR)

**32 %** Fotones de energía alta ( $\lambda$  en el entorno del UV)

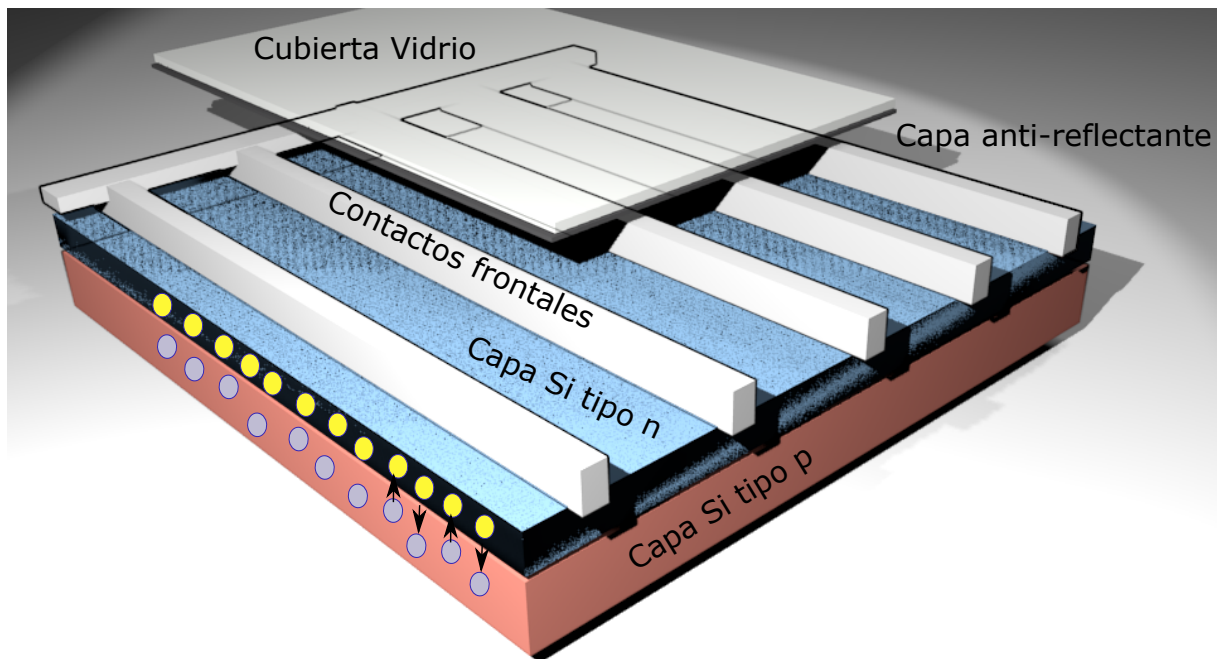
<sup>1</sup>La irradiancia se define como la potencia incidente por unidad de superficie para una radiación electromagnética dada.

<sup>2</sup>La irradiancia puede medirse con un solarímetro o piranómetro: <https://es.wikipedia.org/wiki/Piran%C3%B3metro>

Con tecnología convencional de Si cristalino, mejorar estas cifras resulta complicado. Por un lado, las pérdidas asociadas a la resistencia en serie y a la reflexión y sombra de los contactos están interrelacionadas, por lo que si se disminuye la superficie de los contactos, se reducirá la zona de sombra y llegarán más fotones a la zona n, pero aumentará la resistencia en serie. Por otro lado, la respuesta espectral del Si limita las energías de los fotones “útiles” para su conversión a corriente eléctrica. Por último, las pérdidas por recombinación y por la diferencia de potencial son intrínsecas a la estructura pn y, por lo tanto, difíciles de mejorar.

### 2.5.5. ¿Cómo es la estructura de una célula FV?

Acabamos de ver que una célula FV es básicamente una unión pn (con algunas características especiales), pero en realidad una célula FV tiene más componentes y particularidades (Figura 50).



**Figura 50.** Representación esquemática de la sección de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix.

**Capa de vidrio** La capa de vidrio empleada en los paneles/módulos FV tiene una misión protectora del laminado FV (células) que contiene. Hay que tener en cuenta que las propiedades ópticas del vidrio son muy importantes, ya que una posible degradación con el tiempo que implicase una pérdida de transparencia, por ejemplo (**solarización**) implicaría una mayor pérdida de eficiencia.

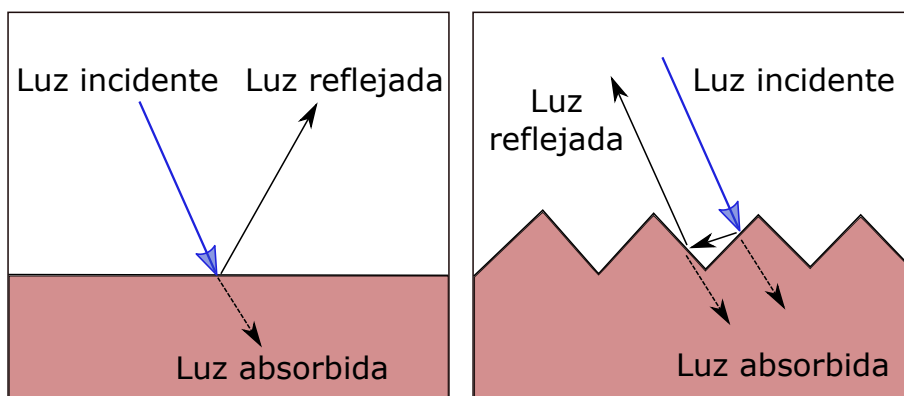
**Capa anti-reflectante** En las células FV se suelen emplear capas de pequeño espesor cuyo objetivo es maximizar el número de fotones absorbidos (ARC: *Antireflection coating*)

**Contactos metálicos** Necesarios para “extraer” la corriente eléctrica de las células/paneles a los dispositivos/red donde será utilizada.

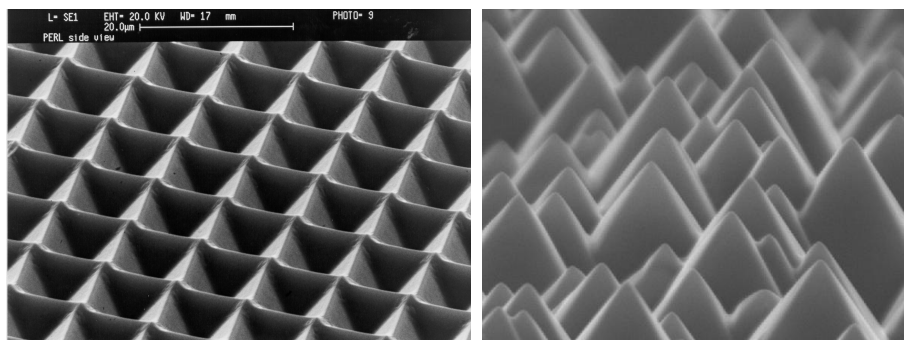
**Cuestión 2.9: Solarización (400 XP)**

Puedes encontrar un muy buen ejemplo de **solarización** en el **“Edificio I+D Teleco” de la UC**. En la segunda planta, en el pasillo que da acceso a la Sala de Profesores de Fotónica, hay varios pósters con trabajos presentados a diferentes conferencias. Observa atentamente la cubierta de estos pósters y trata de observar ese efecto de **solarización**.

Busca alguna explicación física a este fenómeno y explícalo **con tus propias palabras**.



**Figura 51.** Texturizado en la cara frontal de una célula FV. Fuente: Jesús Mirapeix.



**Figura 52.** Imágenes de texturizados de células FV de Si: tipo pirámide invertida (izquierda) y pirámide (derecha). Fuente: <https://bit.ly/2F61VvW>. Imágenes elaboradas por The School of Photovoltaic & Renewable Energy Engineering, University of New South Wales.

Otro concepto importante que se suele incluir en las células FV, concretamente en su cara frontal, es el **“texturizado”** (Figura 51 y Figura 52). Básicamente consiste en grabar un patrón con forma de pirámide, o pirámide invertida (por ejemplo) con el objeto de que parte de los fotones que son reflejados en la superficie vuelvan a incidir sobre la célula FV, aumentando de esta manera la probabilidad de ser absorbidos. Como ya sabéis, al hablar de interacciones entre partículas estamos entrando en el ámbito de la física o la mecánica cuántica (rama de la física que se encarga de los fenómenos a escala microscópica), y en este ámbito siempre vamos a hablar de probabilidades (probabilidad de que ocurra una transición entre diferentes estados energéticos, de que un fotón sea absorbido por un determinado material, etc.).

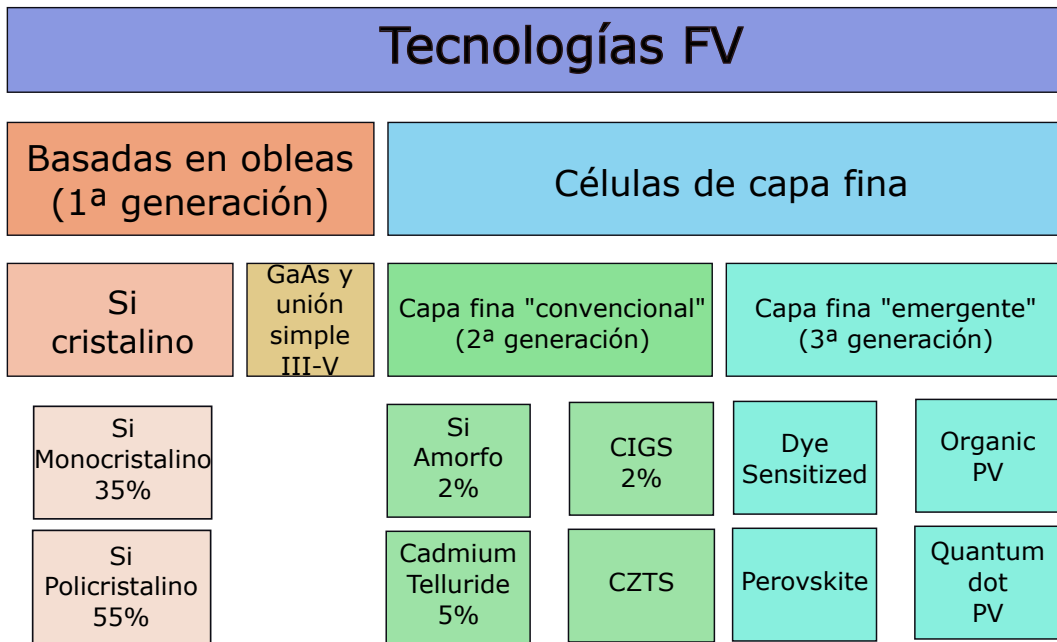
### 2.5.6. Tecnologías de células FV

Existen diversas tecnologías de células FV, atendiendo fundamentalmente a los materiales empleados. La primera división que puede establecerse es entre las células basadas en obleas de materiales semiconductores, como por ejemplo el silicio, y las células basadas en tecnología de capa fina.

En el primer caso estamos hablando de la denominada **1ª generación** de células fotovoltaicas, donde predomina claramente la tecnología de **silicio cristalino**. Como podéis apreciar (ver [Figura 53](#)), estamos hablando de aproximadamente el 90 % del mercado mundial de células FV, incluyendo la tecnología de Si monocristalino y policristalino.

Dentro del conjunto de células de capa fina tendríamos por un lado las de tecnología convencional (**2ª generación FV**), con el silicio amorfo, las células de CdTe, CIGS (Copper Indium Gallium Diselenide) y CZTS (Copper Zinc Tin Sulfide).

Por otro lado tenemos la denominada **3ª generación** de células fotovoltaicas (tecnologías emergentes de capa fina), donde se sitúan las células solares sensibilizadas por colorante (Dye-sensitized), las Perovskite, las células orgánicas y las "quantum dot" o "puntos cuánticos".

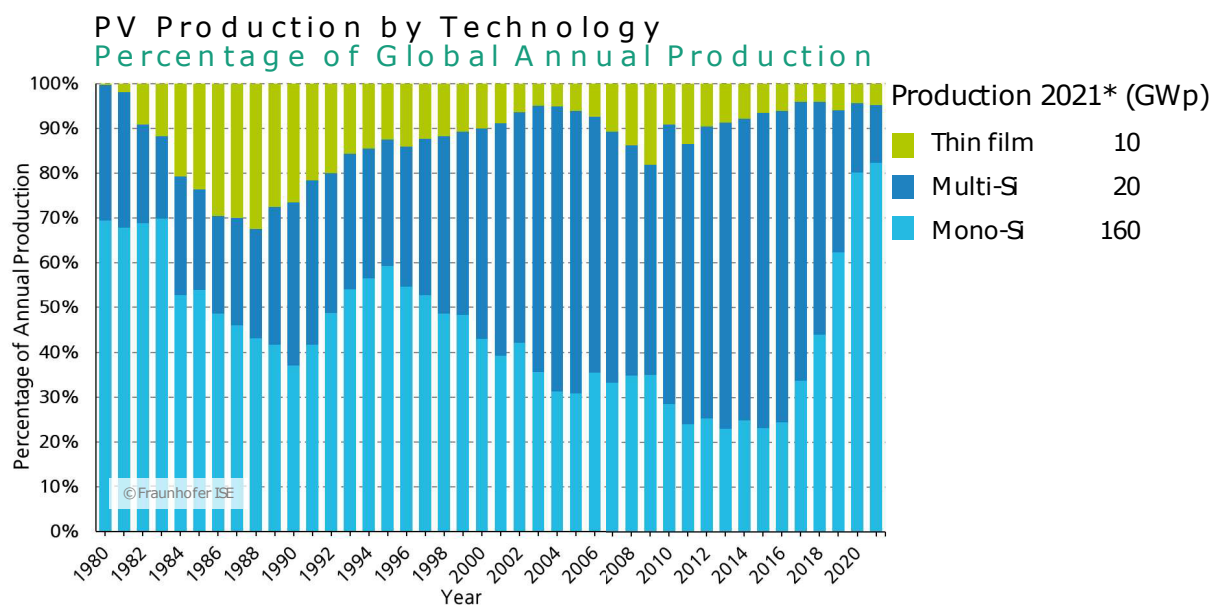


**Figura 53.** Clasificación de tecnologías FV (entre paréntesis el % de cuota de mercado). Fuente: Jesús Mirapeix.

A la hora de evaluar una tecnología FV, hay una serie de factores a tener en cuenta, tales como:

**Eficiencia** Este parámetro ya se ha definido y comentado con anterioridad. Evidentemente, la búsqueda de nuevas tecnologías tiene como base el conseguir eficiencias superiores a las obtenidas hasta ahora (a nivel comercial).

**Estabilidad** Con algunas tecnologías no es fácil conseguir que el rendimiento de las células FV se mantenga con el tiempo, sino que éstas sufren una degradación paulatina, por



**Figura 54.** Producción de módulos FV según tecnología hasta el año 2021 (Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy (2022 Photovoltaics Report)). Enlace: <https://bit.ly/3vYDDjQ>.

ejemplo como consecuencia de la exposición a la radiación solar.

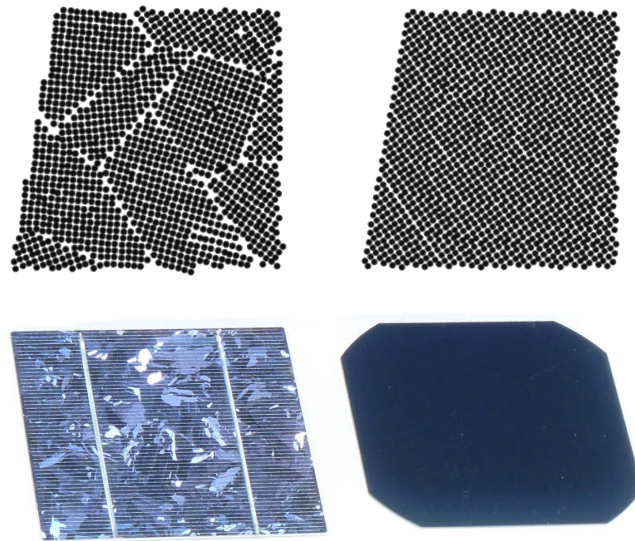
**Coste de producción** Evidentemente, se trata de un factor clave a la hora de desarrollar tecnologías que sean comercialmente viables. Desde hace años se han conseguido eficiencias muy altas, del orden del 60 %, en laboratorio; pero en muchos casos esas tecnologías no permiten una fabricación a gran escala a costes razonables.

**Sostenibilidad** Algunos materiales empleados en las células suponen un importante impacto en el medio ambiente, por lo que tecnologías como las células orgánicas, que no presentan este tipo de inconvenientes, son ventajosas en ese aspecto.

El mercado a día de hoy está fundamentalmente dominado por las tecnologías de **Si cristalino (90 % del mercado, ver Figura 54)**, con una cuota bastante inferior asociada a las tecnologías de **capa fina (thin film)**. Es destacable que, como se ha comentado anteriormente en relación al **nuevo auge de las células tipo n**, la **predicción indica un significativo aumento en la cuota de mercado de las células monocristalinas, tendencia que ya se aprecia en la imagen**. De hecho, como se puede ver **se han convertido ya en la principal tecnología en el mercado**, pasando de una producción de 32,2 GWp en 2017 a **89,7 GWp en 2019**.

### 2.5.7. Tecnologías de células FV: Si cristalino

El **Si monocristalino** es de una calidad (y por lo tanto precio) ligeramente superior al **policristalino**. En relación a su eficiencia, el monocristalino puede moverse de media en un entorno del 18 % (hablando de células/paneles comerciales); mientras que el policristalino puede situarse en el entorno del 14 %.



**Figura 55.** Comparativa de una célula policristalina (izquierda) con una monocristalina (derecha). Detalle de la estructura (parte superior). Fuente (imagen inferior): <https://bit.ly/2JGaTT1>. Licencia: imagen original de Klaus Mueller (CC BY-SA 3.0). Fuente (imagen superior): Curso EdX Solar Energy: 4.1. Properties of Crystalline Silicon. Licencia Atribución de Creative Commons (reutilización permitida)

Una forma sencilla y directa de diferenciar una célula o panel FV monocristalino y policristalino es su aspecto visual (Figura 55). Las células monocristalinas tienen un color negro uniforme, mientras que las policristalinas tienen un color azulado y no uniforme (se puede apreciar la formación de “cristales”) en su superficie. Estas diferencias se basan en el proceso de fabricación, donde el silicio monocristalino parte de un material de mayor calidad, mientras que en el caso del policristalino se aprovechan restos de otros procesos.

**¿Cómo se fabrican las células de Si cristalino?** Debido a limitado del temario, no vamos a entrar en detalles con respecto a los procesos de fabricación de las diferentes tecnologías. Sin embargo, debido a su relevancia, si vamos a revisar brevemente el proceso asociado al Si cristalino.

El Si necesario para la fabricación de las células FV ha de pasar por una serie de procesos para llegar a la calidad requerida. Al primer nivel en ese proceso se le denomina **Si metalúrgico**<sup>1</sup>, que es obtenido a partir del cuarzo ( $SiO_2$ ) en un proceso en el que el material se calienta en hornos hasta unos  $900^\circ C$ . La pureza del Si resultante se sitúa entre el 98 y el 99 %.

Partiendo del Si metalúrgico se puede llegar a producir lingotes de **poli-silicio**, con una pureza del **99.9999 %**. Los procesos empleados implican el uso de gases como el HCl a altas temperaturas para “purificar” el Si, por ejemplo mediante CVD *Chemical Vapor Deposition*<sup>2</sup>.

El siguiente paso es generar los denominados “lingotes”, ya sean de Si mono o poli-

<sup>1</sup>Como curiosidad, aproximadamente el 70 % del Si *de grado* metalúrgico es empleado en aleaciones en el sector de la automoción, en la fabricación de coches. Tan sólo un 1 % se emplea para generar Si *de grado* o calidad solar (también denominado electrónico).

<sup>2</sup>Es importante resaltar que estos procesos normalmente implican obtener altas temperaturas y, por lo tanto, un gran gasto energético. Más información sobre CVD: <https://bit.ly/2I4S3I8>.





**Figura 56.** Ejemplo de instalación fotovoltaica con paneles de capa fina. Fuente: Fieldsken Ken Fields (CC BY-SA 3.0). <https://bit.ly/2lA2p1W>.

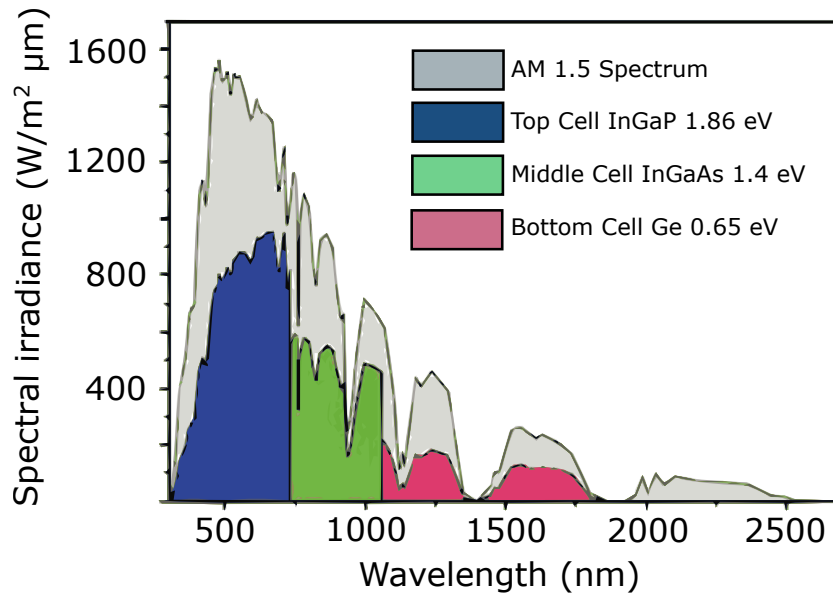
cristalino. En el primer caso se pueden usar el método Czochralski o el *floating-zone*, fundiéndose en ambos casos el Si para conseguir un lingote con un cristal de Si con una orientación única. Para generar un lingote de Si policristalino se funden varios granos o cristales, generando un lingote con unas dimensiones típicas de 70x70x25cm.

Tras la generación de los lingotes es necesario crear las obleas independientes que servirán como base o laminado FV a las células solares. Esto se realiza mediante procesos de corte que son muy significativos, ya que el **espesor medio de una oblea de Si cristalino puede situarse en el entorno de los 150 a 200  $\mu\text{m}$  y por cada oblea se puede perder unas 100  $\mu\text{m}$  de espesor de material**. Tras el corte de las obleas es necesario aplicar otros procesos al Si, como el pulido de la superficie, texturizado, etc.

### 2.5.8. Tecnologías de células FV: Capa fina (2ª generación)

Como su propio nombre indica, las **células de capa fina (*thin film*)** presentan un espesor muy inferior a las de Si cristalino, pudiendo situarse en el entorno de las 5  $\mu\text{m}$ . Esto deriva en una ventaja importante de esta tecnología: su bajo peso (y ocasionalmente flexibilidad, dependiendo del sustrato empleado), pero también en una eficiencia inferior al Si cristalino (de manera genérica podemos hablar de eficiencias máximas del 6-8 %). Existen diferentes familias dentro de las células FV de capa fina de 2ª generación, generalmente atendiendo al material empleado en su fabricación: silicio amorfo (a-Si), *cadmium telluride* (CdTe), *copper indium gallium selenide* (CIS or CIGS). Como ya se ha comentado anteriormente, una de las desventajas de esta tecnología es que los residuos de algunos de estos compuestos son nocivos para el medioambiente.





**Figura 57.** Ejemplo de respuesta espectral de una célula multicapa. Fuente: (CC BY-SA 3.0). <https://bit.ly/2lwSyy9> (Imagen original modificada).

Otra de las ventajas de la tecnología de capa fina es que permite realizar células con más de un material semiconductor, las denominadas células solares multicapa (o multiunión: multijunction solar cells). De esta manera se mejora la eficiencia de las células al poder cubrir una región espectral más amplia generada mediante la combinación de las respuestas de cada capa. Este diseño se ilustra en la [Figura 57](#), en este caso con laminados FV de InGaP, InGaAs y Ge.

### 2.5.9. Tecnologías de células FV: Capa fina (Si amorfo)

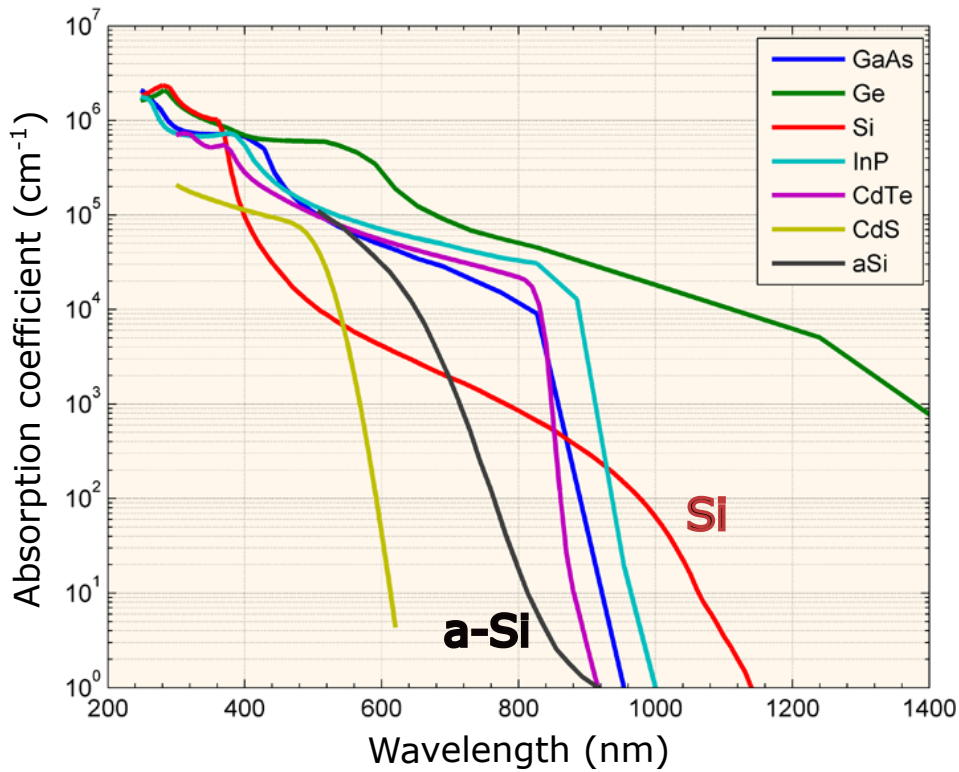
Dentro de las tecnologías de capa fina, vamos a dedicar unas breves líneas al **Si amorfo**. Si bien esta tecnología FV se viene empleando desde hace años (se puede encontrar en cualquier **calculadora “solar”**), su penetración en el mercado se reduce a un aproximadamente 2%.

**La fabricación de estas células es totalmente distinta a las de Si cristalino**, ya que en este caso se trabaja con Si en estado gaseoso que se deposita sobre un determinado sustrato, siendo la temperatura de trabajo muy inferior a las vistas con anterioridad y, en términos generales, resultando un proceso bastante más sencillo. De hecho, la filosofía de la fabricación del Si amorfo es la de reducir costes frente al Si cristalino.

Desde el punto de vista de la estructura del Si, en este caso la malla cristalina resultante no es “ordenada”, sino que la red crece de manera aleatoria (de ahí el nombre de *amorfo*). Como resultado, el Si-amorfo (a-Si) ya no presenta una estructura de bandas de gap indirecto, como el Si cristalino, sino directo, lo que implica una **absorción** mejorada en ciertas longitudes de onda.

En la [Figura 58](#) puede apreciarse como el a-Si presenta una absorción mejorada frente al Si convencional, especialmente en la zona visible del espectro electromagnético.

Como resumen, vamos a destacar las características de las células de Si amorfo en la



**Figura 58.** Coeficiente de absorción de diferentes materiales semiconductores. Fuente: <https://bit.ly/2lxppTo> (Imagen original modificada).

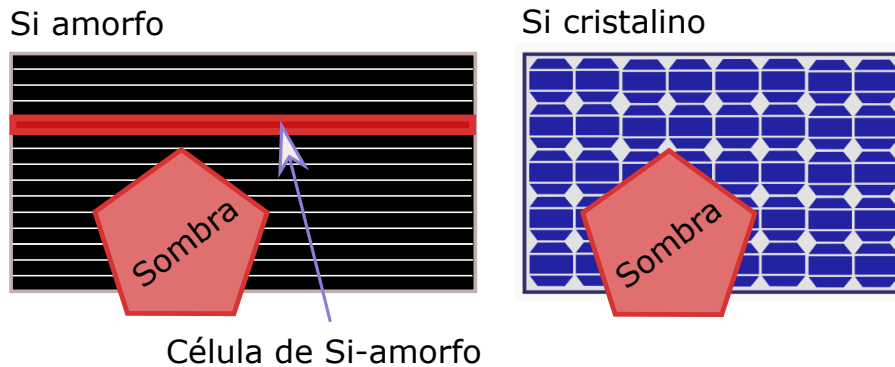
Tabla 2.1.

**Importante 2.15: El coeficiente de absorción**

Hemos hablado del coeficiente de absorción, pero quizás convenga explicar detenidamente su significado. Este parámetro determina cuánto penetrará la luz en un determinado material en función de la longitud de onda considerada. Si estamos ante un material con un coef. de absorción bajo y con un espesor fino, será más probable que la luz atraviese el material sin interacción.

**Tabla 2.1.** Ventajas y desventajas de la tecnología de Si-amorfo

Ventajas	Desventajas
Proceso de fabricación más sencillo	Menor eficiencia (típica 6-8%)
Reducción costes fabricación	Menor vida útil (degeneración progresiva)
Células/paneles de menor peso	
Emplazamientos con radiación difusa o sombreado	
Mejor respuesta en temperatura	



**Figura 59.** Situación de sombreado de paneles de Si-amorfo y Si-cristalino. (Elaboración propia).

### Cuestión 2.10: Coeficiente de absorción (300 XP)

Si te fijas en la gráfica [Figura 58](#), se puede apreciar como para la mayoría de las gráficas existe una fuerte caída en el coeficiente de absorción entorno a una determinada  $\lambda$ . Por otro lado, puede apreciarse como el valor del coeficiente no es constante para energías de fotón superiores a  $E_{GAP}$ .

Justifica razonadamente ambos fenómenos.

El silicio amorfo presenta como gran desventaja su menor eficiencia y su reducida vida útil, debido a que las características de los materiales empleados se degradan con la exposición continuada a la luz solar, especialmente en los primeros meses de su vida útil.

Por contra es una tecnología interesante teniendo en cuenta que los costes de fabricación son sensiblemente inferiores a los de la tecnología de Si cristalino, y presentan ciertas ventajas para su utilización en instalaciones con condiciones de radiación difusa<sup>1</sup> y de zonas sombreadas.

Dada su estructura (como veremos más adelante una situación siempre a evitar en los paneles es el ocultamiento total de una célula) es más difícil que una célula de un panel de Si-amorfo quede totalmente ocluida, lo que hace que presenten un rendimiento mejorado en condiciones de sombreados (por obstáculos, chimeneas, etc.). En la [Figura 59](#) se representa esta situación: es más sencillo que una sombra provoque el ocultamiento total de una o varias células en un panel de Si cristalino que en uno amorfo<sup>2</sup>.

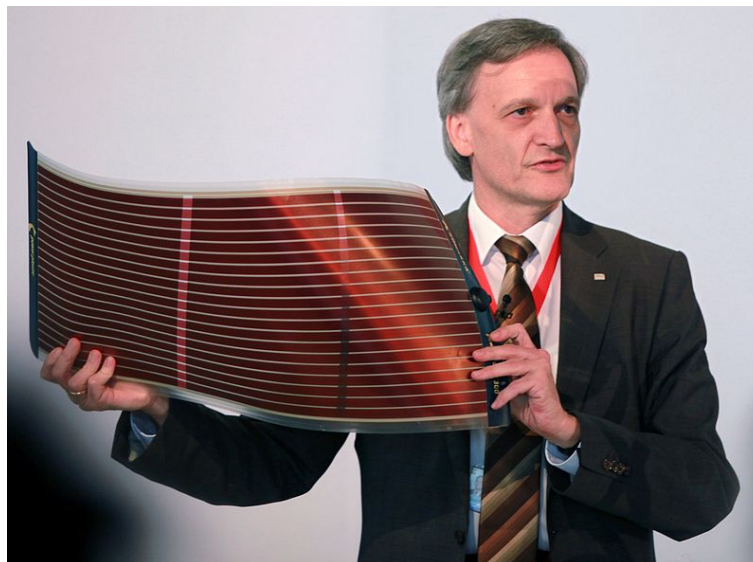
### 2.5.10. 3ª Generación: células orgánicas

Una tecnología emergente e interesante dentro de las de **3ª generación** es la constituida por las denominadas **células orgánicas** [Figura 69](#). Una célula solar orgánica es un tipo de célula fotovoltaica en la que se emplea electrónica orgánica para generar corriente eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. La electrónica orgánica se basa en el uso de materiales polímeros orgánicos conductores o pequeñas moléculas orgánicas. Hablar de “orgánico” implica

<sup>1</sup>Se habla de radiación difusa cuando se está en presencia de cielos nublados y de radiación directa cuando el cielo está despejado (y la radiación del Sol llega directamente a los paneles)

<sup>2</sup>En un panel de Si amorfo como el representado en la imagen, cada célula es una de las tiras horizontales que recorren toda la anchura del panel.

que estos materiales contienen carbono, por ejemplo el *henyl-C61-butyrac acid methyl ester* ( $PC_{61}BM$ ).



**Figura 60.** Ejemplo de tecnología fotovoltaica basada en células orgánicas. Fuente: <https://bit.ly/2ASKYX0>. Licencia: CC BY-SA 3.0

Una de las ventajas de esta tecnología es que permitiría una producción a gran escala con costes muy reducidos (empleando por jempo tecnologías de impresión). Por medio de ingeniería molecular es posible cambiar algunas características como el *band-gap*, lo que, como ya hemos visto, es de gran interés en este contexto. Se trata en general de materiales con unas características óptimas en cuanto a la absorción de luz. Sin embargo, como inconvenientes en la actualidad habría que citar su baja eficiencia, su baja estabilidad y y su escasa resistencia en comparación con las tecnologías de Si cristalino.

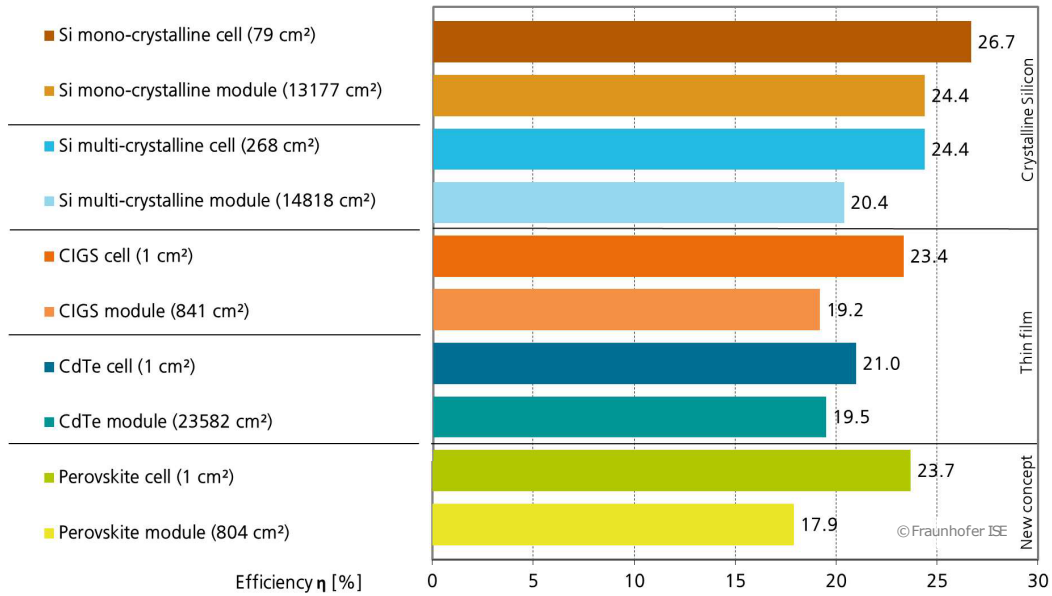
### 2.5.11. Tecnologías de células FV: comparativas

En los apartados anteriores se ha realizado una breve revisión de los aspectos más básicos relativos a las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Para terminar de clarificar estos conceptos, se presenta a continuación una comparativa en función de la **eficiencia**, **estabilidad**, **coste de producción** y **sostenibilidad**.

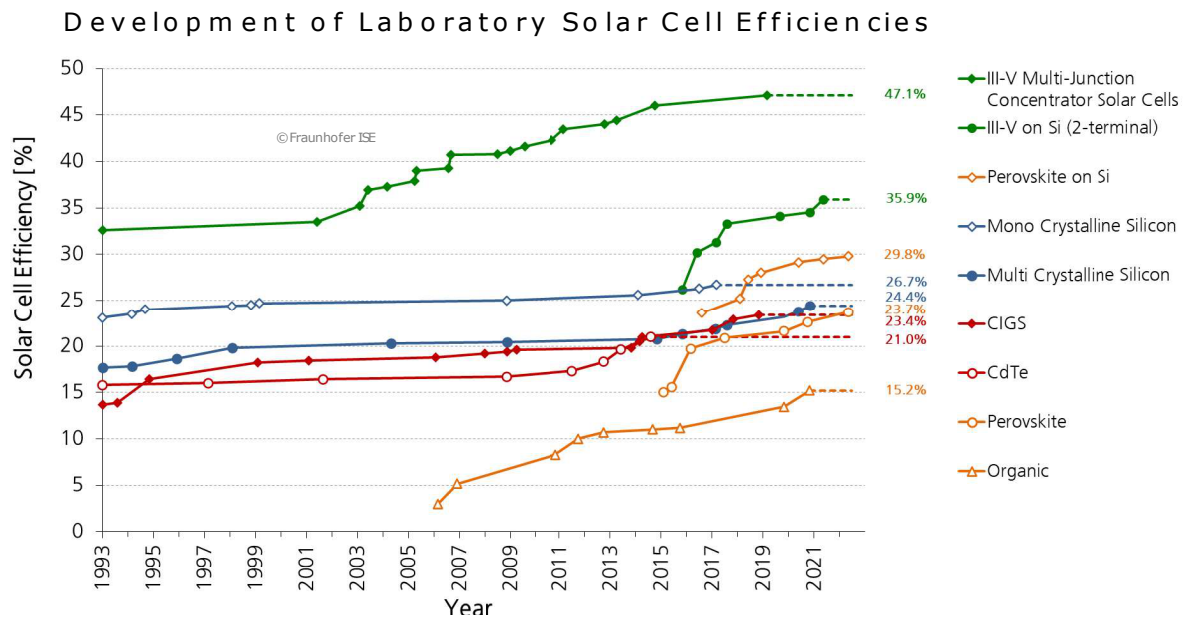
**Tabla 2.2.** Tecnologías FV: comparativa y conclusiones

Tipo de Célula	Eficiencia	Estabilidad	Coste Producción	Impacto ambiental
Si Monocristalino	Muy alta	Excelente	Muy alto	Medio-bajo
Si Policristalino	Muy alta	Excelente	Medio	Medio-bajo
Si amorfo (mono-unión)	Baja	Muy baja	Bajo	Medio-bajo
Si amorfo (multi-unión)	Baja	Baja	Bajo	Medio-bajo
Compuestos III-V	Muy alta	Excelente	Extremadamente alto	Potencialmente alto
Otros compuestos capa fina	Media	Buena	Bajo	Potencialmente alto
Células orgánicas	Baja	Baja	Potencialmente bajo	Muy bajo

### Efficiency Comparison of Technologies Best Lab Cells vs. Best Lab Modules



**Figura 61.** Eficiencia de las principales tecnologías de células/paneles FV (laboratorio). Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy (2022 Photovoltaics Report). Enlace: <https://bit.ly/3vYDDjQ>.



**Figura 62.** Evolución de la eficiencia (en laboratorio) de las principales tecnologías FV (en laboratorio). Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy (2022 Photovoltaics Report). Enlace: <https://bit.ly/3vYDDjQ>.

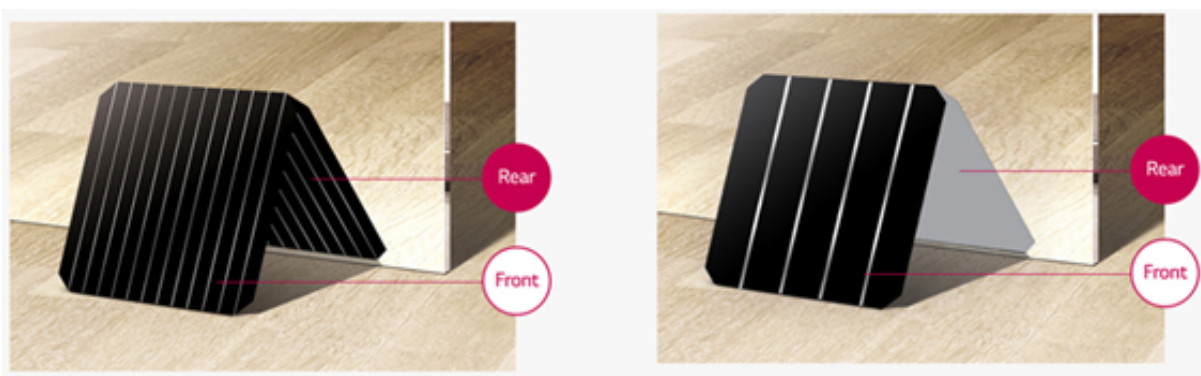
Al margen de los conceptos ya introducidos y comentados con anterioridad, en la [Tabla 2.2](#) se ha incluido también el *impacto ambiental* como factor a tener en cuenta. Algunas tecnologías utilizan compuestos (CdTe, InGaAs) que pueden tener un impacto en el medioambiente a la hora de ser retirados y reciclados. Estas consideraciones, hasta ahora no del todo relevantes debido a la juventud de estas tecnologías, comienzan a tener cada vez mayor relevancia, siendo uno de los factores que impulsan con mayor fuerza tecnologías como la fotovoltaica orgánica.

Pese a todo, está claro que el gran objetivo en el ámbito de la energía solar fotovoltaica es el conseguir eficiencias superiores con costes de producción reducidos. La búsqueda de eficiencias que superen a las tecnologías de Si cristalino centra gran parte de los esfuerzos de investigación en este campo. En la [Figura 61](#) se presentan las eficiencias máximas conseguidas con tecnologías comerciales, mientras que en la [Figura 62](#) se presenta la evolución en las máximas eficiencias conseguidas en laboratorio.

### 2.5.12. Tecnología bifacial

En los últimos años, la tecnología bifacial parece estar cobrando relevancia en el sector fotovoltaico, hasta el punto en convertirse en la nueva tecnología con más probabilidades de sustituir a los paneles convencionales de silicio cristalino. En este sentido, hay que puntualizar que, en realidad, los paneles bifaciales están formados por células de silicio mono o policristalino, por lo que no se trata de una nueva tecnología en el sentido de emplear materiales nuevos como ocurre con las perovskitas o las células orgánicas. La principal innovación en los paneles bifaciales reside en su capacidad de captar la radiación por las caras frontal y posterior de las células, aumentando así el rendimiento global del panel y, con ello, la generación final.

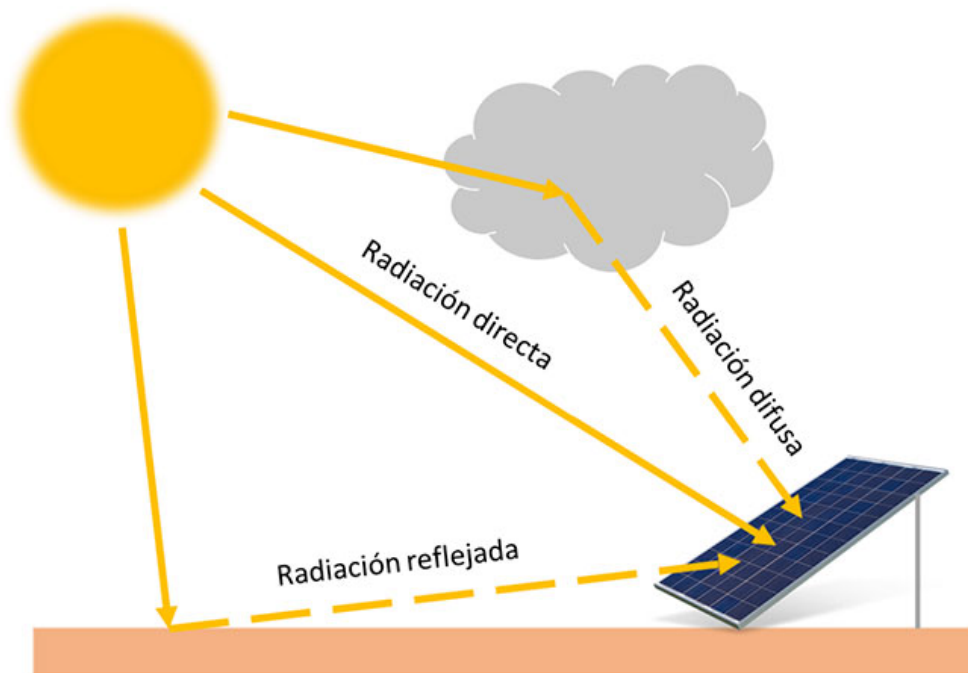
El concepto de célula bifacial se muestra en la [Figura 64](#), donde se puede apreciar como frente al diseño convencional de célula monofacial (derecha), en la célula bifacial no existe una capa opaca en la parte posterior, permitiendo así la captura de la luz solar por ambas caras.



**Figura 63.** Representación del diseño de una célula bifacial (izquierda) frente a monofacial (derecha). Fuente: LG.

Al introducir el concepto de célula bifacial resulta necesario aclarar los conceptos relacionados con la radiación solar, en particular la radiación directa, difusa y reflejada, ya que estas dos últimas pasan a tener una gran relevancia en este nuevo tipo de célula.





**Figura 64.** Representación esquemática de la radiación directa, difusa y reflejada. Fuente: elforoverde.org <https://bit.ly/36r5gWV>.

**Radiación directa** es la recibida desde el Sol sin que los fotones hayan sufrido ninguna interferencia, en particular ningún desvío en su trayectoria, en la atmósfera terrestre

**Radiación difusa** es la radiación que llega a la superficie de la tierra tras haber sufrido un cambio de dirección en la atmósfera, típicamente por procesos de dispersión o reflexión, por ejemplo por las nubes

**Albedo (radiación reflejada)** que puede definirse como la cantidad de radiación reflejada (por ejemplo en la superficie), frente a la radiación incidente

En la FV tradicional se tiene en cuenta principalmente la radiación directa, aunque en emplazamientos donde la radiación difusa sea relevante, esto puede tener implicaciones con respecto a la tecnología FV a seleccionar, ya que algunas, como el silicio amorfo, presentan una respuesta mejorada frente a este tipo de radiación.

### Cuestión 2.11: Radiación difusa (400 XP)

¿Por qué algunas tecnologías FV presentan una mejor respuesta en condiciones de radiación difusa? Busca información sobre este tema y elabora una breve respuesta con tus propias palabras: ¿ocurre esto con la tecnología bifacial? ¿Por qué?

Como veremos en el tema dedicado al dimensionamiento FV, el diseño de una instalación solar FV convencional monofacial es relativamente sencillo, al poder seleccionar el ángulo de inclinación óptimo en función de la latitud, considerando en este caso la radiación directa.



Sin embargo, el diseño para el caso bifacial se complica, teniendo en cuenta que los diferentes tipos de radiación variarán según factores tales como:

**Meteorología** ya que, como acabamos de comentar, en condiciones de cielo nuboso predominará la radiación difusa (con una irradiancia en el entorno de los  $100 \text{ W/m}^2$ ), mientras que en días despejados predominará la radiación directa, pudiendo alcanzar en condiciones óptimas los  $1000 \text{ W/m}^2$

**Inclinación de los paneles** la disposición horizontal maximiza la captura de radiación difusa<sup>1</sup>, pero miniza la asociada a la radiación reflejada (albedo)

**Albedo** el albedo (y con él la proporción de luz reflejada) depende del tipo de superficie así como su color; así por ejemplo el hielo o la nieve presentan un albedo muy alto, mientras que un hormigón blanco presentará un mayor albedo que la hierba

**Movimiento del Sol respecto a la Tierra** : las trayectorias del Sol cambian a lo largo del año, por lo que esto también tendrá influencia tanto en la estimación del ángulo óptimo para la radiación directa como en las sombras y reflexiones

La [Figura 65](#) muestra un ejemplo de instalación solar FV con módulos bifaciales, que pueden identificarse fácilmente al haberse eliminado la cubierta posterior opaca: ahora el laminado fotovoltaico se puede ver desde las caras frontal y posterior del panel.



**Figura 65.** Ejemplo de instalación solar FV con módulos bifaciales. Fuente: Soltec. <https://bit.ly/2Kzy6fh>

Desde el punto de vista de la evolución histórica de esta tecnología, no se trata de un concepto reciente, sino que ya en los años 60 se propuso la idea en una patente japonesa, mientras que en los años 70 grupos de investigación rusos y españoles comenzaron a investigar

<sup>1</sup>Por este motivo es posible que si te encuentras con una instalación solar FV con seguidores solares, puedas apreciar en un día nublado que los seguidores se han movido para posicionar a los módulos en una disposición horizontal, muy poco común por otro lado en la FV tradicional.

de manera activa. No ha sido sin embargo hasta hace muy pocos años cuando la tecnología ha comenzado a comercializarse por medio de diferentes fabricantes, como LG, Prism Solar, Sunpreme o Yingli Solar.

### 2.5.13. Características principales de las células/módulos bifaciales

Aunque estemos hablando de módulos fotovoltaicos con una tecnología y un proceso de fabricación muy similares a los convencionales, lo cierto es que el hecho de ser capaces de recibir luz por sus dos caras hace que los paneles bifaciales presenten una serie de características y consideraciones de diseño muy distintas a los paneles monofaciales. Por mencionar un ejemplo, baste con resaltar que una de las disposiciones que se cree que será más eficiente en cuanto a la generación de energía con estos módulos será en **vertical y con una orientación este/oeste**, algo difícil de imaginar hace unos años.



**Figura 66.** Imagen de una instalación fotovoltaica con paneles bifaciales dispuestos verticalmente. Fuente: Next2Sun.

Un primer parámetro clave a la hora de caracterizar células/paneles bifaciales es el del **factor de bifacialidad (bifaciality factor)**, que básicamente describe la relación entre la respuesta frontal y posterior del dispositivo para unas condiciones dadas. De este modo, el factor de bifacialidad  $\varphi$  para la densidad de corriente en corto-circuito  $J_{SC}$ , la tensión en circuito abierto, la potencia y la eficiencia<sup>1</sup>:

$$\varphi_{JSC} = J_{SCr}/J_{SCf} \quad (2.4)$$

$$\varphi_{VOC} = V_{OCr}/V_{OCf} \quad (2.5)$$

$$\varphi_{Pmax} = P_{MAXr}/P_{MAXf} \quad (2.6)$$

$$\varphi_{eta} = eta_r/eta_f \quad (2.7)$$

<sup>1</sup>En las ecuaciones r (*rear*) se refiere a la cara posterior del panel, mientras que f (*front*) se refiere a la frontal

Otro concepto clave a la hora de tratar con esta tecnología es el de **ganancia bifacial BG (bifacial gain)**, que básicamente determina el rendimiento entre tecnologías de módulos bifaciales y monofaciales a través de su producción anual de energía. Así, siendo  $Y_m$  la producción de un panel monofacial e  $Y_b$  la de una panel bifacial, la ganancia bifacial se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$BG = 100 \frac{Y_b - Y_m}{Y_m} \quad (2.8)$$

¿Qué valores de ganancia bifacial podemos esperar? En la actualidad, se estima que el uso de módulos bifaciales podrá ofrecer entre un **10 y un 20 % más de energía**, alcanzando rangos entre el **30 y el 40 %** si hablamos de soluciones optimizadas con seguidores solares.

#### *Importante* 2.16: Generación vs. LCOE

A la hora de evaluar esta nueva tecnología podemos caer en la tentación de centrarnos exclusivamente en el % adicional de generación que aporta; sin embargo, el factor realmente clave para la evolución de esta tecnología es el **LCOE**.

Pensemos que hay vías de aumentar la generación de una instalación, por ejemplo mediante seguidores de dos ejes, que implican un aumento del coste tal que las hace muy poco interesantes para los inversores. En la actualidad, la falta de datos reales y de herramientas de simulación adecuadas está retrasando la adopción de esta tecnología, ya que los inversores quieren **certezas** en cuanto a las ventajas de esta tecnología.

¿Qué aspectos hay que considerar en una instalación FV bifacial a la hora de minimizar el **LCOE**?

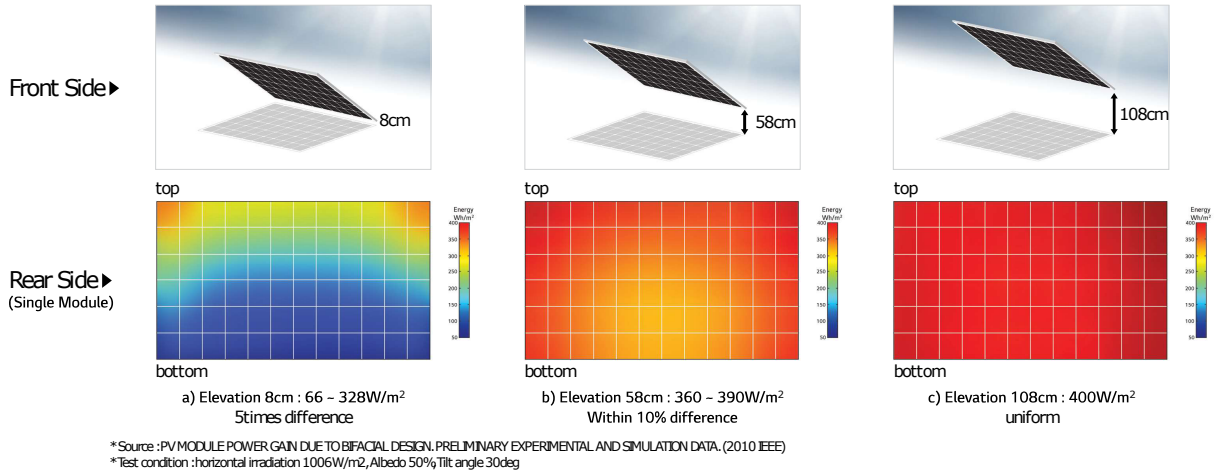
**Selección del emplazamiento** : al igual que ocurre con la FV convencional, el emplazamiento será un factor importante tanto en cuanto a su coste como a las condiciones meteorológicas. La tecnología bifacial implica algún factor adicional, como la necesidad de estudiar detalladamente la separación entre módulos para conseguir una generación óptima (la radiación reflejada en un módulo, o en el suelo, puede ser aprovechada por un módulo contiguo). Además, estos paneles aprovechan mejor la radiación difusa, aspecto a considerar y que, por ejemplo, está asociado a latitudes mayores.

**Albedo** : este parámetro, que puede definirse como la cantidad de radiación reflejada en relación a la incidente, supone un aspecto fundamental para una instalación bifacial. Nos referimos al albedo de la superficie sobre la que se realice la instalación, siendo por ejemplo óptimo el hormigón blanco. También son buenas opciones la arena, la nieve o el hielo.

**Altura de los paneles** : al aprovecharse tanto la radiación reflejada en el suelo como la que proviene de otros paneles, la altura de los paneles pasa a ser un parámetro clave de diseño. A día de hoy se considera que alturas de 1 ó 1,5 metros pueden ser óptimas<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>NOTA: como siempre, las consideraciones de diseño pueden implicar otros efectos a considerar. Por ejemplo, a mayor altura de los paneles mayor resistencia presentarán al viento, factor que también se verá afectado por el ángulo de inclinación de los módulos.

Irradiance Distribution of Backside in Single Module



**Figura 67.** Irradiance at the rear side of the bifacial panel for 8, 58 and 108 cm heights. Source: LG Electronics Bifacial Design Guide. <https://bit.ly/2K963Db>.

**Ángulo de inclinación** : debido al aprovechamiento de la radiación reflejada, el ángulo de inclinación óptimo también se verá modificado. Se cree que el ángulo de inclinación óptimo será de unos 2 a 15° superior al convencional.

**Separación entre filas** : nuevamente, para maximizar el aprovechamiento de la radiación reflejada será necesario estudiar detenidamente el impacto de la separación entre filas de paneles. Separaciones de 6 a 8 metros pueden ser óptimas, si bien esto implica un mayor uso del terreno y un mayor coste.

**“Densidad” de MPPTs** : como veremos en el tema dedicado a los dispositivos de una instalación FV, en particular en la sección sobre los inversores, el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT: *maximum power point tracking*) es un proceso que permite al inversor situar a un conjunto de paneles en su punto de trabajo óptimo, generando así la máxima energía posible en cada momento. Un inversor puede tener varias entradas para varias cadenas de módulos, y a la vez puede tener un único MPPT para todas las cadenas o 1 MPPT por cada cadena. A mayor “densidad” de MPPTs, mejor seguimiento se hará, ya que existirá menos probabilidad de desacoples entre módulos, *strings*, etc.

**Seguidores solares** : los estudios que se han llevado al cabo hasta el momento han indicado que el uso de seguidores de un solo eje puede aumentar la generación de estas instalaciones hasta un 35 %, alcanzando así un **LCOE** óptimo:

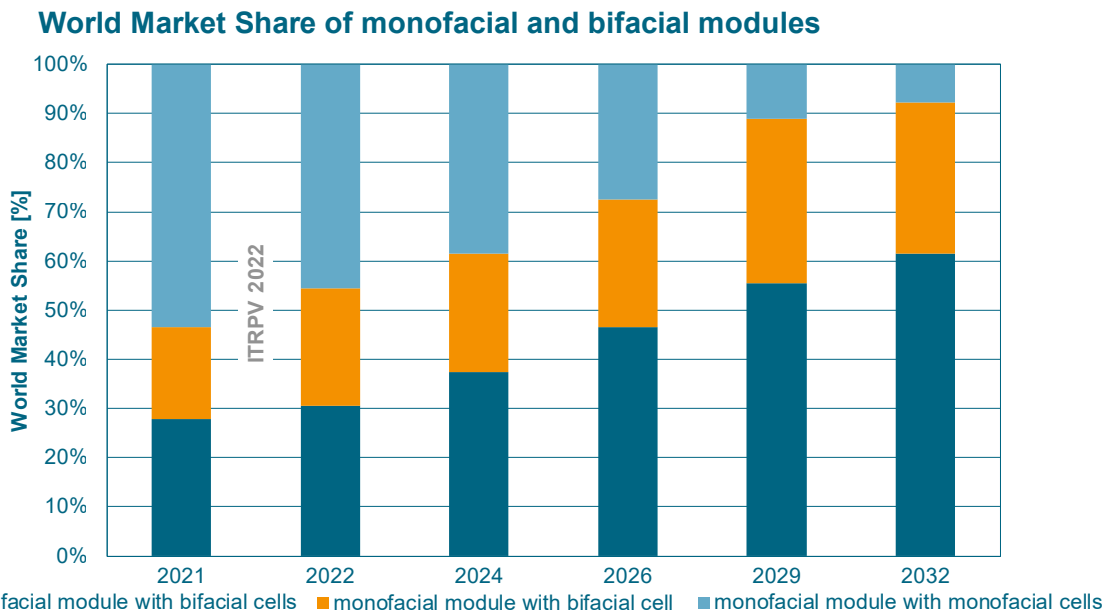
*“In general, with the same mounting structure, bifacial configuration outperforms monofacial configuration. Tracker configurations outperform fixed-tilt configurations significantly, with dual-axis tracker installations having marginally higher yield than one axis.”<sup>1</sup>*

En la actualidad se está trabajando para aumentar el número de casos de estudio reales y la fiabilidad de las simulaciones de sistemas bifaciales para poder estimar con precisión la

<sup>1</sup>Fuente: <https://bit.ly/2IVMAG1>



ganancia bifacial asociada a una determinada instalación. Este parámetro es clave para el **LCOE** resultante. De hecho, a día de hoy los inversores son aún escépticos a la hora de financiar estas novedosas instalaciones. Esto hace, irónicamente, que aumente su LCOE (las condiciones de financiación no suelen tener en cuenta la ganancia bifacial estimada, sino que son más conservadores, pasando por ejemplo de un 10 a un 5% en sus cálculos).



**Figura 68.** Evolución de la cuota de mercado de paneles mono y bi-faciales. Fuente: International Technology Roadmap for Photovoltaic (April 2022). Enlace: <https://bit.ly/3w7BF0i>

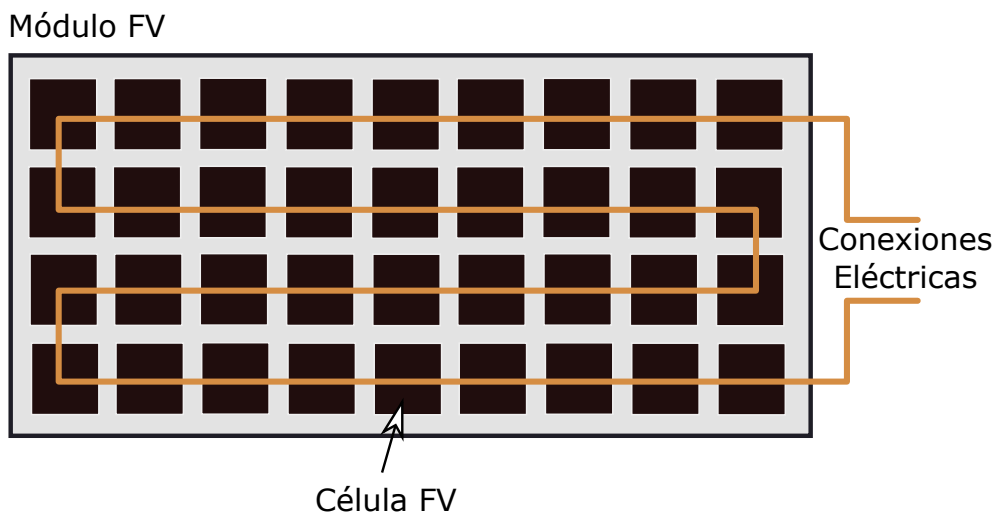
Ese LCOE aumentará también por el coste superior a día de hoy de los paneles bifaciales y de otros factores como la necesidad de utilizar una mayor superficie de terreno por la separación entre filas consecutivas. **Ese aumento de coste para una instalación de ángulo fijo puede estar en el entorno del 5%, subiendo a un 15% en el caso de usar un seguidor de un solo eje.** Como ocurre con las instalaciones FV flotantes, ese coste mayor se compensará, en cierta medida, con la mayor generación de estos sistemas.

Pese a todo, la evolución esperada para esta tecnología es muy positiva. La **Figura 68** muestra la predicción en la evolución de cuota de mercado de los paneles bifaciales frente a los tradicionales monofaciales para los próximos años, dejando claro el porqué del interés que se está generando en la comunidad fotovoltaica.

## 2.6. Caracterización de células y paneles FV

Ahora que ya conocemos cómo es y cómo funciona una célula FV, llega la hora de conocer cómo se forma un panel FV y cuáles son sus principales características eléctricas, de respuesta a temperatura, etc. De esta manera, este apartado supone un primer paso para poder realizar un correcto dimensionamiento de una instalación FV.

### 2.6.1. El panel/módulo FV



**Figura 69.** Ejemplo de módulo FV con células conectadas en serie. (Elaboración propia).

Un panel o módulo FV está típicamente formando por la interconexión (principalmente en serie, también en paralelo) de células FV (ver [Figura 69](#)). Aunque existen muchas variantes, un módulo estándar de Si cristalino podría ser el indicado en la figura, con 36 células conectadas en serie. ¿Qué tensión se obtendrá en bornes del panel? Evidentemente, en este caso  $V_{\text{PANEL}} = 36 \cdot V_{\text{CELULA}}$ .

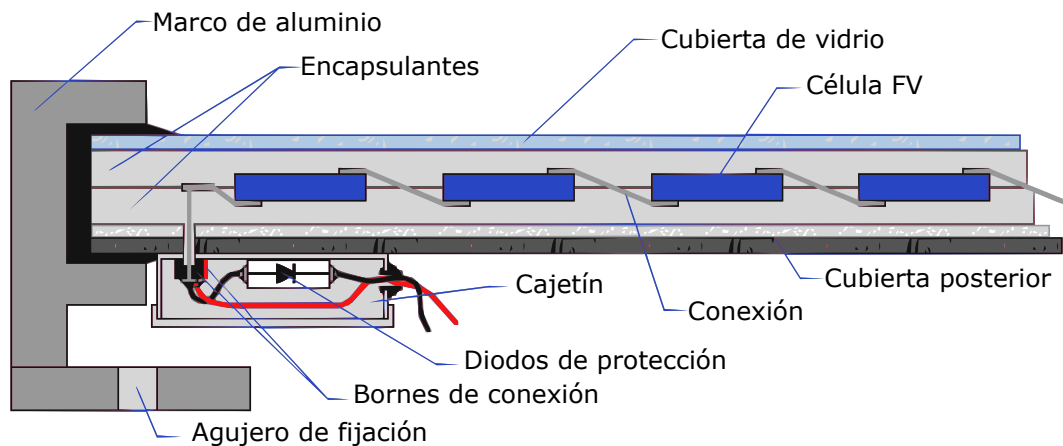
También es posible encontrar configuraciones con, por ejemplo, 2 ramas en paralelo (en este caso se tendrían dos ramas en paralelo con (cada una de ellas) 18 células conectadas en serie entre sí. En este punto es interesante pensar en qué factores definirán la corriente que entregará el panel: ¿circula la misma corriente por todas las células? ¿existirán desviaciones aunque las células sean todas del mismo modelo? Lo veremos más adelante.

### 2.6.2. Módulo FV: Estructura

Al margen de las células FV y sus conexiones, un panel FV está compuesto por los siguientes elementos:

**Marco de aluminio** Recubre los bordes de la estructura del panel, aportando protección





**Figura 70.** Elementos que forman un panel FV. (c) Universidad de Jaén <https://bit.ly/2JR6IUt>. (Imagen original modificada).

mecánica. Su comportamiento en cuanto a resistencia a la intemperie debe ser óptimo<sup>1</sup>

**Cubierta de vidrio** Protege al laminado (células) FV. Debe presentar unas propiedades ópticas (también en cuanto a su envejecimiento) óptimas para favorecer que llegue el mayor número de fotones posible al interior del panel.

**Encapsulantes** Las células FV no se encuentran “seltas” dentro del panel. Se utilizan encapsulantes como la resina EVA para aportar una protección adicional contra humedad, etc.

**Cubierta posterior** Aporta protección en la parte posterior del panel, donde no se necesita un material transparente como el vidrio.

**Cajetín** El cajetín de conexión se suele situar en la parte posterior, ha de ser estanco (IP65) e incluye los diodos de *by-pass*, bornes de conexión, etc.

**Agujero de fijación** Para facilitar el anclaje de los paneles en su soporte (raíles, estructura de seguidor solar, etc.)

### Cuestión 2.12: Grado de Protección IP (300 XP)

Busca información sobre el grado de protección IP, explicando **con tus propias palabras** su codificación y poniendo algún ejemplo asociado al ámbito de las EERR o las telecomunicaciones.

Para verificar que todos estos elementos, y el módulo en su conjunto, cumplen con los requisitos establecidos por los diferentes estándares, se suelen realizar pruebas diversas, generalmente de envejecimiento acelerado por exposición a radiación UV, hielo, niebla salina, etc. En la [Figura 71](#) se muestran imágenes capturadas durante estos ensayos.

Como ocurre con cualquier dispositivo, la fabricación e instalación de paneles FV está sujeta a una normativa especificada en diferentes certificaciones. Existen multitud de certificaciones, por ejemplo dependiendo de la tecnología empleada en los módulos:

<sup>1</sup>La vida media de un panel se estima en 20/25 años, aproximadamente y dependiendo del fabricante.

**IEC 61215 Rev 2 (2005)** Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval

**IEC 61646** Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval

Existen además indicaciones relativas a test específicos, como por ejemplo:

**IEC 60904-1** Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (para definir como medir los parámetros eléctricos que especificará el fabricante en su hoja de características o *datasheet*)

**IEC 60891** Correcciones de irradiancia y temperatura (la energía generada por un panel depende de algunos factores, como la temperatura ambiente o la irradiancia incidente (energía asociada a la radiación solar))

**IEC 61345** Test UV (para verificar que el vidrio, el encapsulado y el laminado FV no se deterioran con este tipo de radiación)

**IEC 61724** Test mecánicos (para verificar que los paneles tienen unas características mecánicas suficientes, por ejemplo para resistir granizo)

#### *Importante* 2.17: Test de módulos FV

Al margen de los comentados anteriormente (UV, niebla salina, hielo), existen varios test que deben realizarse a un módulo FV dependiendo de la situación, algunos de estos test son: inspección visual, comportamiento en diferentes condiciones (STC, NOCT), test de aislamiento, medida de coeficientes de temperatura, medidas de exposición exterior, test de punto caliente, test de ciclo térmico y UV, test de humedad, test condensación de calor, test robustez de terminación, test tensión mecánica, etc.

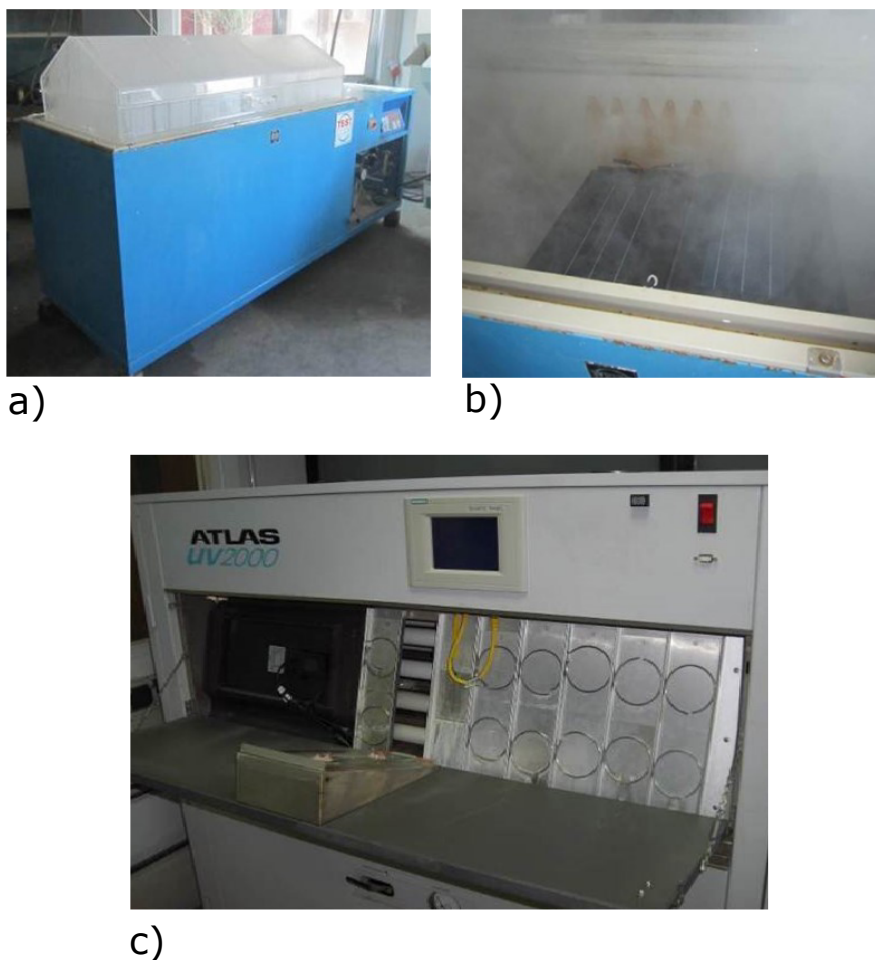
### 2.6.3. Las Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Imaginemos ahora la siguiente situación: estamos trabajando para una empresa y nuestro jefe nos manda comprar un panel FV, por ejemplo de 100Wp. Nos llega el panel, lo medimos y resulta que “sólo” nos entrega 40W.

**¿Está mal el panel? ¿Nos han engañado? ¿Perderemos nuestro trabajo?**

Antes de nada, lo primero que tenemos que pensar es en qué condiciones se ha medido esa potencia: ¿Generará la misma potencia el panel en un día nublado o en un soleado? ¿Generará la misma potencia el panel si está considerando la inclinación óptima (perpendicular a los rayos del Sol) o si está en una disposición vertical?

Seguro que NO. La solución a esta situación viene dada por la definición de las **CEM: Condiciones Estándar de Medida** (STM: *Standard Test Conditions*). Estas condiciones definen los valores de los parámetros clave con los que se deben caracterizar los parámetros eléctricos de cualquier célula/módulo FV:



**Figura 71.** Ejemplos de ensayos de paneles FV: a) Cámara de niebla salina; b) Detalle de panel FV ensayado en cámara de niebla salina; c) Ensayo de envejecimiento acelerado por radiación UV. (Elaboración propia).

**Irradiancia** Como ya comentamos con anterioridad, la irradiancia se define como la potencia por unidad de superficie asociada a una radiación electromagnética dada. La irradiancia que se define en las STM es de  $1000W/m^2$ <sup>1</sup>.

**Temperatura de célula** Como veremos en próximos apartados, la temperatura afecta de manera notable al rendimiento de un panel FV; por ello es necesario definir claramente una temperatura de trabajo para caracterizar un panel. La temperatura de célula de las STM es  $25^{\circ}C$ <sup>2</sup>

**Espectro del Sol** Dado que los paneles no se caracterizan con la luz natural del Sol, sino con iluminación artificial (por motivos prácticos) es necesario también definir el espectro de la fuente de luz con el que se realizarán las medidas. Este espectro es el AM1.5, ya presentado en la [Figura 42](#).

<sup>1</sup>Como referencia,  $1000W/m^2$  es el valor que se puede obtener en condiciones óptimas en un día soleado. En un día nublado ese valor puede bajar hasta los  $100W/m^2$

<sup>2</sup>¡OJO! A la hora de realizar cálculos es importante no confundir la temperatura de célula con la temperatura ambiente.

Características eléctricas (a CS)	VBHN240SE10	VBHN235SE10
Potencia máxima (Pmax) [W]	240	235
Tensión para máxima potencia (Vmp) [V]	43.7	43.0
Corriente para máxima potencia (Imp) [A]	5.51	5.48
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]	52.4	51.8
Corriente en cortocircuito (Isc) [A]	5.85	5.84
Protección contra sobrecorriente máx. [A]	15	
Tolerancia de potencia a la salida [%]	+10/-5*	
Voltaje máximo del sistema [V]	1000	

Condiciones estándar: masa del aire 1,5; irradiancia = 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura del panel = 25 °C.  
\*Todos los módulos fabricados y medidos por Panasonic, tiene tolerancia positiva en la potencia máxima.

**Figura 72.** Ejemplo de características eléctricas especificadas para las CEM (panel Panasonic HIT N240/N235). Fuente: <https://bit.ly/2D8bn28>

#### 2.6.4. Caracterización eléctrica de una célula/panel FV

Los valores eléctricos especificados por el fabricante en el datasheet correspondiente se han de medir teniendo en cuenta las STC<sup>1</sup>. Así por ejemplo, en la Figura 72 se presentan las características eléctricas especificadas para un panel comercial (modelo Panasonic HIT N240/N235). Los parámetros eléctricos clave definirán las curvas I-V y P-V características de cada panel, tal y como se indica en la Figura 73.

¿Qué parámetros definen las curvas características de un panel y serán clave a la hora de dimensionar una instalación FV?

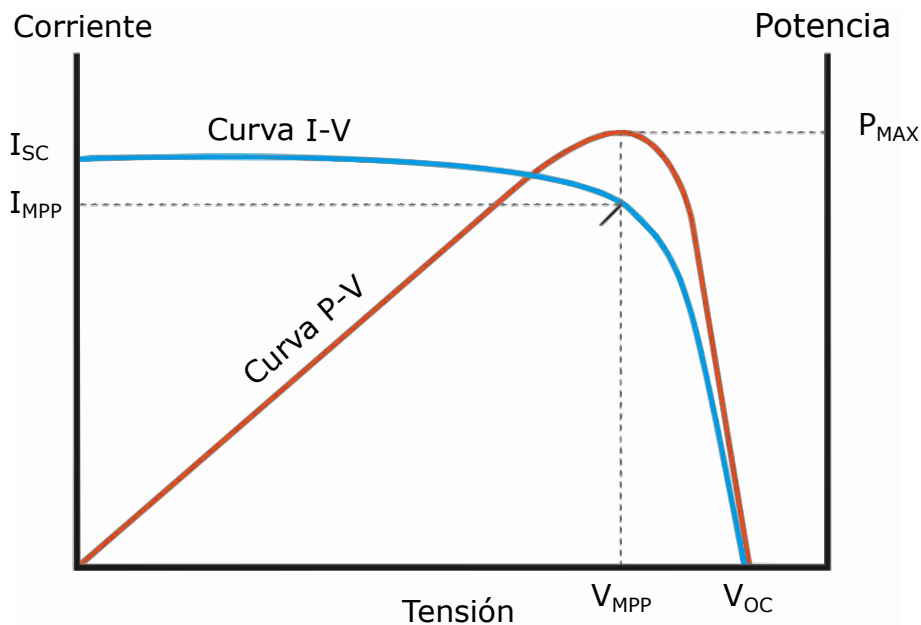
**Potencia Máxima  $P_{MAX}$**  Es la máxima potencia eléctrica que puede entregar un panel bajo las condiciones estándar de medida. Es el valor que se suele tomar como referencia a la hora de referirse a un modelo determinado (p.ej. HIT N240). Hay que tener en cuenta que la potencia máxima no será la que un panel genere habitualmente, ya que la irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup> sólo se dará en condiciones óptimas (climatológicas y de inclinación del panel, por ejemplo). Se suele expresar en vatios “pico” (Wp).

**Tensión para máxima potencia  $V_{MP}$**  Tensión asociada al punto de trabajo óptimo del panel, el de máxima potencia.

**Corriente para máxima potencia  $I_{MP}$**  Corriente asociada al punto de trabajo óptimo del panel, el de máxima potencia.

**Tensión en circuito abierto  $V_{OC}$**  Máxima tensión que puede entregar el panel. Es por lo tanto una buena referencia para realizar los cálculos de dimensionamiento (por ejemplo a la hora de calcular la tensión asociada a una cadena de paneles y ver si supera el umbral del inversor asociado).

<sup>1</sup>¡MUY IMPORTANTE! No confundir las STC con las condiciones especificadas para medir la Temperatura de Operación Nominal de Célula (TONC), que se explicará más adelante.



**Figura 73.** Curvas I-V y P-V características de una célula FV. Fuente: <https://bit.ly/2wZ30du>

**Corriente de corto-circuito  $I_{SC}$**  Máxima corriente que puede entregar el panel. Es por lo tanto una buena referencia para realizar los cálculos de dimensionamiento (por ejemplo a la hora de calcular la corriente que llegará al inversor y verificar si está dentro del rango permitido).

Características de temperatura		
Temperatura (NOCT) [°C]	44.0	44.0
Coefficiente de temp. de Pmax [%/°C]	-0.29	-0.29
Coefficiente de temp. de Voc [V/°C]	-0.131	-0.130
Coefficiente de temp. de Isc [mA/°C]	1.76	1.75
A NOCT		
Potencia máxima (Pmax) [W]	182	179
Tensión para máxima potencia (Vmp) [V]	41.1	40.5
Corriente para máxima potencia (Imp) [A]	4.44	4.41
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]	49.4	48.9
Corriente en cortocircuito (Isc) [A]	4.71	4.70
Nota: Temperatura nominal de funcionamiento de la célula: M asa del aire 1,5; Irradiancia = 800 W/m <sup>2</sup> ; Temperatura del aire 20 °C; velocidad del viento 1 m/s		

**Figura 74.** Ejemplo de TONC, coeficientes de temperatura y características eléctricas especificadas para la CEM (panel Panasonic HIT N240/N235).

Estos parámetros suelen también especificarse en el datasheet para las condiciones asociadas a la **TONC (Temperatura de Operación Nominal de Célula)**. Es muy importante no confundir estos parámetros con los especificados para las CEM.

La TONC se define como la temperatura de operación de una célula FV para una irradiación de  $800W/m^2$ , espectro del Sol AM1.5, temperatura del aire de  $20^{\circ}C$  y una velocidad de viento de  $1m/s$ .

Lógicamente, la temperatura de las células en el interior del panel no será la misma que la temperatura ambiente (del aire), y por ello es necesario establecer un proceso para poder estimar dicha temperatura de manera uniforme (la temperatura de las células va a influir de manera importante en el rendimiento del panel). En la [Figura 74](#) se muestran datos incluidos en el datasheet ya mencionado anteriormente. En este caso se han seleccionado los datos que hacen referencia a la TONC, los coeficientes de temperatura y los parámetros eléctricos referidos a la TONC.

De hecho, existe una fórmula que permite calcular la temperatura de célula a partir de la temperatura ambiente:

$$T_{célula} = T_{ambiente} + G \left[ \frac{(TONC - 20)}{800} \right] \quad (2.9)$$

En la ecuación anterior  $G$  sería la irradiación y  $TONC$  la temperatura nominal de célula especificada por el fabricante.

#### **Importante 2.18: CEM y TONC**

Fíjate en la [Figura 72](#) y [Figura 74](#): en el primer caso la  $V_{OC}$  para el modelo 240 es  $52.4V$ , mientras que en el segundo se indica un valor de  $49.9V$ . Como el primero es el valor medido para las Condiciones Estándar de Medida, ese es el valor que habría que usar en el dimensionamiento. Si empleásemos el segundo, estaríamos cometiendo un error que podría derivar en una instalación que no funcionase correctamente (p.ej. generando menos energía de la prevista), o donde se pudiesen estropear algunos dispositivos (p.ej. los inversores al soportar una tensión fuera del rango permitido).

### **2.6.5. Células/Módulos FV: Asociaciones Serie/Paralelo**

¿Qué ocurre si tenemos un panel con las características indicadas en la [Figura 72](#) y queremos conectar varios paneles en serie?

¿Cómo será su curva I-V asociada?

La respuesta es muy sencilla. Si colocamos  $N$  paneles en serie, la curva resultante tendrá la misma  $I_{SC}$ , ya que la corriente que circulará por las células será la misma. Sin embargo, la tensión de salida del conjunto será tal que:

$$V_{OC} = N \cdot V_{OC} \quad (2.10)$$



Esta simple e intuitiva relación se repite para el caso en el que dispongamos  $N$  paneles en paralelo, salvo que en este caso  $V_{OC}$  se mantendrá constante y será la corriente la que se multiplique por el número de paneles en paralelo:

$$I_{SC} = N \cdot I_{SC} \quad (2.11)$$

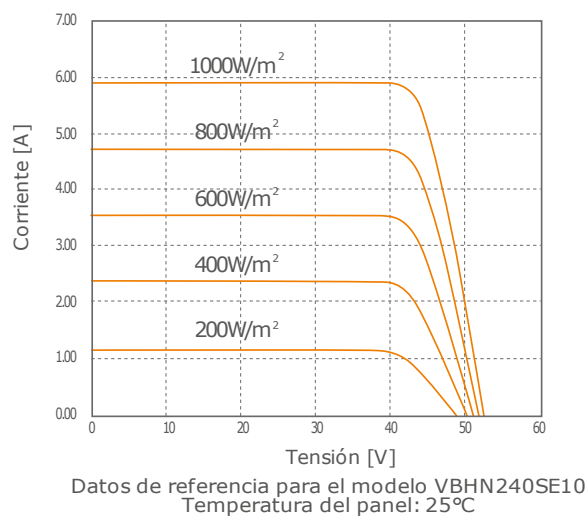
### Importante 2.19: Diseño FV serie/paralelo

Una regla típica en el diseño de instalaciones FV es tender siempre hacia diseños en serie, por simplicidad y por abaratamiento de costes en el conductor empleado en la instalación (ya sabemos que la sección del conductor se dimensiona en función de la corriente que circulará por él). Esta “regla” tiene sus excepciones, como en el caso en el que aparezcan sombras sobre los paneles FV.

## 2.6.6. Respuesta en irradiancia y temperatura

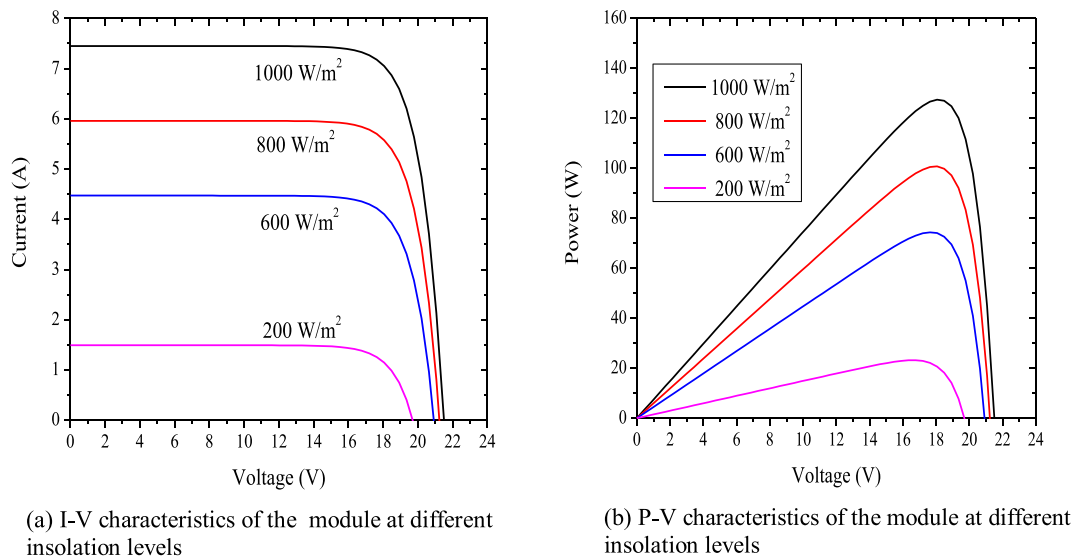
Una vez vista la respuesta I-V de una célula/panel FV, **¿sabríamos decir qué ocurrirá si modificamos la irradiancia?** Ya sabemos que la curva está obtenida para  $1000W/m^2$ , así que supongamos que descendemos hasta los  $200W/m^2$  en pasos de 200. Intuitivamente podríamos suponer que disminuirá la potencia entregada, pero no bajarán por igual V e I. Lo podemos observar en la [Figura 75](#), donde se aprecia que **las variaciones en la irradiancia afectan de manera aproximadamente lineal a la corriente del panel**, manteniéndose la tensión prácticamente constante.

### Dependencia con la radiación solar



**Figura 75.** Dependencia con la radiación solar (irradiancia) en la respuesta de un panel comercial (panel Panasonic HIT N240/N235).

Aunque en esta gráfica no se representa de manera explícita, es obvio que para mayores irradiancias (manteniendo el resto de condiciones constantes), mayor será la potencia generada por el panel. Esto se puede apreciar mejor en la [Figura 76](#), donde se representan las curvas I-V y P-V para las diferentes irradiancias.



**Figura 76.** Dependencia con la radiación solar (irradiancia) en las respuestas I-V y P-V de un panel comercial (Kyocera KC120-1 PV). Fuente: *A comparative study on converter topologies for maximum power point tracking application in photovoltaic generation* (Bhattacharjee et al., 2014).

¿Qué ocurrirá con la respuesta I-V si lo que cambia es la temperatura? Ya se ha mencionado anteriormente que el fabricante debe especificar los **coeficientes de temperatura**, ya que estos jugarán un papel importante en el **correcto dimensionamiento de una instalación**.

En este caso, las variaciones de temperatura no afectarán prácticamente a la corriente, que permanecerá más o menos constante, mientras que la tensión sí variará de manera significativa dependiendo de la tecnología.

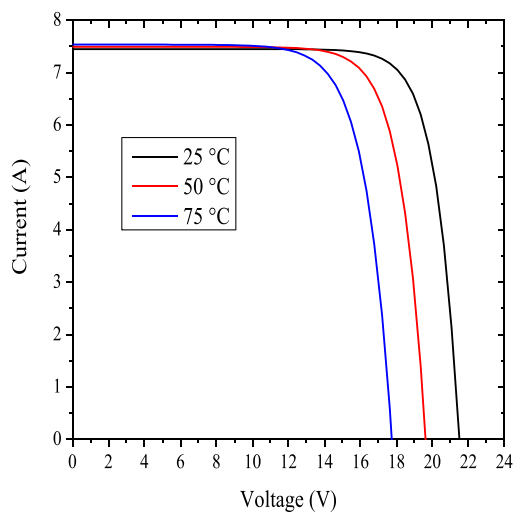
En paneles de Si cristalino estas variaciones son importantes y hay que considerarlas en los cálculos de dimensionamiento. Como puede apreciarse en la [Figura 77](#), temperaturas mayores implican menores tensiones de salida (y potencias) y viceversa.

Este comportamiento implica que en emplazamientos en los que en determinadas estaciones del año se puedan alcanzar temperaturas relativamente bajas, habrá que tener este factor en cuenta, ya que la tensión de salida de cada panel aumentará  $X$  voltios, y en una cadena con  $N$  paneles el aumento será de  $X \cdot N$  voltios<sup>1</sup>.

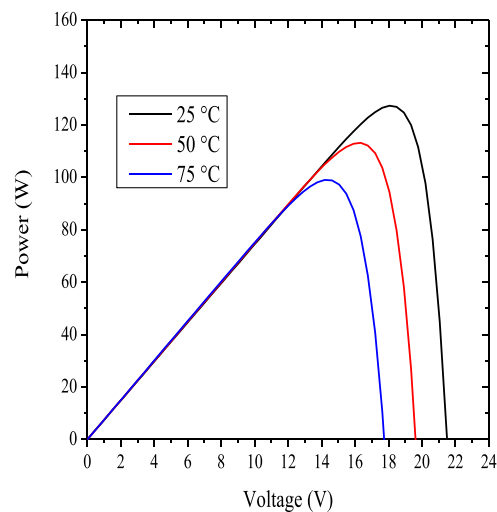
<sup>1</sup>Este aumento puede ser especialmente para los inversores si sólo se han dimensionado teniendo en cuenta por ejemplo la  $V_{OC}$  del panel para las CEM

**Importante 2.20: Respuesta en temperatura para diferentes tecnologías**

No todas las tecnologías FV presentan la misma respuesta a variaciones en temperatura. Por ejemplo, los paneles de Si cristalino presentarán una variación en tensión ( $V_{OC}$  o  $V_{MPP}$ ) muy superiores a las de un panel de Si amorfo, por ejemplo. Esto quiere decir que, en caso de encontrarnos en un emplazamiento que va a sufrir temperaturas extremas, quizás convendría fijarse en este aspecto a la hora de seleccionar la tecnología FV.



(c) I-V characteristics of the module at different temperature values



(d) P-V characteristics of the module at different temperature values

**Figura 77.** Dependencia con la temperatura en las respuestas I-V y P-V de un panel comercial (Kyocera KC120-1 PV). Fuente: *A comparative study on converter topologies for maximum power point tracking application in photovoltaic generation* (Bhattacharjee et al., 2014).

Aunque las gráficas como la mostrada en la [Figura 77](#) son muy ilustrativas, a la hora de realizar cálculos de dimensionamiento de una instalación FV se recurrirá normalmente a los coeficientes de temperatura dados por el fabricante en el datasheet. Si revisamos la [Figura 74](#), vemos como en este caso el coeficiente de temperatura del  $V_{OC}$  es de  $-0.131V/^{\circ}C$ . Esto implica que una variación de  $10^{\circ}C$  llevará asociada una variación de tensión por panel de  $1.3V$ <sup>1</sup>.

**Cuestión 2.13: Respuesta frente a temperatura: Silicio cristalino y amorfo (500 XP)**

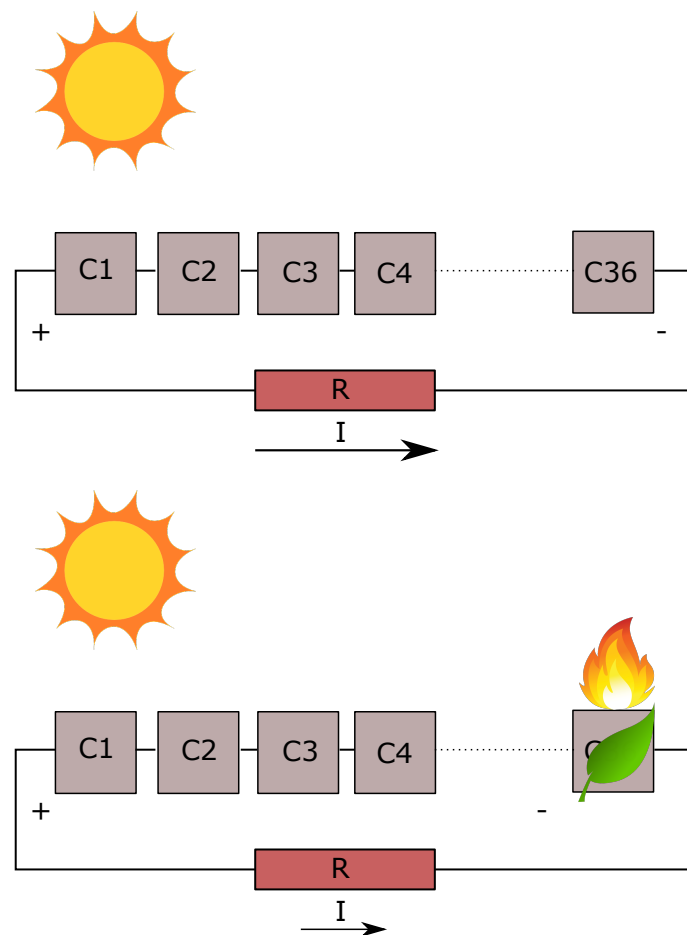
Busca dos datasheets de módulos FV comerciales asociados a módulos de Si cristalino y Si amorfo (u otra tecnología de capa fina como CIS). Compara sus coeficientes de temperatura y comenta brevemente qué conclusiones pueden sacarse al respecto.

<sup>1</sup>Como curiosidad, observa que el coeficiente de corriente es muy inferior (está expresado en mA), lo que deja claro que es la tensión el parámetro que varía con la temperatura en una panel FV.

### 2.6.7. Módulos FV: el problema de los puntos calientes (*hot-spots*)

¿Qué es el problema de los **puntos calientes**? El problema de los puntos calientes puede ocasionar la **rotura y mal funcionamiento de prácticamente todo un panel**, y se origina por la **oclusión total o parcial de una célula** (o de un pequeño conjunto de células) de un módulo (p.ej. por suciedad puntual causada por pájaros, hojas, etc.). Se trata de un problema importante y que además ayuda a comprender el funcionamiento de un panel, así que vamos a analizarlo en detalle.

Vamos a analizarlo con un ejemplo. Supongamos un panel convencional de 36 células dispuestas en serie. En condiciones de operación normales (hay radiación directa) las 36 células generan una corriente disipada en la carga R, que será la carga (por ejemplo una bombilla) conectada al módulo.

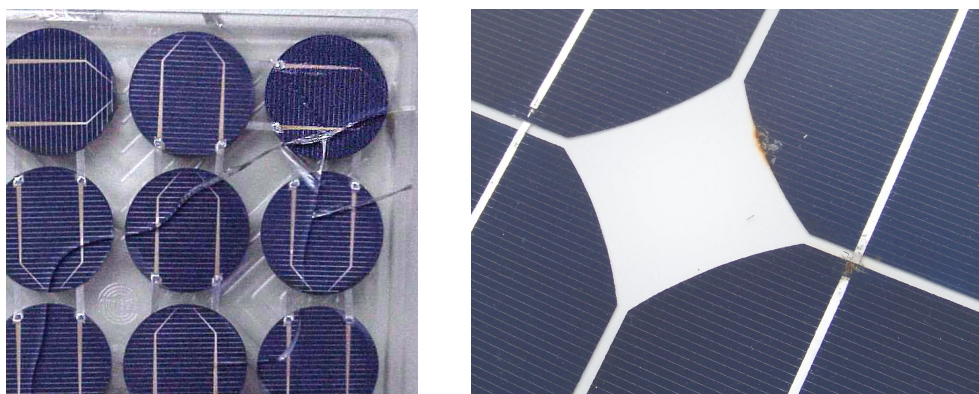


**Figura 78.** Ilustración del problema de los puntos calientes: Panel FV con 36 células en serie funcionando normalmente (superior); Panel FV con 36 células en serie con la última ocluida (*hot-spot*). (Elaboración propia).

¿Qué ocurre si una de las células se tapa, por ejemplo por una hoja caída de un árbol? Mientras que el resto de células genera corriente, la célula C36 (Figura 78) dejaría de generar y actuaría como una carga. La tensión generada por el resto de células caerá de manera inversa en la C36 (específicamente esto ocurriría con el módulo en cortocircuito, situación que suele darse por ejemplo en sistemas aislados con controladores de carga de baterías). La

corriente generada por el resto de células circulará también por C36, convirtiéndose en calor disipado por la carga. Si la corriente es muy alta, la potencia disipada en C36 puede ser muy alta y la célula puede llegar a calentarse mucho, generando lo que se conoce como punto caliente o *hot-spot*.

Los problemas derivados de esta situación pueden ser varios, como el deterioro del propio material de la célula FV, del material encapsulante o la rotura del vidrio del panel (Figura 79).



**Figura 79.** Ejemplos de efectos de los puntos calientes: rotura del vidrio del panel (izquierda) y deterioro del laminado FV y del contacto metálico (derecha). Fuente: <https://bit.ly/2FD3FMQ> (izquierda) / <https://bit.ly/2qJI8jF> (derecha).

El efecto de la aparición de los puntos calientes como tal (una vez aparecidos) no suele suponer una importante pérdida en la potencia entregada por el panel. Sin embargo, suelen implicar la necesidad de reposición de los paneles por el deterioro de los mismos.

Para evitar esta situación los paneles incorporan los denominados **diodos de paso** o *by-pass diodes*. Estos diodos ofrecen un camino alternativo a la corriente en la célula sombreada, evitando así su calentamiento y posible deterioro, tal y como se muestra en la Figura 80. Aunque lo ideal sería que cada célula incluyese su propio diodo de paso, en la práctica los paneles de Si cristalino incluyen un diodo por cada grupo de 16/18/20 células. Esto es así debido al proceso de fabricación de estos paneles.

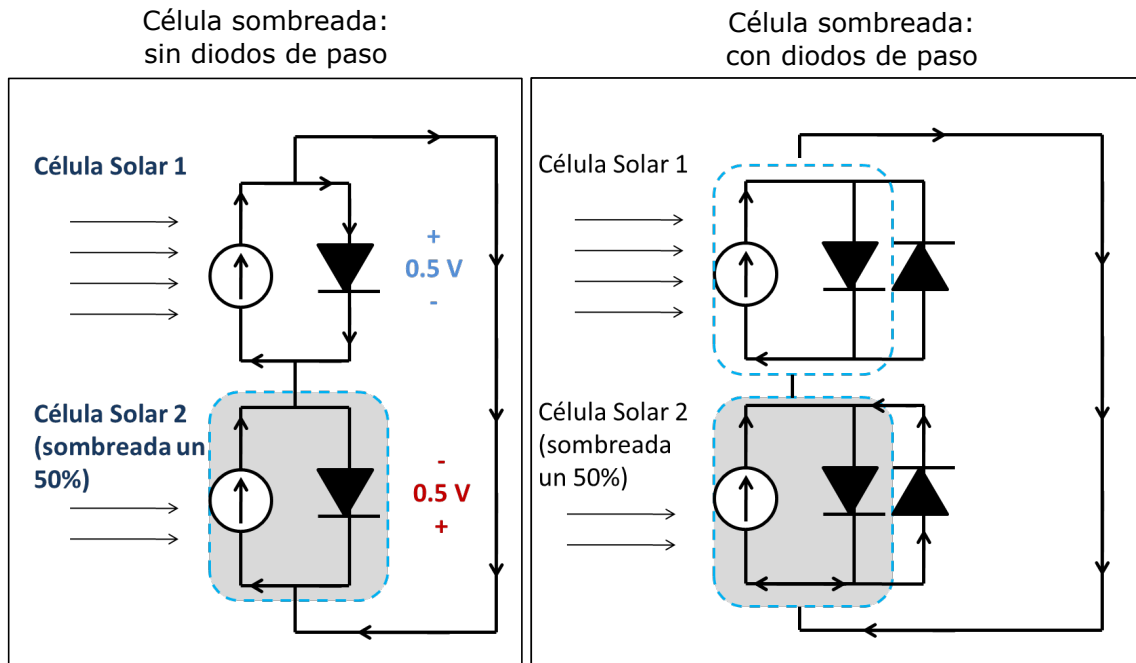
#### Cuestión 2.14: Diodos de paso en módulos FV (250 XP)

Investiga cómo se implementan los diodos de paso en las tecnologías de capa fina:  
 ¿existe la misma restricción de tener que usar un diodo para un grupo  $x$  de células?  
 ¿Cómo se incluyen los diodos en estos módulos?

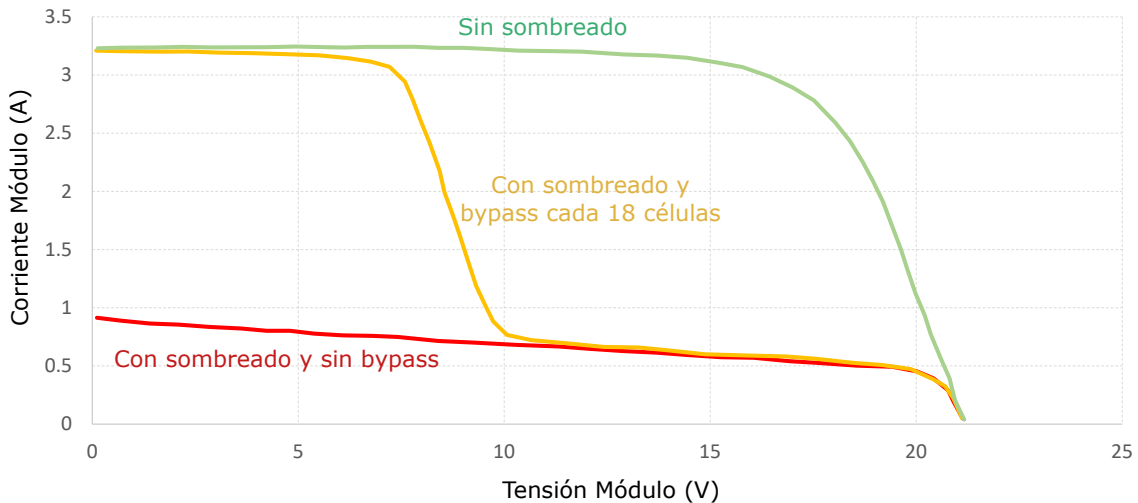
El sombreado parcial/total de una o varias células si que puede implicar pérdidas importantes en la potencia generada por un módulo FV, al margen de su posible deterioro. Hay que pensar que, para una cadena de células en serie, la corriente que circulará por dicha cadena estará limitada por la célula sombreada, disminuyendo por tanto la potencia generada. Veámoslo en la Figura 81.

Por último, y aunque no estén directamente relacionados con el problema de los puntos calientes, vamos a hablar de los **diodos de bloqueo** o *blocking diodes*.

Al contrario que los diodos de paso, que se disponen en paralelo con las células FV en un



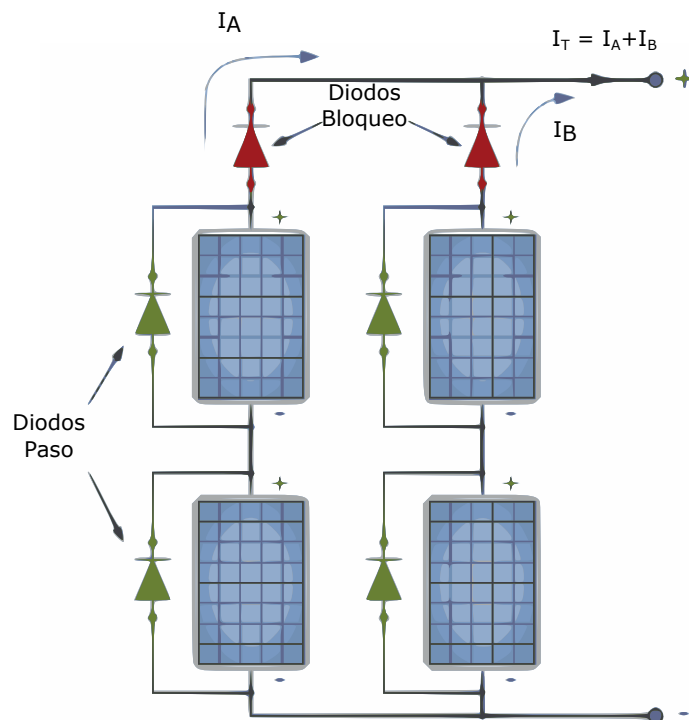
**Figura 80.** Ilustración del uso de diodos de by-pass en condiciones de célula sombreada en un panel FV. Fuente: Elaboración propia.



**Figura 81.** Pérdidas en un módulo FV debidas a sombreado, considerando el efecto de los diodos de *bypass*. Fuente: Elaboración propia.

panel, los diodos de bloqueo se instalan en serie, ya que su misión es evitar que la corriente generada por otra cadena de paneles en paralelo, o desde las baterías, puedan inyectarse en otra cadena (digámoslo así: la corriente siempre debe salir de los paneles hacia el exterior, y no al revés, ya que esto podría estropearlos). En la [Figura 82](#) se muestra un ejemplo de instalación de estos diodos de bloqueo.





**Figura 82.** Módulo FV con diodos de paso y diodos de bloqueo. Fuente: <https://bit.ly/2HKQekf> (Imagen original modificada).

## 2.7. Elementos de instalaciones FV

Todo lo visto hasta ahora en relación a la energía solar FV cobra realmente sentido cuando se pone en práctica en el diseño de instalaciones FV. En primer lugar, vamos a comenzar este apartado por describir las instalaciones FV más comunes:

**Instalaciones Aisladas** Se trata de instalaciones diseñadas para alimentar, de manera independiente de la red eléctrica, instalaciones, infraestructuras o dispositivos (podemos estar hablando de una vivienda, una estación base de telefonía móvil o una red de sensores, por ejemplo. Ver [Figura 83](#))

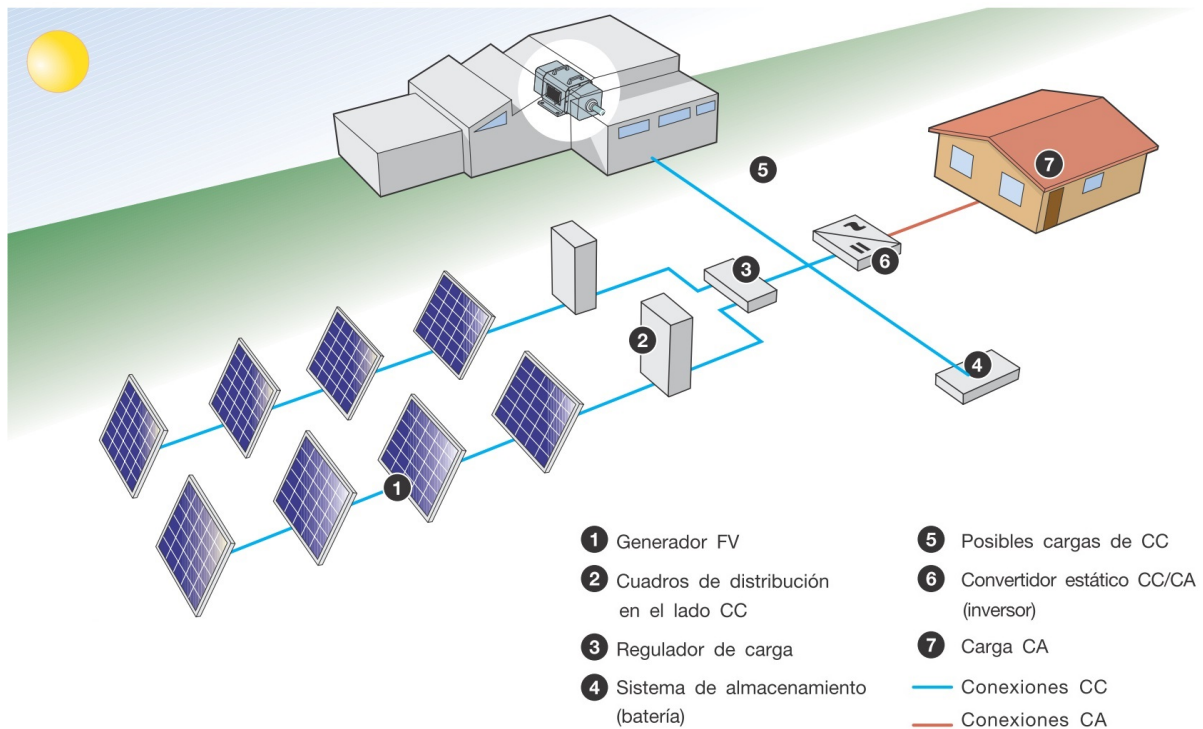
**Instalaciones Conectadas a Red** En este caso la energía generada por el generador FV (por el conjunto de paneles instalados) se inyecta a la red eléctrica ([Figura 84](#)), actuando por tanto la instalación FV como una central de generación

Aunque ambas tipologías tienen muchos puntos en común, existen también diferencias importantes, tanto desde el punto de vista de los elementos que forman parte de la instalación y de su uso y marco regulatorio.

### 2.7.1. Elementos de una instalación FV

Para analizar los elementos básicos que componen una instalación FV, vamos a comenzar por analizar el tipo de instalación más sencillo *a priori*, la instalación conectada a red. Como

puede apreciarse en la [Figura 84](#), una **instalación FV conectada a red** está formada por el **generador FV** (el conjunto de paneles FV cuya asociación serie-paralelo en diferentes ramas forma el generador), un **inversor**, una **sección de distribución/protección eléctrica** y un **contador**.



**Figura 83.** Esquema de una instalación FV aislada. Fuente: <https://bit.ly/2mal1Jy>.

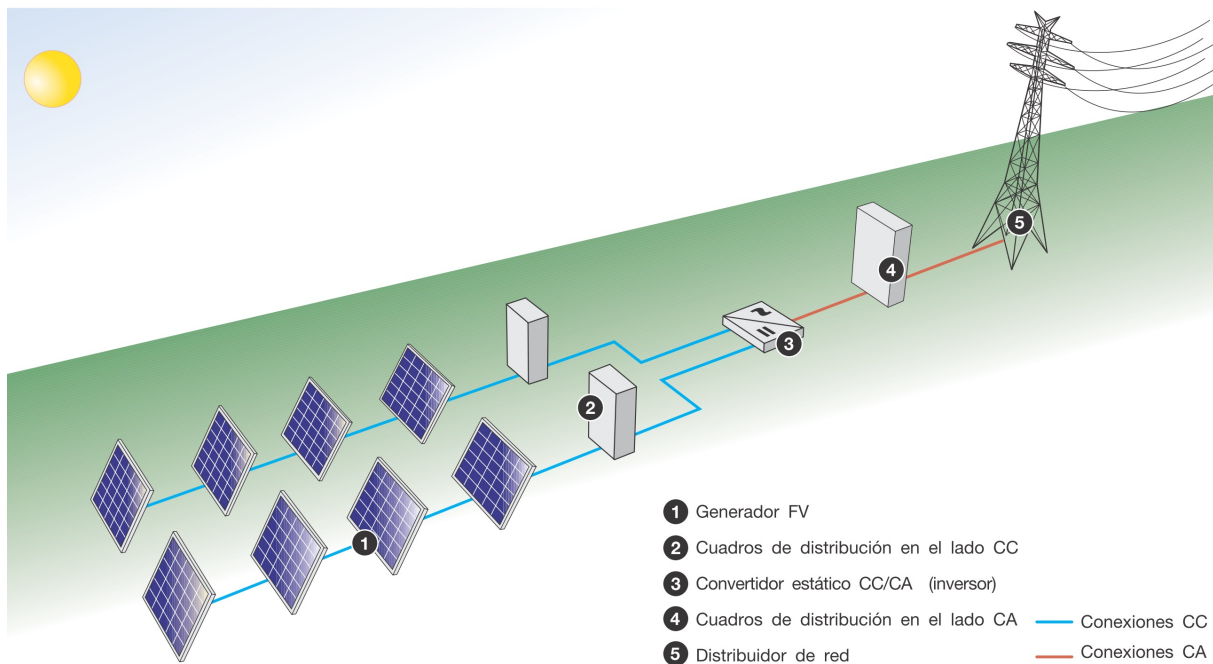
Por otro lado, en una **instalación aislada** hay que considerar además un **controlador/regulador de carga**, así como unas **baterías** que forman el denominado *subsistema de acumulación*. Veamos ahora la funcionalidad de cada uno de estos elementos:

**Generador FV** Se trata obviamente del conjunto de paneles que generarán la energía eléctrica que será posteriormente inyectada a la red o usada/acumulada de manera local

**Inversor** Los paneles FV generan energía eléctrica en corriente continua, pero para su inyección a la red o para ciertos usos (por ejemplo el doméstico) es necesario trabajar en corriente alterna: el inversor es el dispositivo que se encarga de realizar dicha conversión CC-CA.

**Regulador de carga** En las instalaciones aisladas, donde hay que gestionar los paneles FV, las cargas y las baterías, el regulador de carga es el que se encarga de gestionar el flujo de energía (por ejemplo de los paneles a las cargas o a las baterías si hay radiación solar suficiente, o de las baterías a las cargas si aquéllas están cargadas).

**Baterías** En instalaciones aisladas en las que se considere su uso, las baterías permitirán acumular energía para su cuando los paneles no estén generando, por ejemplo durante la noche o tras varias días nublados consecutivos.



**Figura 84.** Esquema de una instalación FV conectada a red. Fuente: <https://bit.ly/2mal1Jy>.

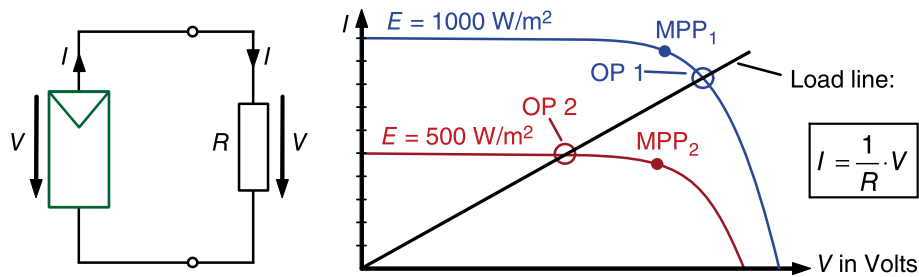
Estos son los elementos básicos de una instalación FV, pero en realidad habría que considerar otros elementos también importantes y que pueden suponer un coste significativo, como el cableado de la instalación, los soportes/fijaciones de los paneles o el uso de otros dispositivos como los convertidores continua-continua. Veamos a continuación un análisis un poco más detallado de estos aspectos.

### 2.7.2. Conversor DC/DC

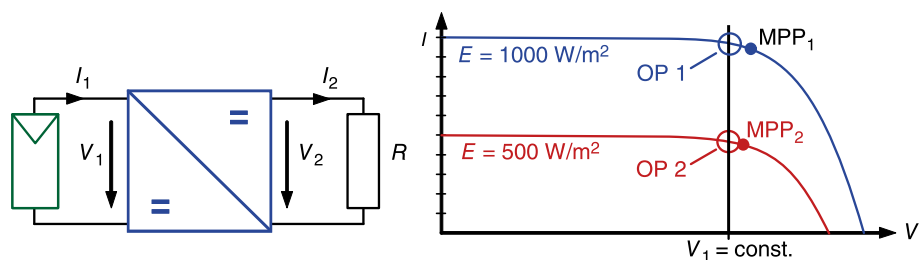
Para hablar de este elemento vamos a comenzar por recordar la característica IV de un módulo/célula FV. En este caso vamos a relacionar dicha característica con la carga asociada a la instalación. A estas alturas sabemos (o intuimos al menos) que una instalación FV puede estar asociada a diferentes tipos de cargas, por ejemplo una batería, un sistema de iluminación o la red eléctrica. En cada caso estas cargas tendrán unos requerimientos de tensión y corriente específicos.

¿Qué ocurre por ejemplo si hablamos de una carga resistiva? La situación está descrita en la [Figura 85](#). Mientras que para una irradiancia de  $1000W/m^2$  el inversor estaría trabajando cerca del punto óptimo, el de máxima potencia o MPP; si la irradiancia fuese menor, por ejemplo de  $500W/m^2$ , el módulo sólo podría entregar parte de la potencia que estuviese generando en ese momento, al estar lejos del  $MPP_1$ .

**Un conversor DC/DC permite independizar la tensión de salida del módulo de la tensión de trabajo de la carga, que será la que ofrezca el conversor a su salida.** Veámoslo en la [Figura 86](#). Puede apreciarse como en este caso, al trabajar a una tensión constante, se puede estar más cerca de  $MPP_1$  y  $MPP_2$  para distintas irradiancias.



**Figura 85.** Ejemplo de módulo FV conectado a una carga resistiva: supuesto con 2 irradiancias de 500 y 1000W/m<sup>2</sup>.



**Figura 86.** Ejemplo de módulo FV conectado a una carga resistiva a través de un convertidor DC/DC: supuesto con 2 irradiancias de 500 y 1000W/m<sup>2</sup>.

Además, en instalaciones FV donde haya grandes consumos y, a la vez, grandes distancias entre los diferentes elementos (paneles, baterías, etc.), puede resultar interesante “convertir” la tensión de trabajo a una tensión superior (típicamente 12V a 24 o 48V, por ejemplo). **De esta manera se produce un ahorro en el cableado (conductores) seleccionado.**

El precio a pagar viene expresado en forma de la eficiencia del convertidor que, en términos generales, estará por encima del 95 %.

### 2.7.3. Inversor

Como se comentó anteriormente, un inversor es un dispositivo que permite convertir de corriente continua DC (a la salida de un módulo FV) a corriente alterna AC, bien sea para su inyección a la red, bien para su uso doméstico. La práctica totalidad de los sistemas FV incluyen inversores, ya sea en sistemas aislados o conectados a red. En el último caso se exige que la calidad de la onda generada (la calidad del inversor en resumidas cuentas) sea alta (sinusoidal pura), por motivos obvios de calidad de suministro. En la [Figura 87](#) se muestran dos ejemplos de inversores: para pequeñas instalaciones (izquierda, para potencias de hasta aproximadamente 2.5kW) y para grandes instalaciones o huertos solares (derecha, parque FV en California de 35MW).

En realidad, **un inversor es una pieza clave** en una instalación FV (por ello vamos a dedicar algo más de tiempo a esta sección); siendo sus tareas (en particular para un sistema conectado a red) más que la mera conversión DC/AC:

- Conseguir una alta eficiencia (> 95 %) para un amplio rango de potencias de trabajo
- Inyectar la corriente de manera síncrona con la frecuencia de red



**Figura 87.** Ejemplos de inversores: (izquierda) Modelo: SMA SUNNY BOY 1.5/2.5; (derecha) Modelo: Solaron 500KW

- Realizar un seguimiento del punto de trabajo óptimo, punto de máxima potencia (MPP: Maximum Power Point)
- Monitorizar la red para evitar una posible situación de trabajo de la instalación FV aislada de la red
- Implementaciones de medidas de protección eléctrica
- Gestión de los datos de la instalación para su monitorización a través de interfaz

Aunque no vamos a entrar en detalle por no ser objeto de esta parte de la asignatura, existen diferentes tipos de inversores en función de su diseño: sin transformador (también descritos como “sin aislamiento galvánico”) y con transformadores de baja y alta frecuencia.

Además, cuando hablemos de potencias elevadas, esto es, de instalaciones FV de tamaño medio o grande (por encima por ejemplo de 5KWp), lo normal será seleccionar un inversor trifásico, que trabajarán con tensiones de entrada típicas en el rango de los 600 a 800V<sup>1</sup>.

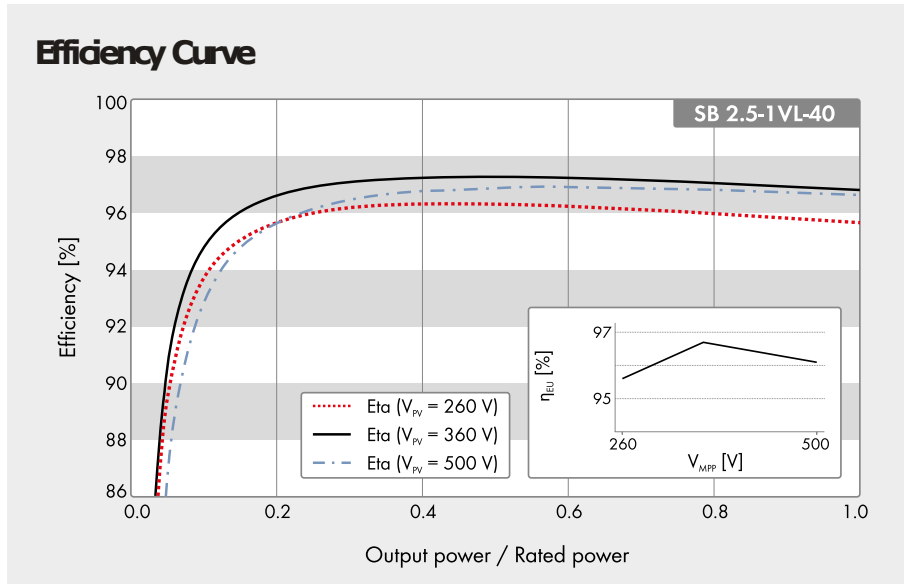
La **eficiencia de un inversor** es un parámetro clave, habiéndose mejorado mucho en los últimos años y alcanzando normalmente valores superiores al 95 %. La eficiencia de un inversor se define como la **potencia alterna de salida dividida entre la potencia de continua de entrada**:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (2.12)$$

En la hoja de características el fabricante incluirá normalmente una curva de eficiencia como la indicada en la [Figura 88](#). Puede apreciarse como la eficiencia depende de la potencia generada (también de la tensión de trabajo), siendo baja para potencias bajas, alcanzado un valor máximo y disminuyendo suavemente hacia las potencias más altas.

<sup>1</sup>Los estándares europeos fijan una tensión de trabajo de 230V/50Hz para la red monofásica y de 400V/50Hz para la red trifásica.

¿Qué ocurre cuando el inversor trabaja a bajas potencias? En este caso el autoconsumo del dispositivo influye mucho más, disminuyendo el valor de  $\eta^1$ . Otro factor de pérdidas a considerar es la disipación de calor.



**Figura 88.** Ejemplo de curva de eficiencia para el inversor SMA Sunny Boy 1.5/2.5. Fuente: Sunny Boy 1.5/2.5 datasheet <https://bit.ly/2AICf5W>.

Technical Data	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.5
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (at $\cos \phi = 1$ )	1600 W	2650 W
Max. input voltage	600 V	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V	260 V to 500 V
Rated input voltage	360 V	360 V
Min. input voltage / initial input voltage	50 V / 80 V	50 V / 80 V
Max. input current	10 A	10 A
Max. input current per string	10 A	10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1	1 / 1
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	1500 W	2500 W
Max. apparent AC power	1500 VA	2500 VA
Nominal AC voltage	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
Nominal AC voltage range	180 V to 280 V	180 V to 280 V
AC power frequency/range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7 A	11 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Feed-in phases/connection phases	1 / 1	1 / 1
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97.2 % / 96.1 %	97.2 % / 96.7 %

**Figura 89.** Extracto de la hoja de características del inversor SMA Sunny Boy 1.5/2.5. Fuente: Sunny Boy 1.5/2.5 datasheet <https://bit.ly/2AICf5W>.

Si nos fijamos en la tabla de características de este modelo de inversor, podemos ver como para el parámetro *efficiency* se especifican dos valores: **la eficiencia máxima y la eficiencia (o rendimiento) “europea”**. Mientras que la eficiencia máxima (en este caso 97.2%) especifica el valor para la potencia óptima de trabajo, la eficiencia europea tiene en

<sup>1</sup>El inversor, al igual que puede ocurrir con otros dispositivos de una instalación FV como el regulador de carga, necesita consumir energía eléctrica para poder funcionar. Ese consumo hay que tenerlo en cuenta tanto en el dimensionamiento como a la hora de calcular su eficiencia

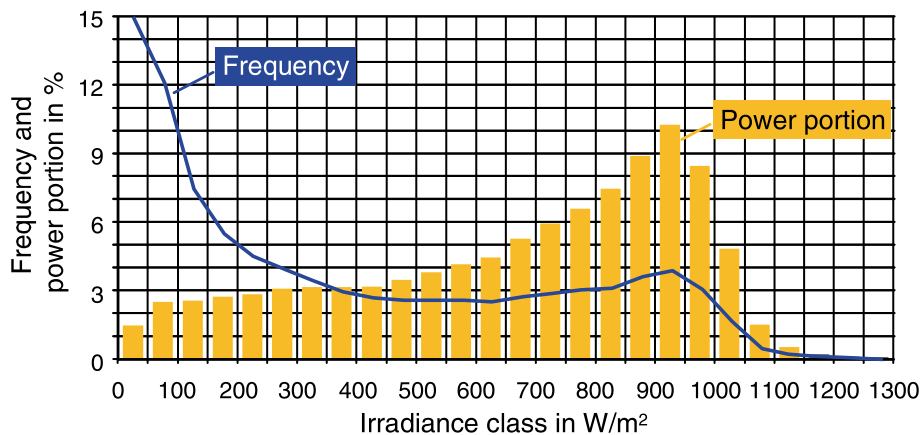


cuenta una serie de “pesos” para considerar el % del tiempo que un inversor operará en los diferentes rangos de potencia a lo largo del día (dependiendo de la cantidad de Sol incidente). La eficiencia europea  $\eta_{Eu}$  se define como:

$$\eta_{Eu} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.10\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.20\eta_{100\%}, \quad (2.13)$$

donde  $\eta_{5\%}$  es la eficiencia del inversor cuando trabaja a una potencia de salida del 5 %.

La eficiencia europea es por lo tanto un valor mucho más interesante para realizar un correcto dimensionamiento. Pensemos por ejemplo en el operador de una planta FV, donde será mucho más importante conocer la eficiencia media sobre todo el año que la eficiencia para la potencia óptima. Para clarificar este punto vamos a analizar la [Figura 90](#), donde se presentan los datos de radiación para la ciudad alemana de Freiburg. En la gráfica se han representado tanto las frecuencias relativas de aparición como la porción de energía con la que cada radiación contribuye a la energía solar total anual. ¿Qué ocurriría si sólo nos fijásemos en la eficiencia máxima del inversor? Claramente estaríamos cometiendo un error en la estimación final de la generación de una instalación FV. Si hablásemos de una gran instalación (una planta de generación) el error cometido, *a priori* pequeño, podría tener serias implicaciones económicas.



**Figura 90.** Frecuencias relativas y porción individual de energía para cada radiación para Freiburg (Alemania) en el año 2000. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

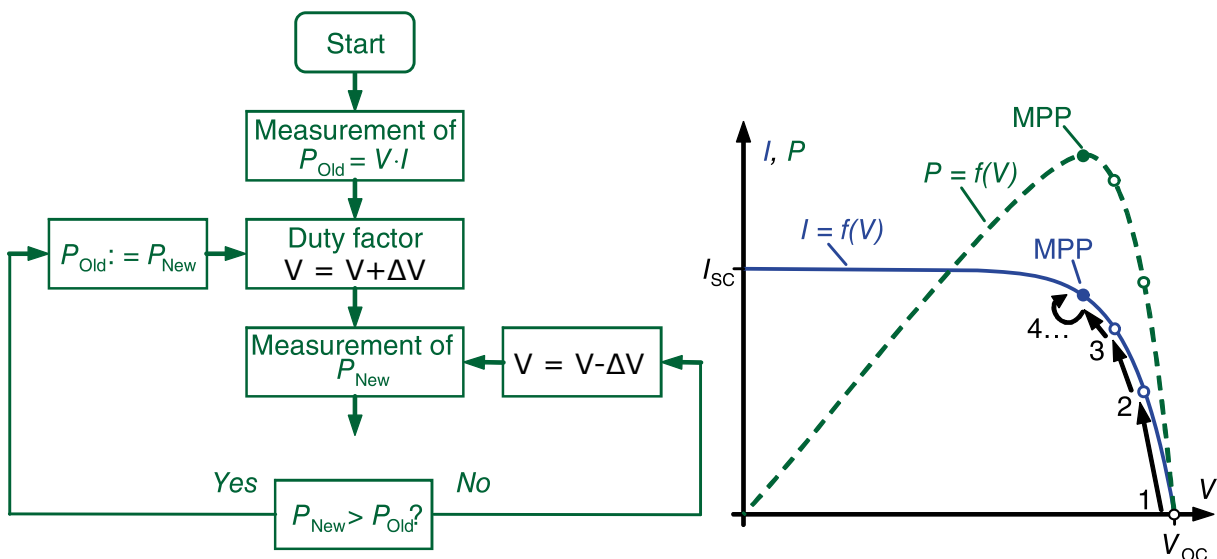
Como curiosidad, mencionar que existe también una tercera manera de expresar la eficiencia de un inversor, la eficiencia según la Comisión de Energía de California (CEC-efficiency: *California Energy Commission*), en este caso la fórmula tiene en cuenta las características de radiación en dicho emplazamiento:

$$\eta_{CEC} = 0.04\eta_{10\%} + 0.05\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.21\eta_{50\%} + 0.53\eta_{75\%} + 0.05\eta_{100\%}, \quad (2.14)$$

### 2.7.4. Inversor: seguimiento de MPP

Una de las **funcionalidades clave** que incorporan muchos inversores es el **seguimiento del punto de máxima potencia** (MPPT: *Maximum Power Point Tracking*). Recordando lo visto en la sección anterior para los convertidores DC/DC, es fácil darse cuenta de que un generador FV (pensemos en un único módulo por ejemplo) generará una potencia determinada en función de la irradiancia, la temperatura (que hemos visto que también influye) y la carga eléctrica asociada. La situación ideal será que el generador se sitúe siempre en el punto MPP, pero esto no ocurrirá normalmente salvo que se realice un control o seguimiento de dicho punto.

Aunque existen varios algoritmos MPPT, uno de los más conocidos y empleados es el de **Perturbación y Observación P&O** (*Perturbation & Observation*). El principio de operación (ilustrado en la [Figura 91](#)) es sencillo: se trata de ir variando el voltaje del generador FV y evaluar la potencia asociada al punto de trabajo para encontrar el máximo punto en potencia, que será el MPP.



**Figura 91.** Diagrama de flujo y representación sobre la curva I-V/P-V del funcionamiento del algoritmo MPPT de Perturbación y Observación. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

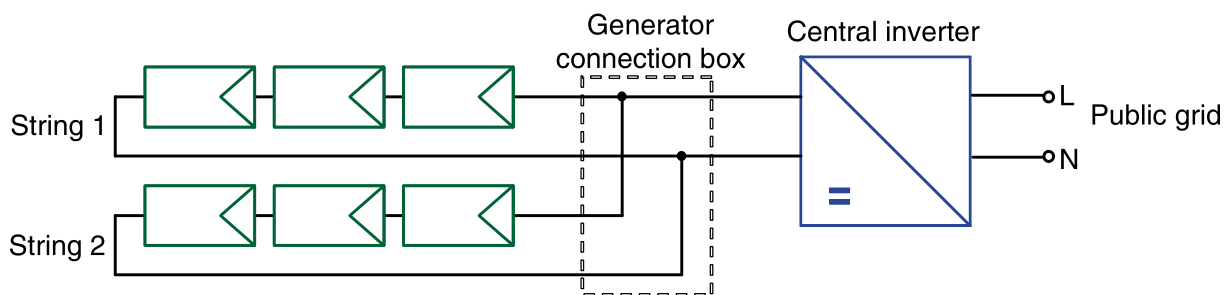
#### Cuestión 2.15: Algoritmos MPPT (300 XP)

Existen otros algoritmos, como el de Conductancia Incremental. Busca información sobre alguno de ellos y explica brevemente su funcionamiento **con tus propias palabras**.

### 2.7.5. Inversor: configuraciones

A la hora de diseñar y dimensionar un sistema FV, existirá la necesidad de decidir cuántos inversores y en qué configuración van a ser empleados. Vamos a ver las topologías más comunes a emplear:

**Inversor central / Central inverter** Suponiendo una instalación en la que se tienen varios módulos y estos se distribuyen en más de una cadena, el inversor central se emplea de manera única para gestionar las diferentes cadenas. La ventaja más obvia es que sólo se necesita un inversor; mientras que como desventajas hay que destacar que si una de las cadenas recibe por ejemplo sombreado, esto implicará pérdidas en todo el generador al encontrarse las cadenas conectadas en paralelo. Por otro lado, el cableado resultante en la parte DC es más complicado e implicará un mayor coste.



**Figura 92.** Representación esquemática de la configuración de inversor central. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

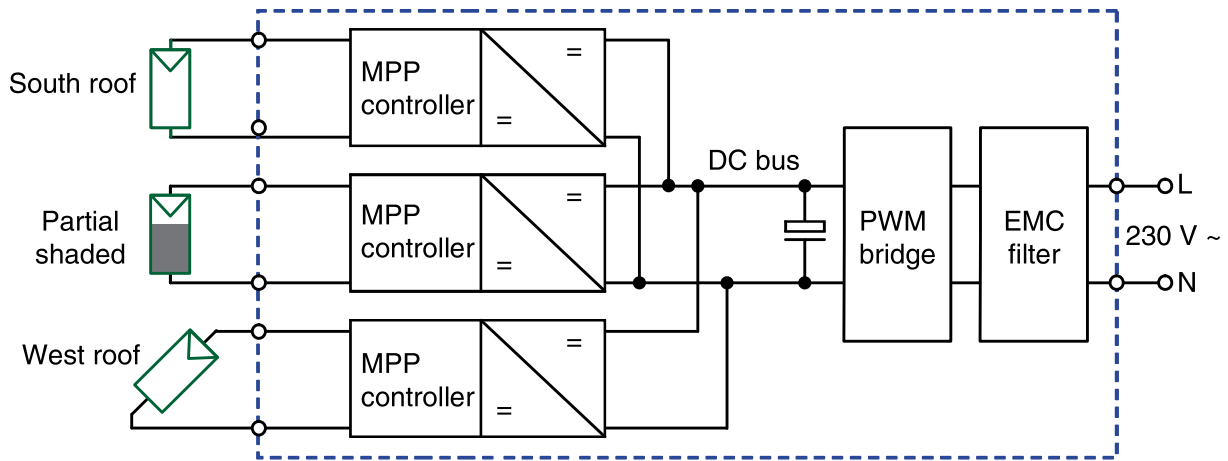
#### *Importante* 2.21: Inversor central

Las cadenas asociadas al inversor central deben de tener siempre las mismas características (dentro de lo posible). Por ejemplo, no tendría mucho sentido usar un inversor central con cadenas con paneles con diferente orientación o inclinación, ya que esto supondría pérdidas en todo el sistema (pensemos que el inversor tratará de llevar al punto de MPP al generador pero, al tener cadenas con diferentes características, nunca se conseguiría estar en el punto óptimo de cada una de ellas).

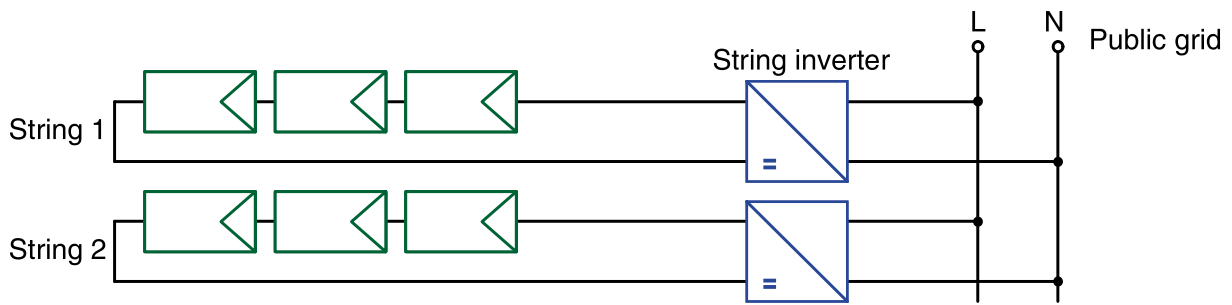
Ejemplo: en términos generales, no tendría sentido usar un inversor central para una instalación con un tejado a dos aguas con orientaciones este/oeste.

**Inversor de cadena / String inverter** Un inversor de cadena constituye una solución más elegante y, aunque implica un mayor coste por el número de inversores involucrado, también permite una gestión más eficaz del generador FV. Cada cadena estará asociada a un único inversor y, de este modo, se realizará un eficiente seguimiento del MPP de la cadena (siempre suponiendo en la cadena módulos con las mismas características de orientación, inclinación, etc. El cableado necesario en este caso es más simple que en el de un inversor central. Desde el punto de vista práctico, se puede considerar también conectar dos cadenas en paralelo a la entrada de un inversor en cadena, siempre que ambas tengan la misma estructura y estén libres de sombras.

**Inversor de módulo / Module inverter** El inversor también puede estar directamente asociado a un módulo, normalmente incluido en su parte posterior. Aunque este concepto implica que cada módulo puede estar individualmente en su MPP, en la práctica presenta inconvenientes que hacen que no se suelen emplear salvo en casos muy concretos o proyectos demo. Estas desventajas son que, en primer lugar, el inversor pasa de estar

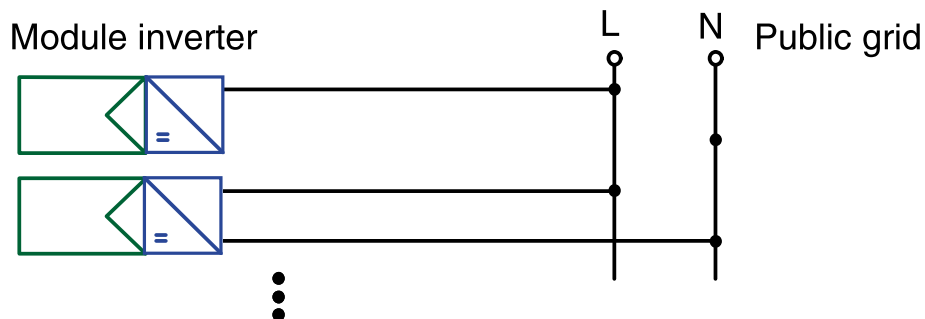


**Figura 93.** Diseño de una instalación FV donde existen cadenas con diferentes características (orientación, inclinación, sombreado). En estos casos debe evitarse el uso de un único inversor central y tratar de disponer inversores que agrupen a módulos con las mismas características. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].



**Figura 94.** Representación esquemática de la configuración de inversor de cadena. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

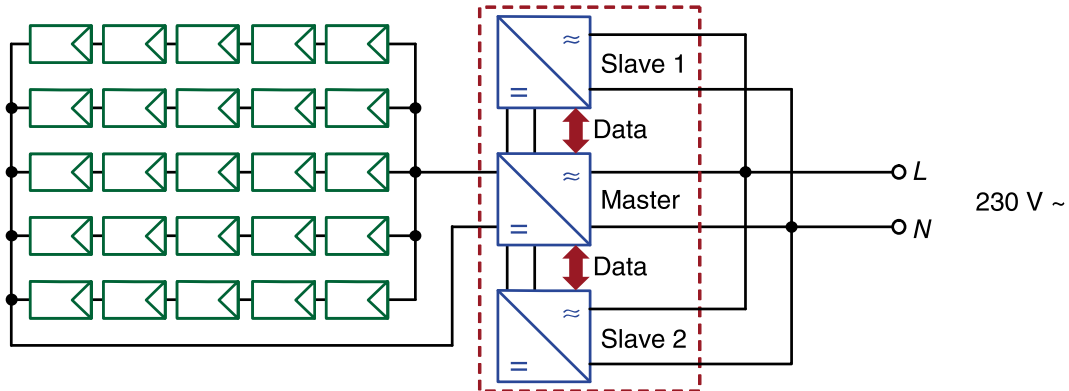
protegido<sup>1</sup> a encontrarse a la intemperie, por ejemplo en un tejado, lo que puede acortar su periodo de vida. Por otro lado, en caso de avería del panel o el inversor habría que cambiar ambos componentes, con el consiguiente coste económico.



**Figura 95.** Representación esquemática de la configuración de inversor de módulo. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

<sup>1</sup>Se suele recomendar que la instalación de los inversores se realice en emplazamientos protegidos, aislados de grandes oscilaciones térmicas y con poca humedad. En instalaciones en viviendas (por ejemplo en un tejado) el inversor no se suele dejar a la intemperie, sino que se instala bajo tejado, en sótanos o similar.

**Inversor Maestro-Esclavo** Esta configuración es especialmente interesante para instalaciones FV de un cierto tamaño, por ejemplo superiores a los 30KWp. El funcionamiento de esta configuración se basa en que en momentos de poca generación (mañanas, atardeceres, días nublados) sólo entra en operación el inversor “maestro”, consiguiendo así una carga elevada (y una mejor eficiencia). Si la generación es tal que el inversor maestro no puede gestionarla, entraría en operación el inversor “esclavo-1” y, sucesivamente, el inversor “esclavo-2”.



**Figura 96.** Ejemplo de configuración de inversor maestro-esclavo. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

### 2.7.6. Inversor: dimensionamiento

Como se verá posteriormente en el apartado final dedicado al dimensionamiento de instalaciones FV, hay básicamente 3 aspectos a considerar a la hora de seleccionar y verificar el correcto dimensionamiento de un inversor dentro de una instalación FV:

**Dimensionamiento en Potencia** La selección de un inversor para un determinado generador/cadena FV se suele realizar en un primer momento atendiendo a la potencia. Tradicionalmente se ha venido aplicando la regla de que la potencia del inversor podía ser un 20% inferior a la de su generador FV asociado. Esto es, para un generador de 2KWp un inversor de 1.6KW (de potencia de entrada sería suficiente). Esta regla estaba impuesta por la poca eficiencia que los inversores antiguos tenían para bajas cargas, forzándolos así a trabajar en regiones medias/altas. La pega de este sistema es que para ciertas condiciones (días soleados, temperaturas relativamente bajas) se perdía parte de la potencia generada, al no poder ser gestionada por el inversor.

A día de hoy se emplea el denominado sizing ratio ( $SR_{AC}$ ), tal que:

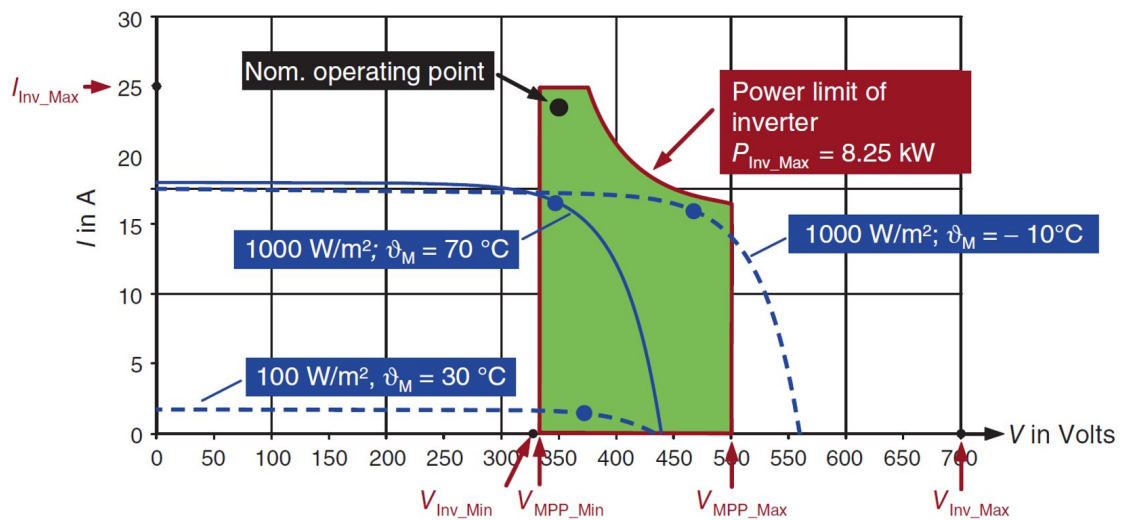
$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{INV-AC}}, \quad (2.15)$$

donde  $P_{STC}$  es la potencia nominal del generador (lógicamente expresada para las STC: *Standard Test Conditions*) y  $P_{INV-AC}$  es la potencia nominal de salida (AC) del inversor. Aunque existen diferentes aproximaciones, algunos estudios indican que un valor óptimo para el parámetro  $SR_{AC}$  es 1.1.

### Cuestión 2.16: Dimensionamiento en Potencia de un Inversor (250 XP)

Trata de encontrar/razonar la justificación al porqué del empleo de este parámetro de diseño. Esto es, ¿por qué no vale con suponer  $P_{STC} = P_{INV-AC}$ ?

**Dimensionamiento en Tensión** Los inversores tienen una tensión máxima y mínima de entrada, de tal manera que las tensiones generadas por la cadena de módulos asociada al inversor tendrán que mantener siempre en ese rango, teniendo en cuenta especialmente las variaciones de tensión generadas por temperatura (los coeficientes de temperatura especificados por el fabricante y ya comentados en la Figura 74. Veremos en detalle estos cálculos en el siguiente apartado dedicado al dimensionamiento. Sin embargo, desde un punto de vista genérico, la Figura 97 muestra las consideraciones típicas que hay que considerar en este punto:



**Figura 97.** Dimensionamiento en tensión de un inversor FV. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

En términos generales, el **número máximo de paneles** conectado en serie a una de las entradas del inversor suele determinarse en función de la tensión máxima global del inversor y la tensión en circuito abierto de los paneles  $V_{OC}$  para la temperatura mínima considerada para el emplazamiento<sup>1</sup>. ¡OJO! Como ya sabemos estamos hablando de los parámetros eléctricos de los módulos referidos a las STC, por lo que esa temperatura tendrá que convertirse a **temperatura de célula**. Existen ciertos estándares que asumen una temperatura de célula mínima de -10 o -5°C.

<sup>1</sup>La situación más peligrosa en este sentido podría ser un reinicio del inversor en un día de verano con los paneles generando su máxima tensión de salida.



Por otro lado, el **número mínimo de paneles** se determina teniendo en cuenta la tensión mínima para el punto de máxima potencia del inversor, así como el valor de  $V_{MPP}$  mínimo de los módulos, esto es, para la máxima temperatura de célula considerada (típicamente  $70^{\circ}\text{C}$ ). Si la tensión de la cadena de módulos es inferior al  $V_{MPP}$  mínimo del inversor, éste sería incapaz de entregar la máxima potencia posible o, incluso, podría llegar a desconectarse.

$$n_{max} = \frac{V_{INV-MAX}}{V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})} \quad (2.16)$$

$$n_{min} = \frac{V_{INV-MPP-MIN}}{V_{MPP}(70^{\circ}\text{C})} \quad (2.17)$$

**Dimensionamiento en Corriente** Al igual que ocurre con la tensión, los inversores tienen una  $I_{MAX}$  que no debe sobrepasarse para no poner en riesgo al equipo. Se ha de verificar que la corriente asociada al generador FV no excede la corriente máxima del inversor. En este sentido será importante saber identificar en la hoja de características del fabricante si éste indica una corriente máxima total para todo el equipo o una corriente máxima para cada entrada. Además, se suele considerar un margen de seguridad del 25 % tal que:

$$n_{string} = \frac{I_{INV-MAX}}{I_{STRING-MAX}}, \quad (2.18)$$

donde esa  $I_{STRING-MAX}$  podría ser tal que  $1,25 \cdot I_{MPP}$ .

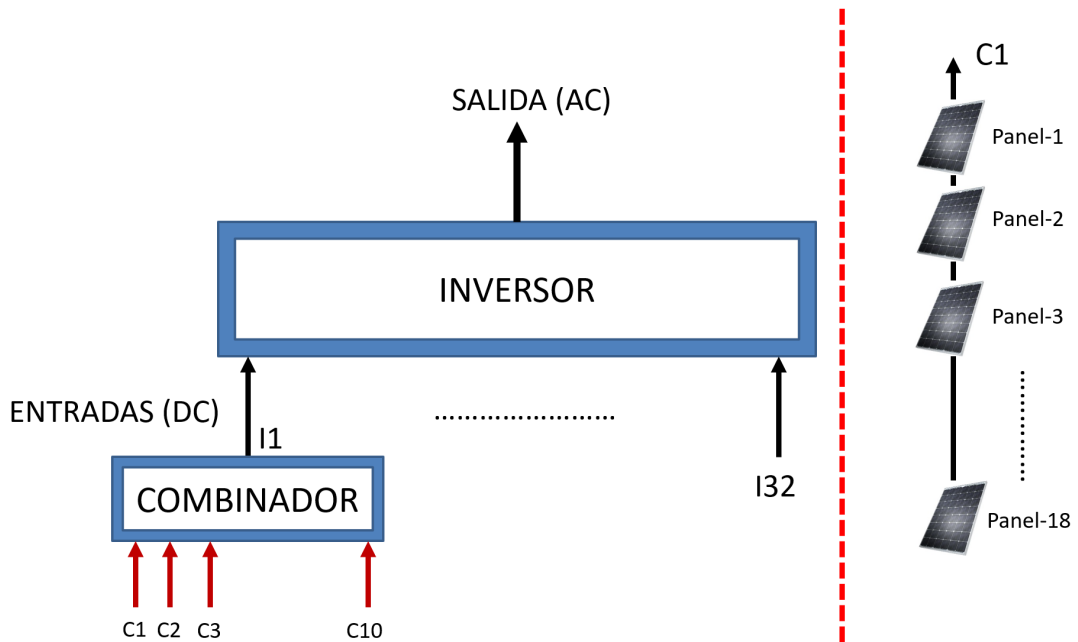
### 2.7.7. Combinador

En inversores con potencias altas es típico que el número de entradas disponible no sea suficiente para aprovechar toda la potencia FV de los paneles que podría llegar a conectarse. Para solucionar esto es típico el uso de combinadores, dispositivos que podemos entender básicamente como multiplexadores de cadenas de módulos FV, tal y como se muestra en la [Figura 98](#). A la hora de realizar el dimensionamiento su uso es sencillo, ya que simplemente tenemos que saber cuántas entradas tienen y verificar, como siempre, que la corriente y tensión de salida no supera los umbrales del inversor seleccionado.

### 2.7.8. Contador

Cerrando ya el apartado dedicado al inversor y volviendo a los componentes que pueden constituir una instalación FV, es necesario mencionar que una instalación conectada a red (*grid-connected*) deberá disponer de un contador que monitorice la cantidad de energía generada y vertida a la red. Veamos un par de situaciones para clarificar este punto.

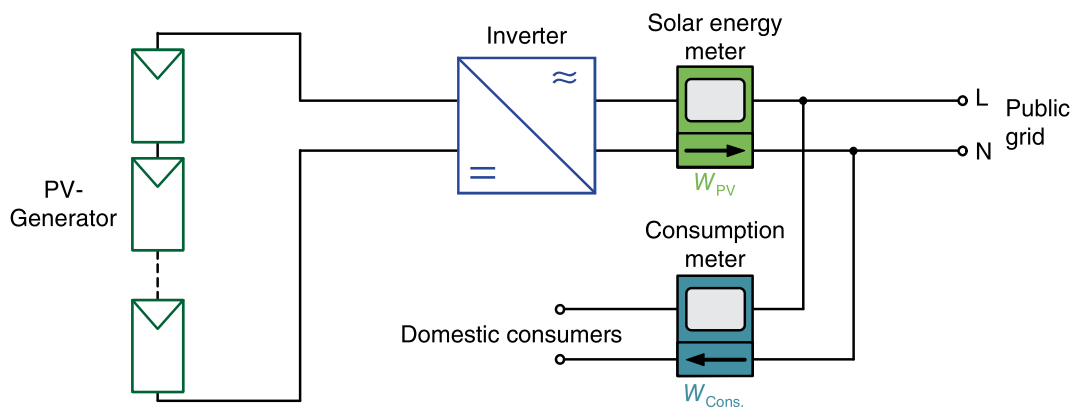
En el primer ejemplo ([Figura 99](#)) vemos como se emplea un contador específico para la energía FV generada y, separadamente, un contador para la energía consumida en la instalación (p.ej. en una casa unifamiliar en la que se desee realizar una instalación FV en



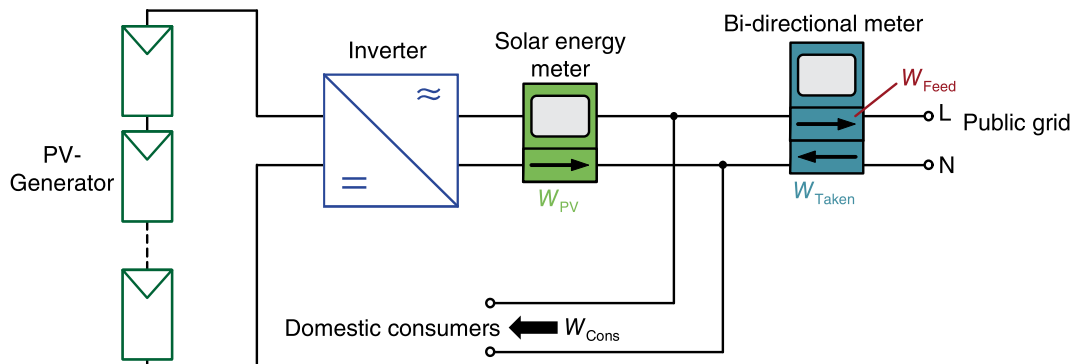
**Figura 98.** Uso de combinadores en una instalación FV. Fuente: Elaboración propia.

el tejado). En el segundo ejemplo [Figura 100](#) se hace uso de un contador bidireccional (el contador FV “solar energy meter” podría obviarse).

La primera situación era la empleada hace unos años en los países en los que las primas (*feed-in tariff*) a las renovables eran tan elevadas que no era rentable plantearse el consumir autónomamente parte de esa energía. Sin embargo, a día de hoy en muchos países (p.ej. en Alemania) las primas han bajado, situándose incluso por debajo del coste del kWh al consumidor, haciendo que ahora sea más rentable consumir localmente (p.ej. en la propia vivienda donde se genere) cuanto más energía FV mejor.



**Figura 99.** Ejemplo de instalación FV con contador unidireccional. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].



**Figura 100.** Ejemplo de instalación FV con contador bidireccional. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

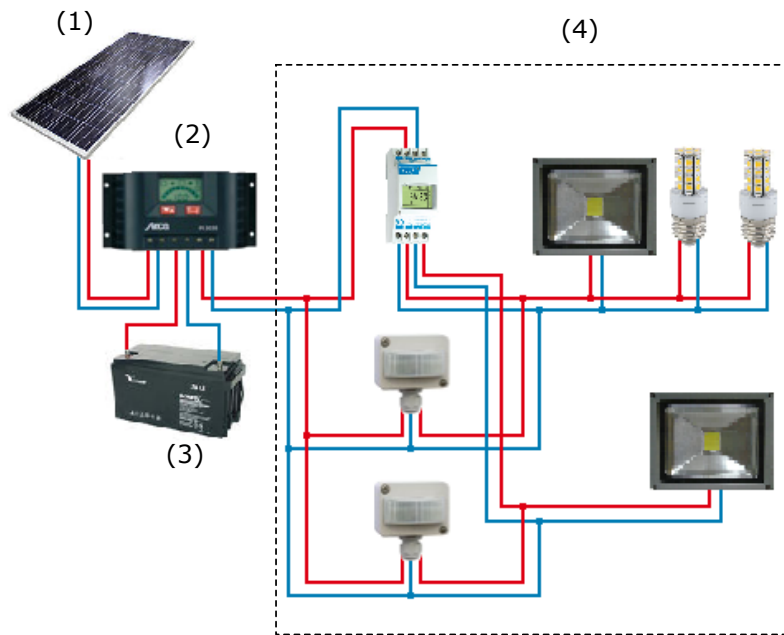
### 2.7.9. Regulador/Controlador de carga

El regulador de carga es un **elemento fundamental en las instalaciones aisladas (*stand-alone systems*)**. El regulador de carga es el “**cerebro**” del sistema, desde el punto de vista de que se encarga de controlar el estado de carga de las baterías, empleando la energía generada por los paneles bien para la carga de éstas, bien para la alimentación directa de las cargas vinculadas al sistema. Al margen de controlar el flujo de energía dentro entre los diferentes elementos, las misiones del regulador de carga son:

- evitar sobrecarga perjudicial de la batería
- evitar descargas excesivas de la batería
- información sobre el estado de carga
- protección del propio regulador
- seguimiento del MPP (opcional)
- selección manual/automática tensión: 12 / 24 / 48 V (opcional)
- selección manual/automática tipo batería (electrolito/gel)
- información al usuario (comunicación vía interfaz)

En la [Figura 101](#) el controlador de carga aparece vinculado sólo a cargas en DC, pero no existe ninguna limitación (de hecho es típico) que cargas en AC estén también incluidas en una instalación aislada. En este caso simplemente hay que considerar la inclusión de un inversor en la salida correspondiente del regulador o vinculado a las baterías, como veremos más adelante.

Los reguladores suelen incluir tres accesos para la conexión del generador FV (1), baterías (2) y cargas (3).



**Figura 101.** Ejemplo de instalación FV aislada: (1) Generador FV; (2) Regulador de carga; (3) Baterías; (4) Cargas. (Elaboración propia).

### *Importante* 2.22: Reguladores PWM y MPPT

Una decisión importante a la hora de seleccionar un regulador de carga es elegir entre dos tecnologías distintas: PWM y MPPT:

**Reguladores PWM** Son reguladores sencillos que funcionan básicamente como un *switch* entre el generador FV y la batería. Como ventajas tenemos su bajo coste, peso y sencillez; pero como inconveniente se presenta su rendimiento en comparación con los MPPT, ya que los reguladores PWM implican que la tensión de trabajo del generador FV estará limitada por la tensión de la batería.

**Reguladores MPPT** Se trata de dispositivos más sofisticados (y por lo tanto de un coste algo mayor) que permiten “desacoplar” las tensiones de trabajo del generador FV y de la batería. De este modo el generador puede trabajar en su punto MPPT, generando la máxima energía posible. El uso de estos reguladores está especialmente recomendado para instalaciones FV de una potencia elevada o cuando se va a trabajar en condiciones de poca irradiancia o temperaturas bajas/altas.

El dimensionamiento del regulador de carga en una instalación FV aislada tendrá que tener en cuenta tanto la tensión de trabajo (p.ej. 12, 24 o 48V) como la corriente máxima a la entrada (suministrada por el generador FV) y la corriente máxima a la salida (entregada a las cargas).



Figura 102. Regulador de carga Steca PR 3030 LG.

### 2.7.10. Baterías

Las baterías constituyen un **elemento importante dentro de los sistemas aislados, si bien no todos los sistemas aislados han de llevar baterías**. En este caso estaríamos hablando de **sistemas aislados de consumo instantáneo**: la energía FV se consume en el momento que se genera; si se genera en un momento en el que no hay consumo, se pierde.

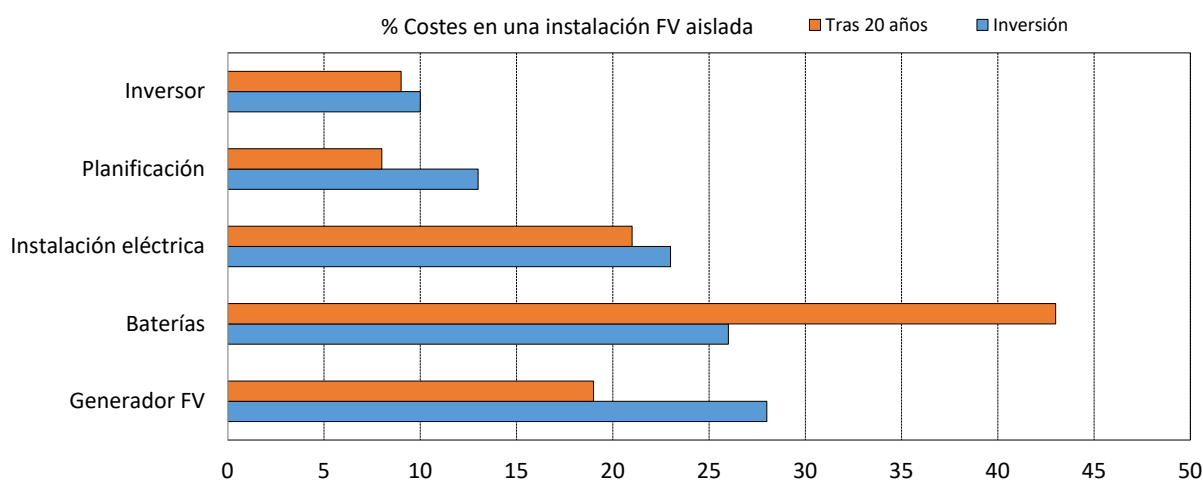
¿Por qué optar por un sistema en el que se desaprovecha parte de la energía? La respuesta a esta pregunta puede ser doble: por un lado, dependerá del estudio de los consumos implicados (no será lo mismo dimensionar un sistema para una oficina, un restaurante o una vivienda familiar); por otro lado, las baterías pueden implicar un coste relevante dentro de un sistema aislado, teniendo en cuenta su **periodo de vida medio (menor de 10 años)**, sensiblemente inferior al del resto de componentes del sistema.

Como sabemos, existen diferentes tipos de tecnologías que permiten la acumulación de energía eléctrica: baterías de plomo, de NI-MH, de Litio-Ion, de polímero de Litio, etc. Desde el punto de vista práctica, sólo las baterías de plomo son usadas en instalaciones FV, debido fundamentalmente a su coste, más barato que el resto de tecnologías. Recordemos lo comentado en el párrafo anterior sobre el periodo de vida de las baterías y, para tenerlo más claro, veamos la [Figura 103](#) donde se han representado los costes asociados a la inversión inicial en una instalación FV aislada convencional y los costes asociados al mantenimiento de la instalación tras 20 años de operación. Puede apreciarse claramente como las baterías implican un coste muy significativo tanto al principio como, sobre todo, con el paso del tiempo.

Aunque no vamos a entrar en la explicación del funcionamiento de una batería de plomo-ácido, mencionaremos simplemente que estas baterías están compuestas por un electrolito (ácido sulfúrico disuelto en agua:  $H_2SO_4$ ), con un electrodo negativo de plomo y una positivo de óxido de plomo ( $PbO_2$ ).

#### Cuestión 2.17: Baterías de plomo (250 XP)

Busca información y explica brevemente **con tus propias palabras** el funcionamiento de una batería de plomo-ácido como las empleadas en los sistemas FV aislados.



**Figura 103.** Costes asociados a una instalación FV aislada: costes iniciales y tras 20 años de operación. (Elaboración propia).

Sí es importante conocer que los ciclos de carga/descarga van mermando la capacidad<sup>1</sup> de la batería, entre otras causas por la sulfatación de los electrodos. Además, este problema del deterioro de la capacidad se acrecenta cuanto más profundas sean las descargas de la batería, por lo que es necesario controlar este aspecto (a través del regulador de carga) para evitar un acortamiento de su vida útil<sup>2</sup>.

El efecto del declive de la capacidad con los ciclos de carga/descarga se aprecia claramente en la Figura 104. Se han representado 4 tecnologías de baterías de plomo en las que diferencias como el diseño de los electrodos permite obtener diferentes periodos de vida, pero necesitando algunas estrategias de control específicas.

### Cuestión 2.18: Batería de coche ¿fotovoltaica? (300 XP)

¿Es idóneo el diseño de una batería de coche para su uso en una instalación fotovoltaica aislada? Justifica tu respuesta.

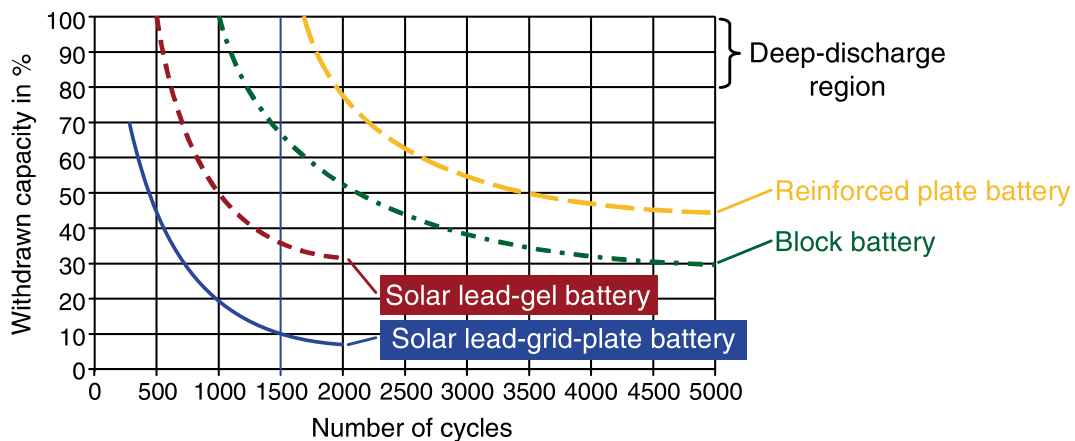
Aunque en el siguiente apartado se verá un sencillo ejemplo de dimensionamiento de una instalación aislada incluyendo baterías, merece la pena destacar que un parámetro clave en los cálculos es la **autonomía**. La autonomía (expresada en días) puede definirse como el tiempo que la instalación FV puede estar operativa (suministrando energía a los consumos asociados) en condiciones de radiación adversas (días nublados, con poco Sol, etc.).

Lógicamente, una autonomía corta (2-3 días) implicará un sistema más económico pero menos fiables, mientras que una autonomía larga (de 9-10 días) implicará justo lo contrario. Para tomar esta decisión de diseño habrá que tener en cuenta no sólo consideraciones económicas, sino también climatológicas (consulta en BBDD meteorológicas).

<sup>1</sup>La capacidad de una batería se define como la energía máxima que puede almacenar una batería eléctrica y que puede ser extraída de ella como energía eléctrica por conexión de receptores entre sus bornes (Diccionario de Ingeniería Eléctrica/Universidad de Salamanca).

<sup>2</sup>El periodo de vida útil de una batería se define como el tiempo en el que la batería cae por debajo del 80% de su capacidad nominal





**Figura 104.** Deterioro de la capacidad de diferentes tecnologías de baterías en función del número de ciclos de carga/descarga. Fuente: *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice* [Konrad Mertens].

### 2.7.11. Cableado de la instalación

Aunque se suele poner mayor énfasis en la selección de paneles, inversor, etc.; es necesario prestar atención también al correcto dimensionamiento del cableado, ya que de otro modo se puede incurrir en costes más elevados de los necesarios.

Ya se ha comentado anteriormente que, si la situación lo requiere, se puede hacer uso de un convertor DC/DC para elevar la tensión de trabajo y poder así disminuir la corriente y la sección de los cables de la instalación.

Aunque existen diferentes maneras de afrontar el problema, el dimensionamiento de la sección del cableado (DC) se puede realizar empleando la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\kappa \cdot \%}, \quad (2.19)$$

donde  $S$  es la sección del cable en mm,  $L$  es la longitud del cable,  $I$  la corriente que transportará,  $\kappa$  la conductividad (la conductividad del cobre es  $K_{CU} = 56$ ) y % el porcentaje de caída de tensión admisible sobre la tensión del sistema (normalmente un 1, 2 o 3%)<sup>1</sup>.

## 2.8. Dimensionamiento de instalaciones FV

Una vez vistos los conceptos y dispositivos clave asociados a instalaciones FV, vamos a centrarnos ya en ver ejemplos de dimensionamiento de instalaciones FV. Antes de comenzar con los ejemplos de dimensionamiento hay que mencionar dos parámetros de diseño que, aunque básicos, tienen una importancia fundamental en el rendimiento de una instalación FV: el ángulo de inclinación y la orientación del generador FV (de los paneles).

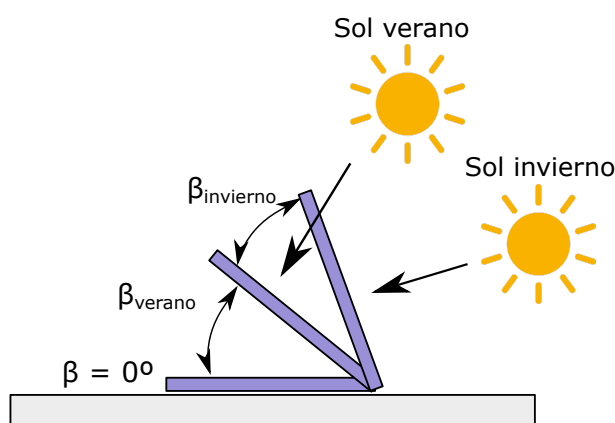
<sup>1</sup>El valor de % es el resultado de calcular ese % (por ejemplo 2%) sobre la tensión de trabajo: para 12V % sería 0.24V.

### 2.8.1. Ángulo de inclinación y orientación

¿Alguna vez te has preguntado por qué los paneles están (casi) siempre inclinados? **Piénsalo un poco antes de contestar y continuar leyendo.**

En ocasiones la respuesta tiene que ver con la **auto-limpieza** de los paneles<sup>1</sup>, ya que un ángulo de inclinación permite su limpieza por medio de la lluvia (lo que no ocurriría si los paneles estuviesen horizontales). Sin embargo, la respuesta “correcta” se refiere al ángulo de incidencia de los rayos del Sol sobre el panel. ¿Qué ocurre con las trayectorias del Sol en verano y en invierno? En verano el Sol describe trayectorias más altas, mientras que en invierno “va mucho más bajo”. Esto implica que un panel dispuesto casi vertical (con un ángulo de inclinación de unos  $90^\circ$  sobre la horizontal, recibiría proporcionalmente mucha más radiación en invierno que en verano.

Lo que se busca con el ángulo de inclinación es conseguir que que la radiación solar sea lo más perpendicular posible a la superficie del panel, para maximizar así la radiación capturada y la energía producida. En la [Figura 105](#) se presenta un ejemplo de la inclinación de los paneles FV en función de las trayectorias del Sol y en la [Figura 106](#) se han representado tanto el ángulo de inclinación  $\beta$  como la orientación  $\alpha$ .

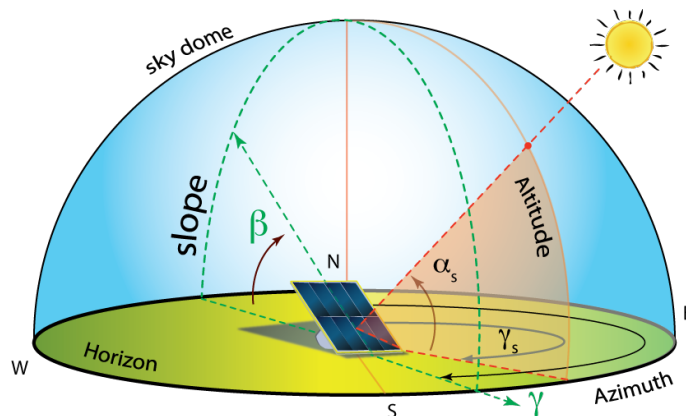


**Figura 105.** Ángulos de inclinación para una instalación FV en función de las trayectorias del Sol, buscando siempre una incidencia perpendicular (Elaboración propia).

A continuación veremos cómo se calcula de manera sencilla el ángulo de orientación óptimo para un determinado emplazamiento, pero antes hablaremos de la orientación: ¿cuál es la orientación idónea para un panel situado en España? Lógicamente la orientación Sur, ya que es la disposición para la que se produce la mayor captación de radiación solar<sup>2</sup>. La orientación  $\alpha$  se define por tanto como la desviación angular con respecto a la orientación Sur perfecta, de tal manera que si  $\alpha = 0$  estamos hablando de orientación Sur perfecta.

<sup>1</sup>El correcto mantenimiento de los paneles en cuanto a su limpieza es un factor clave en la producción de la instalación, ya que por un lado si están uniformemente sucios se captará menos luz y menos energía generarán. Por otro lado, si la suciedad es puntual (afectando a algunas células) puede derivar en el ya mencionado problema de los puntos calientes.

<sup>2</sup>Un panel con cierta inclinación y orientado al Norte en el mismo emplazamiento no generaría prácticamente energía.



**Figura 106.** Ángulo de inclinación  $\beta$  y orientación  $\alpha$  de un generador FV. Fuente: <https://bit.ly/2q0hw0h>

**Importante 2.23: Orientación y hemisferios**

Lógicamente, un generador FV instalado en el hemisferio norte (por ejemplo en España) deberá estar orientado hacia el sur, mientras que un sistema emplazado en el hemisferio sur deberá estar orientado hacia el norte.

Si existe libertad en el diseño, por ejemplo en una planta solar instalada sobre el suelo, en España siempre se escogerá la orientación sur. Existirán situaciones, por ejemplo en instalaciones sobre tejado, donde no se pueda actuar sobre dicha orientación.

**2.8.2. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo**

¿Cómo se determina el ángulo de inclinación óptimo para un generador FV? La respuesta es sencilla, en función de la **latitud del emplazamiento**.

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

**Figura 107.** Cálculo del ángulo de inclinación óptimo  $\beta_{OPT}$  en función de la latitud  $\phi$ . Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones FV Aisladas del IDAE <https://bit.ly/2I567RV>

Para España el IDAE recomienda seguir el procedimiento indicado en la **Figura 107**. Puede apreciarse como el ángulo de inclinación óptimo anual (el que maximiza la generación de energía durante todo el año) se calcula simplemente restando  $10^\circ$  a la latitud del emplazamiento. Se puede también seleccionar un ángulo óptimo para verano o invierno, lo que puede tener sentido para instalaciones aisladas (pensemos por ejemplo en una cabaña aislada que sólo va

a ser ocupada en verano). En la segunda columna de la tabla vemos como aparece un factor  $K$ , que hace referencia al ratio entre la radiación para el ángulo de inclinación óptimo frente a la radiación obtenida para una disposición horizontal del panel ( $\beta = 0^\circ$ ). Existe también una expresión analítica para el cálculo del  $\beta_{OPT}$ :

$$\beta_{OPT} = 3.7 + 0.69\phi \quad (2.20)$$

Antes de continuar merece la pena mencionar qué tipo de soportes existen para módulos FV, ya que éstos pueden condicionar el diseño de la instalación:

**Soporte fijo** No admite variación, debiéndose de emplear en este caso el  $\beta_{OPT}$  anual.

**Soporte fijo pero con varias posiciones** Hay soportes fijos que permiten por ejemplo 2 o 4 posiciones fijas. De esta manera, a lo largo del año se puede ir variando el ángulo de los paneles, empleando por ejemplo el  $\beta_{OPT}$  para invierno y verano, etc.

**Seguidores solares** Los seguidores solares son plataformas motorizadas sobre las que se monta el generador fotovoltaico, permitiendo así un seguimiento de la trayectoria solar a lo largo del día (y del año). Con los seguidores solares (de uno o dos ejes) se pueden conseguir incrementos en la producción de una instalación FV de hasta un 40 %.

#### Cuestión 2.19: Seguidores solares (300 XP)

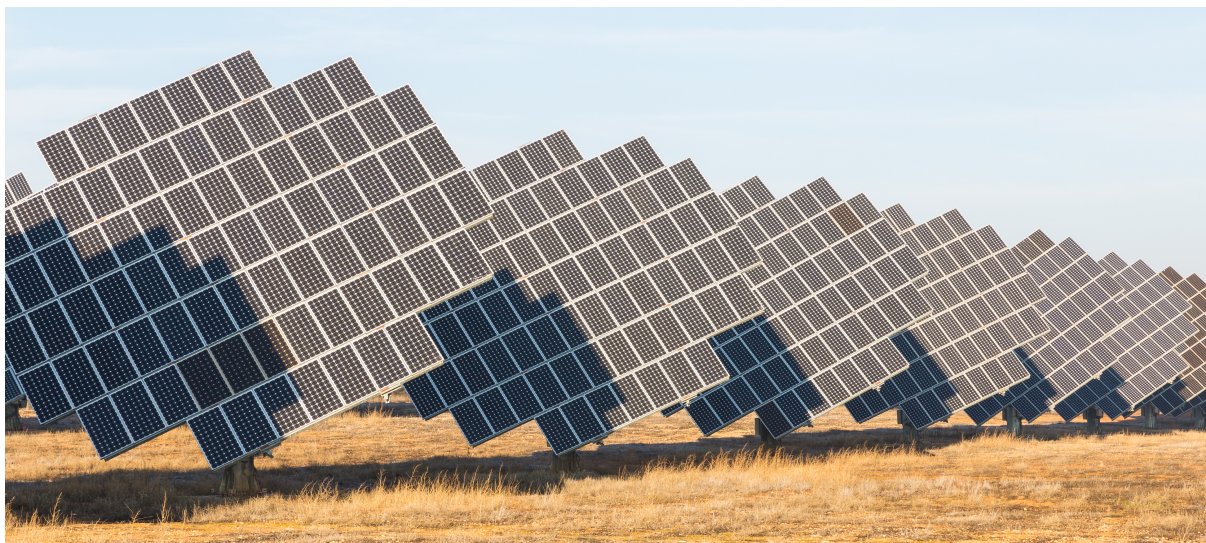
Busca información sobre los diferentes tipos de **seguidores solares** (según su tipo de seguimiento: en 1 eje (azimutal y polar) y en 2 ejes) y explica brevemente sus características **con tus propias palabras**.

#### Cuestión 2.20: Seguidores solares: Cariñena (250 XP)

A estas alturas ya tienes unos conocimientos de FV suficientes como para detectar el **problema de diseño** que muestra la figura [Figura 108](#). Explica cuál es a tu juicio el problema, qué efectos nocivos podría tener en la instalación y cómo lo solucionarías.

Un par de comentarios importantes sobre la inclinación de los paneles:

- Si los paneles están inclinados y hay más de una hilera de paneles, estos podrán generar sombra unos sobre otros, lo que, por todo lo ya comentado anteriormente, es una situación siempre a evitar. Aunque los cálculos son sencillos, el IDAE establece el siguiente criterio de cálculo, ilustrado en la [Figura 109](#). Como se aprecia, los cálculos están dirigidos a estimar una distancia “de seguridad” entre las hileras de paneles para, en función de la latitud (y por tanto de la altura del Sol), evitar situaciones de sombreado. La distancia  $d$  se calcula como:

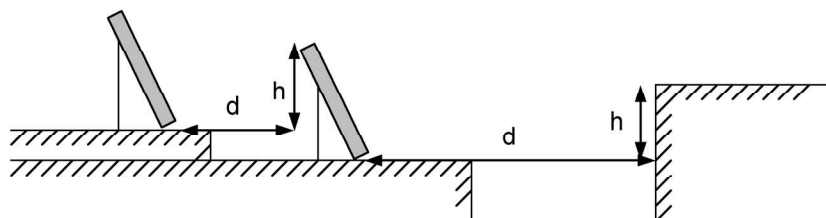


**Figura 108.** Seguidores solares en una planta FV en Cariñena (España) (Agosto 2015). Fuente: Diego Delso, delso.photo, Licencia CC-BY-SA. <https://bit.ly/2mhjWj1>

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \textit{latitud})} \tag{2.21}$$

Y el parámetro  $k$  que aparece en la tabla es precisamente:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \textit{latitud})} \tag{2.22}$$



Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

**Figura 109.** Criterio de separación de hileras de paneles para evitar problemas de sombreado. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones FV Conectadas a Red del IDAE <https://bit.ly/2D0Uvxx>



- En términos generales y, por supuesto, con posibles excepciones, en tejados (especialmente si hablamos de viviendas) no se suele considerar dotar a los paneles de un grado de inclinación distinto al de la propia inclinación del tejado (siempre que éste no sea horizontal). Entre otras consideraciones prácticas (reducción de superficie útil por sombreado, problemas estéticos) existe el importante problema de la resistencia al viento que ejercerían los paneles y que, por supuesto, habría que calcular y verificar su seguridad en el proyecto de instalación.



**Figura 110.** Ejemplos de instalaciones FV en tejado: (izquierda) empleando la propia inclinación del tejado; (derecha) empleando una estructura para dotar a los paneles de un ángulo de inclinación óptimo. Fuente: (izquierda) <https://bit.ly/2DgfpFH> Licencia de documentación libre GNU; (derecha) <https://bit.ly/2CPua11> Licencia CC BY 2.0

### 2.8.3. Captura de datos de radiación para el emplazamiento seleccionado

Los datos de radiación en el emplazamiento seleccionado para la instalación FV proyectada son fundamentales a la hora de realizar los cálculos asociados al proyecto, por ejemplo para estimar la generación de la instalación y con ello su rendimiento económico o amortización. Para obtener estos datos lo habitual es recurrir a algún programa específico o alguna base de datos meteorológica que nos ofrezca los valores de irradiancia o irradiación.

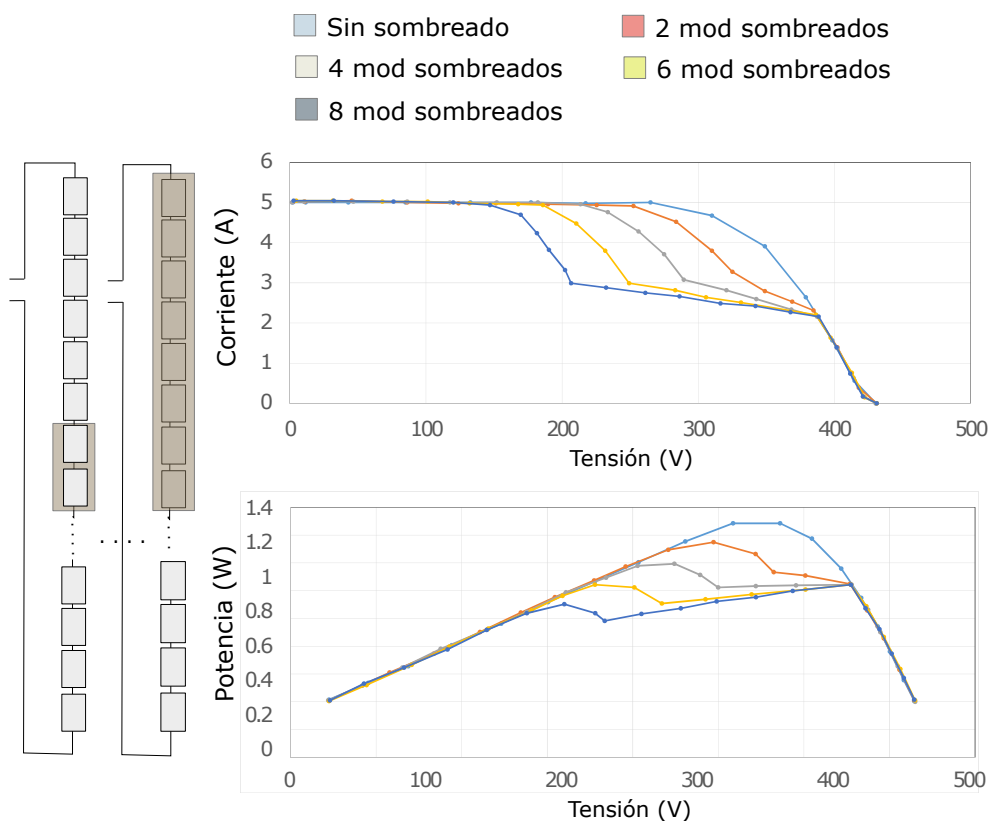
#### *Importante* 2.24: Irradiancia e irradiación

A la hora de obtener los datos de la radiación del Sol, lo normal es que éstos vengan expresados como irradiancia o irradiación. Recordemos que:

**Irradiancia** equivale a la **potencia** asociada a la radiación solar, siendo expresada en  $W/m^2$

**Irradiación** equivale a la **energía** asociada a la radiación solar, siendo expresada en  $Wh/m^2$





**Figura 111.** Pérdidas por sombreado con paneles conectados en serie. Elaboración propia (datos sacados de Planning and Installing Photovoltaic Systems (2nd edition)).

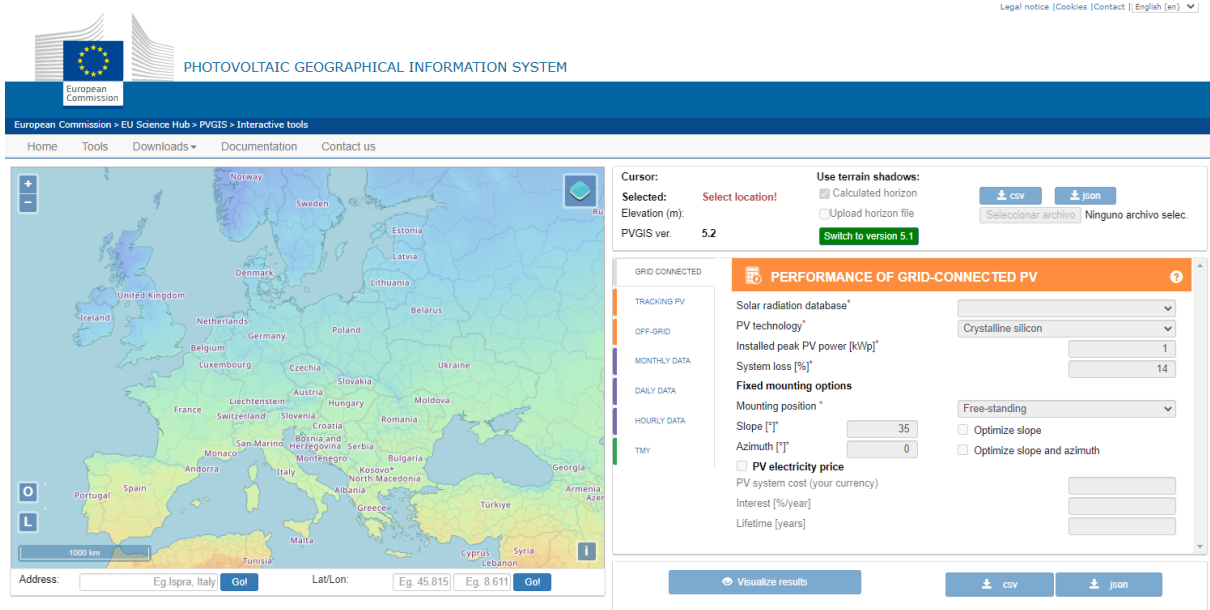
En este caso vamos a utilizar la web PVGIS, desarrollada por la Unión Europea (EU Science Hub). El sitio web, disponible en varios idiomas (entre ellos español e inglés) ofrece diferentes funcionalidades y una interfaz bastante amigable. Puedes acceder a la página principal mediante el siguiente enlace: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)

Como puede apreciarse en la Figura 112, PVGIS ofrece diferentes herramientas, por ejemplo “Conectado a red” que será la que más usemos para nuestros cálculos.

Para obtener los datos de radiación seleccionaremos por ejemplo la opción **Datos Mensuales** donde podremos seleccionar el emplazamiento en el mapa de la izquierda. En la parte derecha tenemos diferentes opciones, apareciendo por defecto los **datos mensuales**, que pueden ser idóneos para la elaboración de un proyecto FV. Entre las opciones tenemos la posibilidad de seleccionar la base de datos meteorológica a emplear. También podemos seleccionar los años que debe considerar la base de datos y diferentes opciones para la irradiación: **global sobre la horizontal, global sobre el ángulo óptimo para el emplazamiento, global para el ángulo especificado**, etc.

Una vez seleccionados los datos de la consulta, podemos ver los datos ofrecidos por la aplicación al pulsar en *Visualizar resultados*, pudiendo también descargar un fichero .csv con los mismos.

Veamos un ejemplo para una instalación en Santander, obteniendo los datos para un ángulo de inclinación de 30°. Los datos que ofrece en PVGIS en primera instancia son los mostrados en la Figura 113. Sin embargo, si pulsamos sobre la pestaña PDF obtendremos



**Figura 112.** Captura de pantalla de la aplicación web PVGIS. Fuente: PVGIS. Enlace: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

una tabla con los valores numéricos, en este caso para cada mes, mucho más útiles para nosotros a la hora de realizar los cálculos.

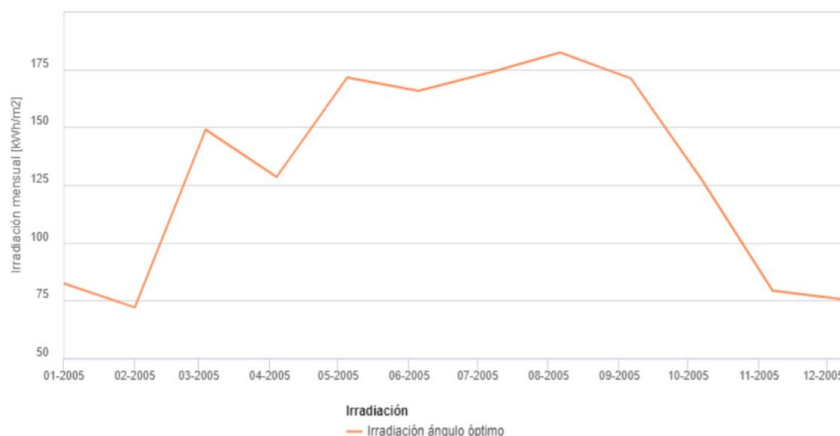


**Figura 113.** Herramienta *Solar Radiation Tool* de PVGIS: muestra de datos de radiación mensual para Santander. Fuente: PVGIS. Enlace: <https://bit.ly/3n4Tqsk>

Como vemos los datos de irradiación, en este caso los valores mensuales calculados para el ángulo óptimo de inclinación de los paneles en Santander, están expresados en  $\text{kWh/m}^2$ . Partiendo de estos datos, **¿cómo podemos calcular la generación de una instalación conociendo su potencia pico?** Ha llegado el momento de introducir el concepto de **Hora Solar Pico (HSP)**, parámetro utilizado habitualmente en estos casos ya que permite un cálculo directo de la generación FV.

Las **HSPs** se definen como las horas durante las cuáles se tiene una radiación equivalente a la “real” pero generado por un Sol ficticio que emite sólo a 0 o  $1000\text{W/m}^2$ . Expresar la radiación solar como horas asociadas a una irradiancia de  $1000\text{W/m}^2$

Irradiación solar mensual



Global irradiation optimum angle

Mes	2005
Enero	82.43
Febrero	72.07
Marzo	148.9
Abril	128.49
Mayo	171.49
Junio	165.69
Julio	173.55
Agosto	182.22
Septiembre	171.03
Octubre	127.23
Noviembre	79.28
Diciembre	75.49

**Figura 114.** Herramienta *Solar Radiation Tool* de PVGIS: muestra de datos de radiación mensual para Santander (formato PDF). Fuente: PVGIS. Enlace: <https://bit.ly/3n4Tqsk>

es muy conveniente, ya que es precisamente la irradiancia asociada a las condiciones estándar de medida y, por lo tanto, a la potencia pico que el fabricante indica para sus paneles.

Y, ¿cómo pueden calcularse esas HSPs? Veámoslo nuevamente a través de un ejemplo. Si usamos PVGIS para obtener la radiación para Santander en Mayo, obtendremos los datos que, al descargar el fichero .csv, se han representado en la [Figura 115](#).



**Figura 115.** Irradiancia para un día promedio de Mayo en Santander. Fuente: PVGIS. Enlace: <https://bit.ly/3n4Tqsk>

Como vemos, la curva obtenida presente la típica forma de la radiación solar, con un máximo de irradiancia hacia el mediodía. Lo que podemos hacer ahora es calcular la energía total asociada. Para ello, una posible solución sería integrar el área bajo la curva. En este caso, ese método puede aproximarse por realizar el sumatorio de la irradiancia para cada hora. Así, si sumamos todos los valores de la segunda columna de la tabla obtenemos **4959**

$\text{Wh/m}^2$ . Si ahora dividimos ese valor por  $1000 \text{ W/m}^2$  obtendremos directamente las horas solar pico equivalentes en este caso = **4,96 HSP**.

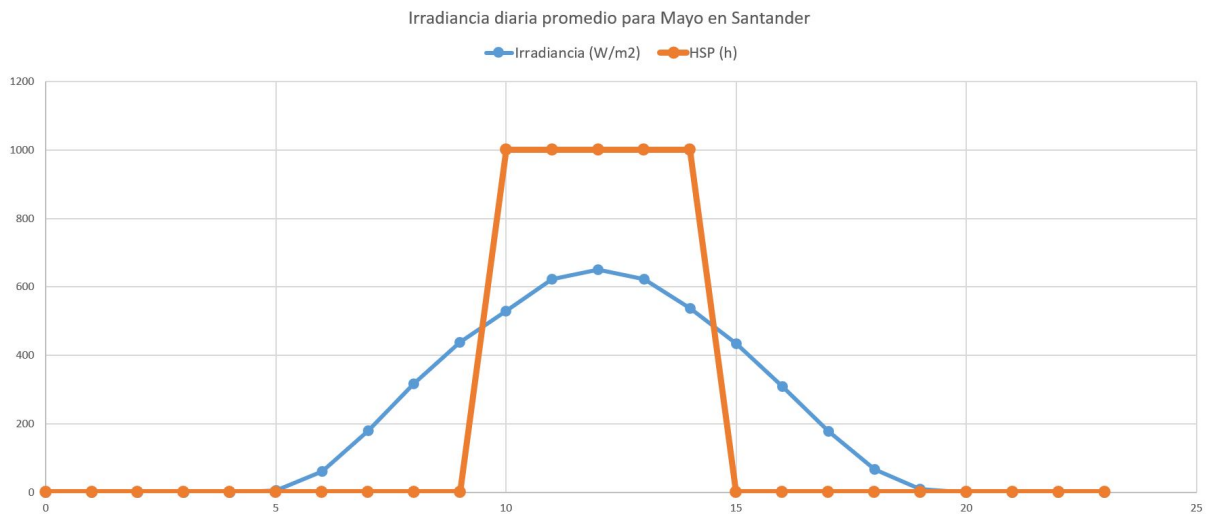
Una vez estimadas las HSP, el cálculo de la generación de una instalación FV es directo, ya que simplemente implica multiplicar la potencia pico por las HSP. Por ejemplo, si suponemos una instalación para Santander de  $10 \text{ kWp}$ , la energía generada durante un día de mayo sería:

$$E = P_{PICO} \cdot HSP = 10 \text{ kWp} \cdot 4,96 = 49,6 \text{ kWh} \quad (2.23)$$

Hay que destacar dos aspectos:

**Las unidades** resultantes son, como cabe esperar, de energía, ya que la potencia pico de la instalación se expresa en vatios (W) y las HSP en horas (h)

**El uso de HSP** simplemente se pone en práctica por comodidad a la hora de realizar los cálculos, ya que, lógicamente, los valores de radiación solar han de ser los mismos en cualquier caso. En este sentido la [Figura 116](#) trata de clarificar este punto al representar la curva equivalente para las HSP del ejemplo<sup>1</sup>. En ambos casos (curva real y curva HSP) la energía asociada (área debajo de ambas curvas) debe ser la misma.



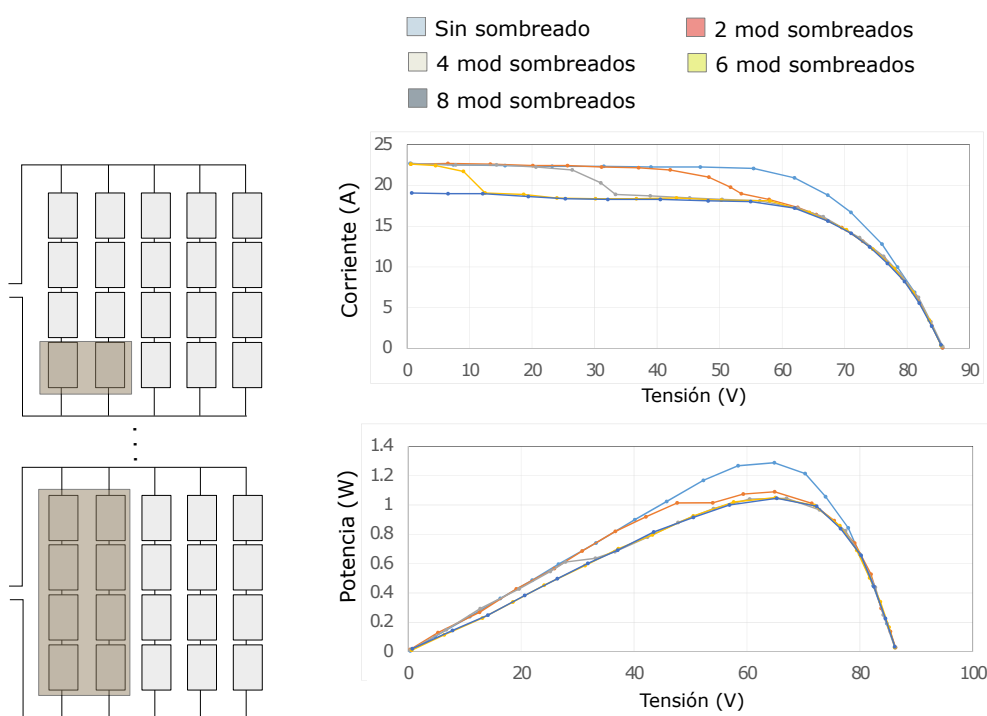
**Figura 116.** Representación de las curvas de irradiación “real” y HSP para el ejemplo. Fuente: elaboración propia.

## 2.8.4. Sombreados

La aparición de sombreados en el generador fotovoltaico siempre va a ser una situación a evitar. En este sentido, es importante comprender el efecto de los sombreados sobre el sistema FV atendiendo a las diferentes configuraciones posibles. En la [Figura 111](#) puede apreciarse como un aumento de los módulos en serie sombreados implica un importante aumento de las

<sup>1</sup>Por motivos de representación en Excel, la curva HSP aparece ligeramente distorsionada, aunque debiera aparecer como un rectángulo de altura  $1000 \text{ W/m}^2$  y ancho HSP.

pérdidas en potencia asociadas. Sin embargo, si lo que tenemos son ramas de módulos en paralelo, el hecho de que la sombra afecta a 1 o más módulos de la misma rama no influye significativamente en la potencia generada (Figura 117). Por último, con el mismo diseño de ramas en paralelo, el hecho de que la sombra afecte a más de una rama sí que vuelve a notarse en las pérdidas en potencia asociadas (Figura 118).



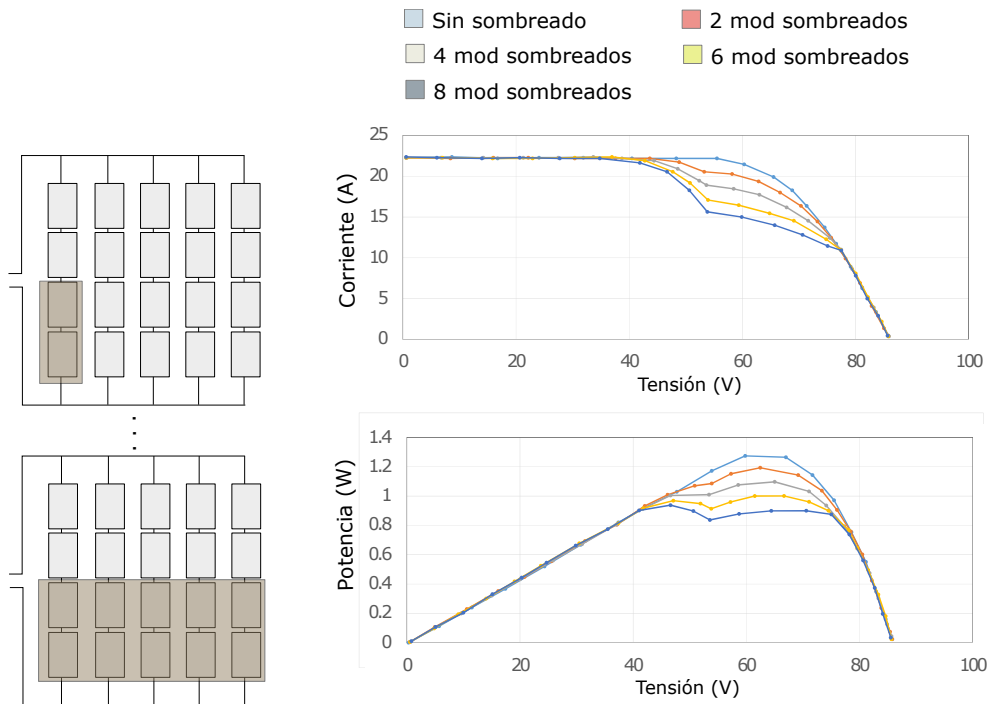
**Figura 117.** Pérdidas por sombreado con paneles conectados en serie. Elaboración propia (datos sacados de Planning and Installing Photovoltaic Systems (2nd edition)).

### Importante 2.25: Diseño con sombras

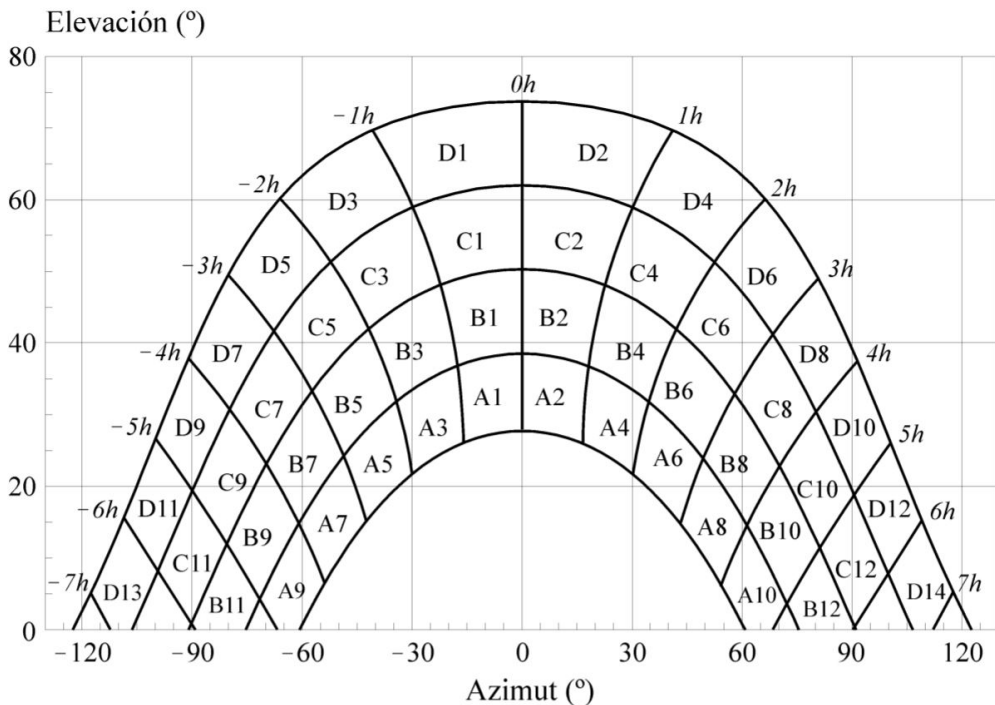
Como conclusión, está claro que ante una situación de sombreado sobre la instalación FV, lo idóneo será realizar un diseño con cadenas en paralelo en el que se minimice el número de cadenas afectadas por las sombras. Si no existen problemas de sombreado, la recomendación general es tender hacia diseños en serie, por tener menos complejidad y trabajar con menores corrientes, entre otros factores.

## 2.8.5. Estimación de pérdidas causadas por sombreado

En su pliego de condiciones para las instalaciones conectadas a red, el IDAE propone el siguiente método para estimar las pérdidas de radiación solar por sombreado. La idea es usar un diagrama con las **trayectorias del Sol** a lo largo del año y representar el perfil de los **obstáculos** que pueden bloquear estos caminos y proyectar sombras sobre el generador fotovoltaico. Este perfil de obstáculos se puede obtener utilizando un teodolito, ya que se debe expresar en acimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).



**Figura 118.** Pérdidas por sombreado con paneles conectados en serie. Elaboración propia (datos sacados de Planning and Installing Photovoltaic Systems (2nd edition)).



**Figura 119.** Trayectorias del Sol. Fuente: Pliego de condiciones del IDAE para instalaciones conectadas a red). Enlace: <https://bit.ly/3doQ5AS>.

Así, una vez dispuesto el perfil de los obstáculos en el diagrama de [Figura 119](#), se trata de considerar todos los sectores total o parcialmente ocultos, considerando factores de ocultación



para cada sector de 0,25, 0,5, 0,75, o 1. Cada uno de esos factores se multiplicará por el coeficiente correspondiente en la **reference table** elegida. La tabla de referencia seleccionada debe ser aquella con los valores de  $\beta$  y  $\alpha$  más similares a los del generador fotovoltaico en estudio. **Figura 120** muestra un ejemplo de tablas de referencia del total de 11 que se incluyen en el documento IDAE<sup>1</sup>. Finalmente, las pérdidas totales por sombreado se obtendrán como la suma de la contribución de todos los sectores.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

**Figura 120.** Ejemplo de tablas de referencia para el cálculo de pérdidas por sombreado. Fuente: Pliego de condiciones del IDAE para instalaciones conectadas a red. Enlace: <https://bit.ly/3doQ5AS>

Veámoslo a través del ejemplo que se muestra en **Figura 121**. Podemos ver como el perfil de ocultación muestra un edificio que proyectará sombras durante determinadas épocas del año sobre el generador fotovoltaico de la instalación objeto de estudio. En el ejemplo se supone que la instalación está en Madrid y que la inclinación del generador será de  $30^\circ$ , mientras que su orientación será de  $10^\circ$  (Sureste).

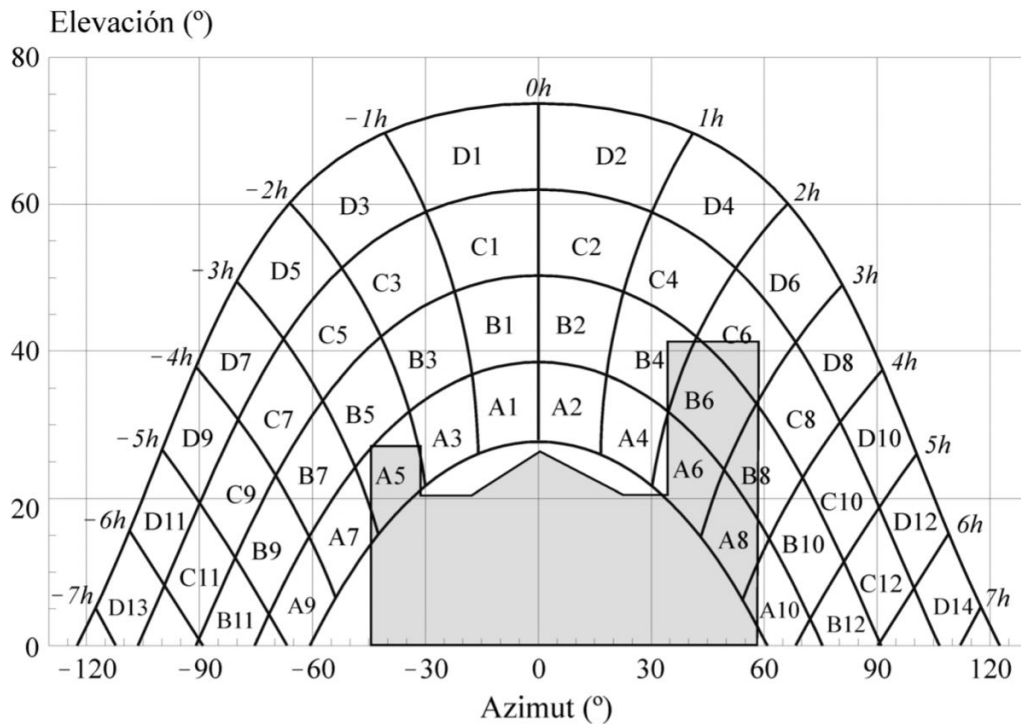
Así, la tabla de referencia a elegir en este caso sería la de **Figura 122**, ya que es la que tiene valores de  $\beta$  y  $\alpha$  más cercanos a los del ejemplo. Las pérdidas por sombreado (en %) resultarían del siguiente cálculo:

$$PS(\%) = 0,25 \cdot B_4 + 0,5 \cdot A_5 + 0,75 \cdot A_6 + B_6 + 0,25 \cdot C_6 + A_8 + 0,5 \cdot B_8 + 0,25 \cdot A_{10} \quad (2.24)$$

$$PS(\%) = 0,25 \cdot 1,89 + 0,5 \cdot 1,84 + 0,75 \cdot 1,79 + 1,51 + 0,25 \cdot 1,65 + 0,98 + 0,5 \cdot 0,99 + 0,25 \cdot 0,11 \quad (2.25)$$

Haciendo la suma, el valor sería del 6,16%. Teniendo en cuenta la precisión del procedimiento, tendría sentido redondear y asumir **pérdidas por sombreado** de aproximadamente **6%**.

<sup>1</sup>Fuente: Especificaciones IDAE para instalaciones conectadas a red). Enlace: <https://bit.ly/3doQ5AS>



**Figura 121.** Ejemplo de cálculo de pérdidas por sombreado: diagrama de trayectorias del Sol con perfil de ocultación. Fuente: Pliego de condiciones del IDAE para instalaciones conectadas a red). Enlace: <https://bit.ly/3doQ5AS>

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

**Figura 122.** Ejemplo de cálculo de pérdidas por sombreado. Fuente: Pliego de condiciones del IDAE para instalaciones conectadas a red). Enlace: <https://bit.ly/3doQ5AS>

## 2.9. Ejemplo 1 de dimensionamiento de una instalación conectada a red

El primer ejemplo de dimensionamiento que vamos a ver se refiere a una instalación conectada a red.

En este ejercicio vamos a partir de los siguientes datos como enunciado:

- Vivienda unifamiliar en terreno urbano
- Inversión máxima de 35000 euros
- Superficie de tejado =  $51 \text{ m}^2$  (8.5 x 6.0 m)
- Orientación sur e inclinación  $45^\circ$
- Tejado completamente libre de sombras
- Coste por kWp instalado (aproximado) = 5500 euros
- El propietario quiere la máxima potencia posible
- Temperaturas ambiente ( $-10^\circ\text{C}$ ,  $40^\circ\text{C}$ )
- Longitud y latitud: vivienda situada en España

### Estimación inicial del sistema

Si bien no es un dato estrictamente necesario, si es interesante poderse hacer una idea inicial de la potencia que tendrá la instalación. Esto se puede hacer de diferentes maneras, por ejemplo si se conoce el dato de superficie/potencia asociado a la tecnología seleccionada<sup>1</sup>.

En el caso del Si monocristalino (vamos a suponer que se desea generar la máxima energía posible en una situación sin sombras y con radiación normal) este dato es de  $9\text{m}^2/\text{kWp}$ . De esta manera:

$$\frac{51\text{m}^2}{9\text{m}^2/\text{kWp}} = 5.67\text{kWp}^2 \quad (2.26)$$

<sup>1</sup>Por defecto siempre se trabajará con Si cristalino salvo que existan condiciones puntuales que lo justifiquen (o se especifique en el enunciado).

<sup>2</sup>¡IMPORTANTE!: este dato es meramente orientativo, no condiciona en nada el dimensionamiento.

### Selección del módulo FV

Una vez seleccionada la tecnología FV, la selección de un modelo determinado de módulo estará condicionada por nuestra experiencia con diferentes fabricantes, por el presupuesto que se maneje, etc. En este caso vamos a suponer que seleccionamos el modelo SP 165-M 24V, con las siguientes características:

- Peak power: 165 Wp
- Length = 1.61 m; Width = 0.81 m
- $V_{MPP}$  (STC) = 35.35 V
- $I_{MPP}$  (STC) = 4.67 A
- $V_{OC}$  (STC) = 43.24 V
- $I_{SC}$  (STC) = 5.10 A
- Coeficiente de tensión: TK ( $V_{OC}$ ) = -168.636 mV/K
- Coeficiente de intensidad: TK ( $I_{SC}$ ) = 2.0 mA/K
- Coeficiente de potencia: TK ( $P_{NOM}$ ) = -0.420 %/K

### Cálculo del número de módulos

En este ejemplo, como la instalación es en tejado, el número de módulos vendrá determinado por el espacio disponible en el tejado<sup>1</sup>. Como se conocen las dimensiones del tejado y de los paneles, los cálculos son sencillos:

#### En formato “apaisado”

$$num\_paneles\_largo = \frac{LongitudtejadoL_D = 8.5m}{LongitudmoduloM_D = 1.61m} = 5.27 \quad (2.27)$$

$$num\_paneles\_ancho = \frac{AnchuratejadoL_D = 6.0m}{AnchuramoduloM_D = 0.81m} = 7.41 \quad (2.28)$$

$$Maximode5x7 = 35modulos(apaisados) \quad (2.29)$$

#### En formato “vertical”

$$num\_paneles\_largo = \frac{LongitudtejadoL_D = 8.5m}{AnchuramoduloM_D = 0.81m} = 10.49 \quad (2.30)$$

<sup>1</sup>Estamos suponiendo un tejado orientado al sur. Normalmente las viviendas unifamiliares tienen tejados a dos aguas (con dos orientaciones). Aceptando ese supuesto, lógicamente NO se instalarían paneles en el agua norte por no tener sentido al encontrarnos en el hemisferio norte.

$$\text{num\_paneles\_ancho} = \frac{\text{Anchuratejado } L_D = 6.0m}{\text{Longitud modulo } M_D = 1.61m} = 3.73 \quad (2.31)$$

Máximo de  $10 \times 3 = 30$  módulos (verticales)

En este caso la configuración óptima es apaisada ya que permite colocar **35 paneles en el tejado**.

#### *Importante 2.26: Distancias entre los módulos*

Si el fabricante no lo especifica, es conveniente considerar una distancia mínima de separación entre los módulos para favorecer su refrigeración (sobre todo si van instalados en tejado), ya que de otro modo sufrirán un mayor calentamiento que, como es sabido, afecta negativamente a su rendimiento.

### 2.9.1. Cálculo de los rangos de tensiones de los módulos

Como ya sabemos, la temperatura afecta al rendimiento de los paneles, en especial a su tensión de salida. Por ello hay que calcular las variaciones sobre la tensión nominal que sufrirán los paneles empleando los coeficientes de temperatura especificados por el fabricante.

#### *Importante 2.27: Rango de temperaturas*

Para España se recomienda trabajar con un rango de temperaturas de entre  $-10$  y  $70^\circ\text{C}$  (esto es, con variaciones de  $-35$  y  $+45^\circ\text{C}$  con respecto a la temperatura de célula). Si no se especifica una temperatura que exceda este rango para el emplazamiento seleccionado, esas son las temperaturas de célula que han de utilizarse.

Calculemos el rango de tensiones para  $V_{OC}$  y  $V_{MPP}$ :

$$V_{OC}(-10^\circ\text{C}) = 43.24V + (-35^\circ\text{C}) \cdot (-168.636\text{mV/K}) = 49.14V \quad (2.32)$$

$$V_{OC}(70^\circ\text{C}) = 43.24V + (45^\circ\text{C}) \cdot (-168.636\text{mV/K}) = 35.65V \quad (2.33)$$

$$V_{MPP}(-10^\circ\text{C}) = 35.35V + (-35^\circ\text{C}) \cdot (-168.636\text{mV/K}) = 41.25V \quad (2.34)$$

$$V_{MPP}(70^\circ\text{C}) = 35.35V + (45^\circ\text{C}) \cdot (-168.636\text{mV/K}) = 27.76V \quad (2.35)$$

**Importante 2.28: Rango de tensiones**

Con estos cálculos comprobamos lo visto en teoría: un panel monocristalino estándar presenta una fuerte variación en la tensión de salida frente a cambios de temperatura. En este caso las variaciones frente a ambas tensiones nominales son de entre 6 y 8V (en caso de conexiones en serie este valor se multiplicaría por el número de paneles en serie en cada cadena).

**Importante 2.29: Coeficientes de temperatura**

Hay que fijarse **MUY BIEN** en cómo expresa el fabricante los coeficientes de temperatura, por ejemplo el de tensión puede ir expresado en mV/K (visto en este ejemplo) o en %/K (el % se aplica sobre el valor nominal del parámetro que se esté considerando,  $V_{OC}$  en el siguiente ejemplo). Para clarificar este punto vamos a repetir el paso anterior, pero con los coeficientes expresados de la segunda manera.

Los coeficientes expresados en %/K (el de potencia suele ir siempre expresado así) serían:

- Coeficiente de tensión:  $T_K(V_{OC}) = -0.400\%/K$
- Coeficiente de intensidad:  $T_K(I_{SC}) = 0.0232\%/K$
- Coeficiente de potencia:  $T_K(P_{NOM}) = -0.420\%/K$

Y repitiendo los cálculos anteriores (como ejemplo sólo para  $V_{OC}$ ):

$$V_{OC}(-10^{\circ}C) = 43.24V + (-35^{\circ}C) \cdot (-0.400\%/K(43.24V)) = \tag{2.36}$$

$$= 43.24V + (-35^{\circ}C) \cdot (-0.1730V/^{\circ}C) = 49.29V \tag{2.37}$$

**2.9.2. Selección del inversor**

En términos generales y como ya se ha comentado en apartados anteriores, en instalaciones de hasta 5 o 6kWp (como la de este ejemplo) y sin otras restricciones como zonas de sombreado o similar, se recomienda el uso de un **inversor central**.

¿Cómo seleccionamos un inversor? Recordemos la [Ecuación 2.15](#):

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{INV-AC}} \tag{2.38}$$

Recordemos también que se recomendaba usar un factor  $SR_{AC} = 1.1$ , así que, como hemos supuesto que se colocarán 35 paneles de 165Wp cada uno, la potencia del generador será  $P_{GEN} = 5.775Wp$ , y la potencia del inversor deberá ser:



$$P_{INV-AC} = \frac{5.775Wp}{1.1} = 5.25W \quad (2.39)$$

Fijémonos por ejemplo en la familia de inversores Sunny Boy de SMA (puedes descargar el datasheet aquí: <http://www.sma-america.com/uploads/media/SUNNYBOY5678-DCA111929W.pdf>).

Aunque si nos fijamos en el primer parámetro *Max. recommended PV power (@ module STC)* podríamos seleccionar el modelo Sunny-Boy 5000-US, atendiendo al criterio anterior deberíamos seleccionar el modelo 6000 (ver parámetro *AC nominal power*).

Los valores en los que debemos fijarnos en el *datasheet* para el dimensionamiento son:

- Max. DC voltage = 600 V
- Min. DC voltage = 250 V
- Max. input current / per string = 25 A / 20 A
- Number of MPP trackers / fused strings per MPP tracker = 1 / 4
- MPP voltage range = 250 V - 480 V

### 2.9.3. Configuración inversor/módulos (número de cadenas)

Con los rangos de tensión calculados anteriormente para los módulos, puede establecerse el número de paneles máximo  $N_{MAX}$  y mínimo  $N_{MIN}$  que pueden instalarse en serie (sumando tensiones) por cadena:

$$N_{MAX} = V_{INVMAXDC}/(V_{MPP}(-10^{\circ}C)) = (600V)/(41.25V) = 14.46 \quad (2.40)$$

$$N_{MAX} = V_{INVMINDC}/(V_{MPP}(+70^{\circ}C)) = (250V)/(27.76V) = 9 \quad (2.41)$$

En realidad sólo hemos verificado la condición para  $V_{MPP}$ , pero sabemos que la tensión en circuito abierto es siempre la máxima que puede entregar un panel, por lo que en realidad esta será la que limite el número máximo de módulos:

$$N_{MAX} = V_{INVMAXDC}/(V_{OC}(-10^{\circ}C)) = (600V)/(49.14V) = 12.21 \quad (2.42)$$

Con los cálculos realizados vemos que podemos tener cadenas a la entrada del inversor (en este caso el inversor permite conectar un máximo de 4 cadenas a su entrada) que pueden tener entre 9 y 12 paneles (de los seleccionados) en serie.

Con este dato, y sabiendo que en el tejado hay espacio para un **máximo de 35 paneles**, hay que valorar qué configuración permite instalar el mayor número de módulos/potencia. En este caso esa configuración se da para el caso de suponer **3 cadenas con 11 paneles por cadena**.

#### *Importante 2.30: Inversor Central*

Como ya vimos en teoría, para que el inversor pueda llevar de manera eficiente a todas las cadenas a su MPP, es necesario que los módulos de cada cadena tengan las mismas condiciones (inclinación, orientación) y, por supuesto, que **cada cadena tenga el mismo número de módulos**.

Con la configuración seleccionada: ¿se respetan también las limitaciones en corriente del inversor?

La máxima corriente del módulo (la de corto-circuito) es:  $I_{SC}(STC) = 5.10 \text{ A}$ . Como se tienen 3 cadenas en paralelo:

$$3 \cdot I_{SC} = 15.30 \text{ A} \leq 20 \text{ A} \quad (2.43)$$

Vemos por tanto que se respetan las limitaciones de corriente del inversor con el diseño propuesto.

#### *Importante 2.31: Revisión Final*

El diseño final quedaría por tanto de un generador FV con 33 paneles distribuidos en 3 cadenas en paralelo cada una con 11 paneles en serie asociadas a un inversor central.

#### *Cuestión 2.21: Revisión Final: Inversor (400 XP)*

Revisa el datasheet del inversor de nuevo y verifica que no hay ningún problema para usarlo teniendo en cuenta el enunciado. Justifica tu respuesta.

**Cuestión 2.22: Modificación del enunciado (800 XP)**

Para verificar que realmente has comprendido el procedimiento seguido para el dimensionamiento de esta instalación conectada a la red, repite el ejercicio modificando los siguientes supuestos del enunciado:

- Tejado: supón la misma superficie, pero en este caso el tejado tiene dos aguas orientadas al este y oeste (cada vertiente tiene la misma superficie:  $51m^2$ )
- Paneles: busca otro modelo de panel de tecnología Si cristalino (mono o poli) y repite los cálculos con los datos del fabricante. Si es posible, trata de averiguar el precio del panel.
- Inversor: selecciona un modelo de inversor distinto al del ejemplo, verificando que es válido para el caso planteado. Si es posible, trata de averiguar su precio.

## 2.10. Ejemplo 2. Instalación FV aislada para una vivienda

El ejemplo anterior nos ha permitido analizar diversos aspectos de una instalación FV, pero otros quedan restringidos a instalaciones aisladas, como puede ser la necesidad de hacer un análisis de la demanda energética, dimensionamiento de las baterías, etc.

Veamos el enunciado: Se desea realizar una instalación FV para una vivienda aislada de la red que se planea utilizar todos los días entre Marzo y Octubre e intermitentemente en los meses de invierno. El cliente desea realizar la instalación en AC (lógicamente hablamos de la parte de las cargas).

Por último, el tejado se supone pequeño y con sombras por lo que, se piensa en una instalación sobre suelo a 30 m de la casa en una parcela adyacente.

Suponer una eficiencia global del sistema FV  $\eta_{SYS} = 60\%$ .

Cargas	P (W)	Nº	PTOTAL(W)	Horas	Wh
Lampas fluorescentes	11	3	33	3	99
Lámpara cocina	20	1	20	1.5	30
Iluminación cabaña	100	2	200	0.2	40
TV	60	1	60	1	60
Microondas	700	1	700	0.4	140
Batidora	400	1	400	0.1	40
Nevera	80	1	80	5	400
<b>Total</b>			<b>1493 W</b>		<b>809 Wh</b>

## Inventario de la demanda energética

En este tipo de instalaciones es fundamental realizar de manera lo más exhaustiva posible un inventario de la demanda de energía. En este caso se han supuesto los siguientes consumos (ver tabla).

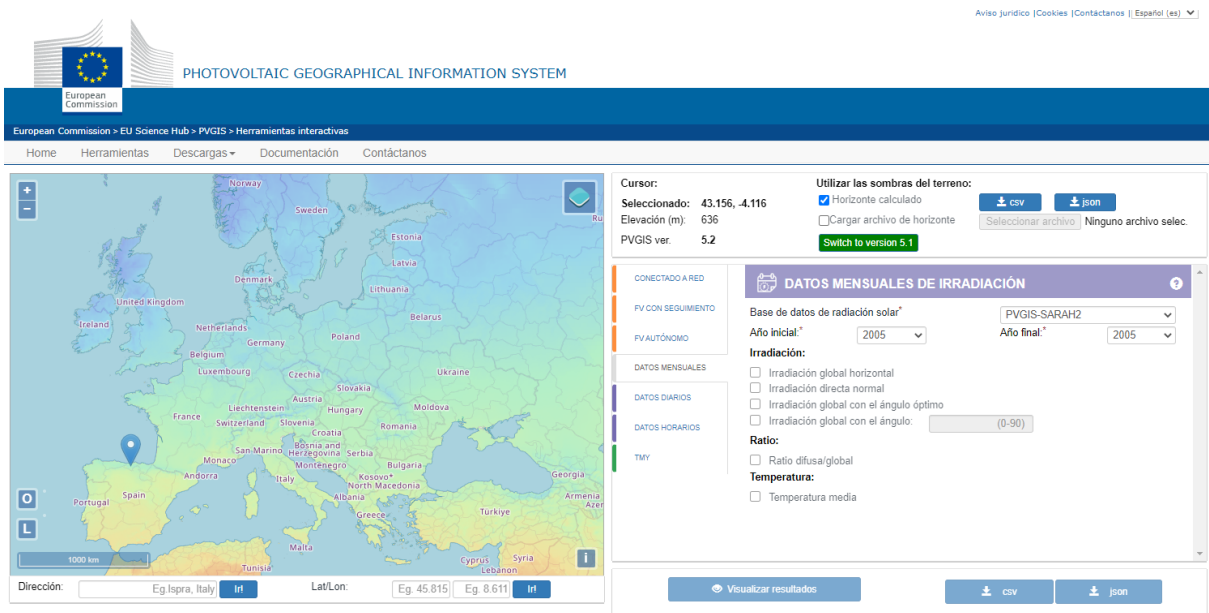
### Importante 2.32: Consumos en instalaciones aisladas

Aunque cada caso es distinto, es cierto que en las instalaciones aisladas siempre se tratan de minimizar los consumos al mínimo, prescindiendo en ocasiones de comodidades que de otro modo sí se tendrían. Si hablamos de una vivienda habitual, lo normal será hablar de sistemas de autoconsumo instantáneo o soportado por baterías, pero también con respaldo de la red o, en todo caso, de grupos electrógenos.

## Datos de radiación solar

Para disponer de los datos de radiación solar vamos a suponer que la instalación se realizará en Santander (latitud 43.47°).

Existen muchas bases de datos meteorológicas, pero una de las más recomendables es PVGIS, como ya hemos visto anteriormente



**Figura 123.** Captura de pantalla de la aplicación online PVGIS en su apartado “Datos mensuales”. Fuente: PVGIS (c) European Communities. Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

Para conseguir los datos, supondremos que la instalación tendrá soportes fijos, con lo que seleccionaremos el ángulo de inclinación óptimo anual según el IDAE:

$$\beta_{OPT} = \alpha - 10 = 33.47^\circ$$

Month	Hh	H(33)	TD
Jan	1410	2280	10.4
Feb	2180	3140	10.1
Mar	3610	4530	12.7
Apr	4380	4780	14.5
May	4960	4910	15.5
Jun	5400	5140	18.2
Jul	5430	5270	20.3
Aug	4770	5030	20.8
Sep	4100	4990	20.1
Oct	2730	3770	18.6
Nov	1550	2400	14.5
Dec	1310	2280	12.5
Year	3490	4050	15.7

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

H(33): Irradiation on plane at angle: 33.47deg. (Wh/m<sup>2</sup>/day)

TD: Average daytime temperature (°C)

**Figura 124.** Datos obtenidos mediante PVGIS para el emplazamiento seleccionado. Fuente: PVGIS (c) European Communities, 2001-2012. Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Como puede apreciarse, PVGIS nos ofrece los datos de irradiancia para el ángulo seleccionado (también para la horizontal).

Lo normal en instalaciones aisladas es diseñar para el peor caso posible, lo que suele denominarse el **mes crítico de referencia**. En este caso ese mes (el que tiene irradiancia mínima) es enero o diciembre, con  $2280\text{Wh}/\text{m}^2/\text{dia}$ .

En vez de trabajar directamente con la irradiancia, en ocasiones en el dimensionamiento se usa el concepto de Hora Solar Pico (HSP)<sup>1</sup>. En este caso las HSP equivalentes serían 2.28 (horas).

## Dimensionamiento del generador FV

La fórmula que puede emplearse en este caso para estimar la potencia del generador FV es:

<sup>1</sup>Las HSP se definen como las horas durante las cuales se tiene una radiación equivalente a la original ( $2280\text{Wh}/\text{m}^2/\text{dia}$  en este caso) pero suponiendo un Sol con irradiancia constante de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  (la irradiancia de las STC)

$$P_{PV} = \frac{E}{G \cdot \eta_{SYS}} \quad (2.44)$$

En la ecuación anterior  $E$  es la energía requerida por la instalación,  $G$  la irradiancia expresada como HSP y  $\eta_{SYS}$  la eficiencia global del sistema FV. Por tanto:

$$P_{PV} = \frac{809Wh}{2.28 \cdot 0.6} = 591.4Wp \quad (2.45)$$

En la ecuación anterior se está suponiendo una eficiencia global de todo el sistema del 60 % (0.6). Este es un valor que, o bien se especifica en el enunciado, o bien se puede calcular si se conocen las eficiencias individuales de cada componente del sistema, tal que:

$$\eta_{SYS} = \eta_{GEN} \cdot \eta_{REG} \cdot \eta_{C-GEN-REG} \cdot \eta_{BAT} \cdot \eta_{C-REG-BAT} \cdot \eta_{INV} \cdot \eta_{C-BAT-INV} \quad (2.46)$$

Donde se estarían teniendo en cuenta las eficiencias asociadas al generador FV, al regulador, a la sección de conductor entre el generador y el regulador (y el regulador y la batería y la batería y el inversor<sup>1</sup>) y al inversor).

### Dimensionamiento de las baterías

Para dimensionar la capacidad de las baterías, se puede recurrir a la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{E \cdot A}{V \cdot T \cdot \eta_{INV} \cdot \eta_{CABLE}} \quad (2.47)$$

En la ecuación anterior  $E$  es de nuevo la energía requerida por la instalación,  $A$  es la autonomía expresada en días (ver apartado dedicado a las baterías),  $V$  es la tensión de trabajo ( $24V_{DC}$  en nuestro caso) y  $T$  la profundidad de descarga (vamos a suponer un 50 %). Sustituyendo estos valores en la ecuación anterior:

$$Q = \frac{809Wh \cdot 5días}{24V \cdot 0.5 \cdot 0.9 \cdot 0.97} = 386Ah \quad (2.48)$$

<sup>1</sup>Al final de este ejercicio se explicará este punto del diseño.



## Selección de un modelo de panel

Dado que se ha calculado una potencia del generador FV de 591Wp y se quiere trabajar a una tensión de trabajo de  $24V_{DC}$ , una posible opción puede ser seleccionar 4 paneles de 150Wp y 12V, para instalarlos en 2 cadenas en paralelo con 2 paneles en serie en cada una.

Un posible modelo puede ser el siguiente: Renogy 150 Watt 12 Volt Monocrystalline Solar Panel<sup>1</sup>.

Address: 2775 E. Philadelphia St., Ontario, CA, 91761 Tel: 800-330-8678 Fax: 888-543-1164	
<b>Module Type:</b>	<b>RNG-150D</b>
Max Power at STC ( $P_{max}$ )	150 W
Open-Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	22.5 V
Short-Circuit Current ( $I_{sc}$ )	9.05 A
Optimum Operating Voltage ( $V_{mp}$ )	17.9 V
Optimum Operating Current ( $I_{mp}$ )	8.38 A
Temp Coefficient of $P_{max}$	-0.44%/°C
Temp Coefficient of $V_{oc}$	-0.30%/°C
Temp Coefficient of $I_{sc}$	0.04%/°C
Max System Voltage	600VDC (UL)
Max Series Fuse Size Rating	15 A
Fire Rating	Class C
Weight	12kgs / 26.5lbs
Dimensions	1000x990x35mm / 39.5x39x1.4in
STC	Irradiance 1000 W/m <sup>2</sup> , T = 25°C, AM=1.5

**WARNING:** This module produces electricity when exposed to light. Please follow all applicable electrical safety precautions. Only qualified personnel should install or perform maintenance work on these modules. Beware of dangerously high DC voltages when connecting modules. Do not damage or scratch the rear surface of the module. Follow your battery manufacturer's recommendation.

CE, TÜV, ISO 9001, ISO 14001, Quality Control Verified

**Figura 125.** Características del panel seleccionado: Renogy 150 Watt 12 Volt Monocrystalline Solar Panel

Fijándonos en las características, la corriente de corto-circuito del módulo seleccionado es  $I_{SC} = 9.05A$ , por lo que al tener dos cadenas en paralelo, la corriente del generador será  $I_{SC} = 18.10A$ .

## Dimensionamiento del regulador

Como se comentó en la sección dedicada al regulador de carga, su dimensionamiento tiene que tener en cuenta tanto la corriente de entrada como la de salida:

$$I_{ENTRADA} = 1.25 \cdot I_{SC-GENERADOR} = 1.25 \cdot 18.10A = 22.625A \quad (2.49)$$

<sup>1</sup><https://www.amazon.com/Renogy-Watt-Monocrystalline-Solar-Panel/dp/B00KH855YG>

$$I_{SALIDA} = 1.25 \cdot (P_{DC} + (P_{AC}/\eta_{INV}))/V_{BAT} \quad (2.50)$$

Suponiendo que en este caso todos los consumos serán en AC:

$$I_{SALIDA} = 1.25 \cdot (1493W/0.9)/24V = 86.4A \quad (2.51)$$

Con los datos calculados habría que seleccionar un inversor. Un posible modelo podría ser el Steca PR-3030, con una corriente de entrada máxima de 30A<sup>1</sup>.

### **Cuestión 2.23: Selección del regulador de carga (500)**

Consulta las características del fabricante y verifica que el dispositivo seleccionado es realmente válido para este ejemplo.

Trata de encontrar algún modelo válido más y, si es posible, de obtener su precio.

## **Diseño de la instalación**

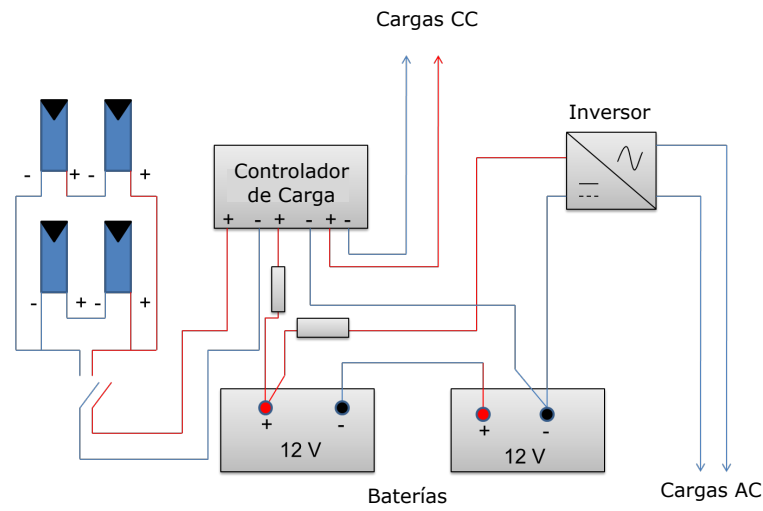
Con los cálculos fundamentales hechos, es importante detenerse un momento para analizar el diseño de la instalación resultante. Veamos dos posibles soluciones en la [Figura 126](#).

Mientras que en el esquema inferior el inversor se conecta a las baterías, en el superior aparece conectado a la salida de cargas del regulador de carga. Aunque el segundo esquema permite un uso menos exigente de la batería, permitiendo alargar su vida útil, el esquema recomendado (muchas veces especificado así por los fabricantes) es el primero.

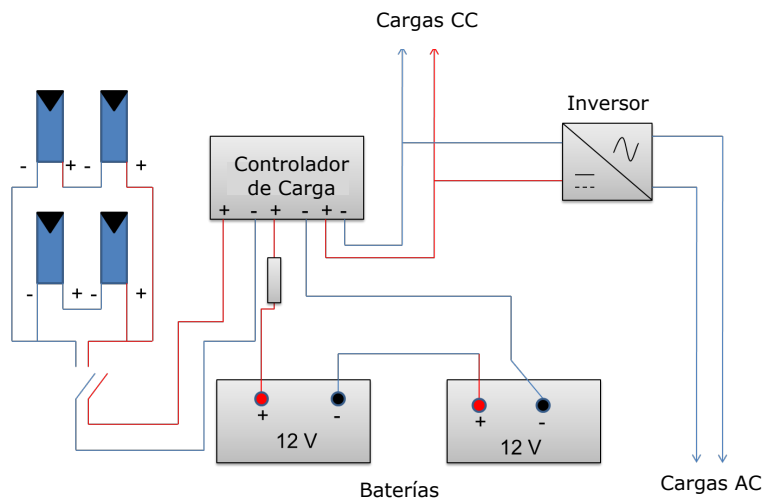
La conexión del inversor a la batería se recomienda porque, dependiendo de los dispositivos seleccionados, la corriente de consumo que va a solicitar el inversor (pensemos en los 86A del ejemplo) va a superar claramente a la que pueda ofrecer el regulador. De este modo, va a ser mucho más costoso seleccionar un regulador de esas características que conectar el inversor a la batería.

Con esto estaría completo el dimensionamiento. Tan sólo restaría calcular la sección del cableado con la [Ecuación 2.52](#) y seleccionar un inversor que sea capaz de entregar la potencia requerida por los consumos.

<sup>1</sup><http://www.steca.com/index.php?Steca-PR-10-30-es-104>



Inversor conectado a las baterías



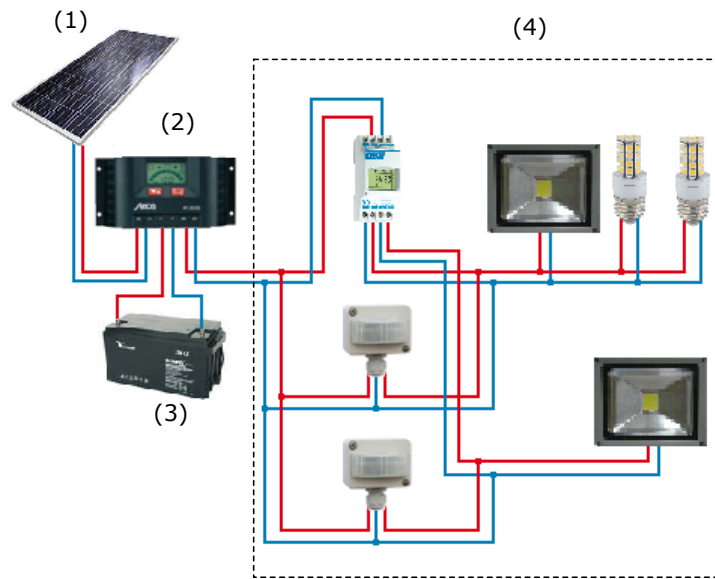
Inversor conectado al controlador de carga

**Figura 126.** Posibles diseños de una instalación FV aislada con consumos en AC (Elaboración propia).

## 2.11. Ejemplo de instalación FV aislada para alumbrado externo de una casa

Vamos a ver ahora un ejemplo específico, destinado especialmente para analizar el dimensionamiento del cableado de la instalación. Se trata de hecho de un proyecto real, implementado siguiendo el dimensionamiento realizado en el TFG “*Instalación fotovoltaica aislada programable para alumbrado exterior con detector de presencia*”<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Se puede consultar el documento en el siguiente enlace: <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/3837>



**Figura 127.** Ejemplo de instalación FV aislada: (1) Generador FV; (2) Regulador de carga; (3) Baterías; (4) Cargas. (Elaboración propia).

El objetivo del proyecto fue el de alimentar con una instalación FV sencilla un alumbrado exterior de una vivienda unifamiliar dotado de detectores de presencia, de tal manera que el sistema tenía un claro objetivo de anti-intrusión.

El diseño del sistema es el ya presentado en la [Figura 101](#). Como puede apreciarse se trata de una instalación sin inversor, ya que los consumos son en DC.

El panel seleccionado es de 100Wp, el regulador de 15 y la batería de 55Ah. El presupuesto asociado al proyecto se muestra en la [Figura 129](#). Resulta muy interesante observar el muy significativo coste del cableado (unos 148 euros) en comparación con el coste total, siendo superior éste al del módulo FV, el regulador y la batería.

Veamos como se ha dimensionado el cableado:

**Cable del regulador hacia las cargas** Para evitar un emplazamiento anti-estético se decidió instalar el panel en un poste de hormigón a una altura de 7 metros, quedando a una distancia de 29.5 metros del cajetín del regulador. Aplicando entonces la [Ecuación 2.52](#):

$$S = \frac{2 \cdot 29.5 \cdot 4.58 A^1}{56 \cdot \%} = 20.10 mm^2 \quad (2.52)$$

Se escogerá por lo tanto una sección de  $25 mm^2$ .



**Figura 128.** Imágenes del proyecto FV (de parte superior a inferior y de izquierda a derecha): imagen de la vivienda con el sistema FV de iluminación en funcionamiento; detalle del panel FV instalado en poste de hormigón; detalle de foco LED de 20W y detector PIR; detalle de la instalación del regulador de carga y la batería. Fuente: *Instalación fotovoltaica aislada programable para alumbrado exterior con detector de presencia (David Lavín)* . Licencia: Atribución-NoComercial-SinDerivadas 3.0 España.

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Precio Total
1	Módulo FV Policristalino 100Wp	1	69,10€	69,10€
2	Regulador de 15A	1	88,90€	88,90€
3	Batería AMG de 55Ah	1	99,90€	99,90€
4	Interruptor astronómico	1	132,69€	132,69€
5	Proyector LED (20W)	2	40,95€	81,90€
6	Lámpara LED (7W)	2	3,69€	7,38€
7	Detector de Presencia	2	6,65€	13,30€
8	Cuadro eléctrico	1	70,00€	70,00€
9	Cable 25mm	59m	2,13€	125,67€
10	Cable 2,5mm	51m	0,44€	22,44€
11	Material vario	-	67,18€	67,18€
				Total: 778,46€

\*No se tienen en cuenta los gastos de instalación

**Figura 129.** Presupuesto asociado al proyecto FV. Fuente: *Instalación fotovoltaica aislada programable para alumbrado exterior con detector de presencia (David Lavín)* . Licencia: Atribución-NoComercial-SinDerivadas 3.0 España.

**Cable del panel al regulador** En este caso la longitud del cable será de 5.5m y la corriente máxima de 5.56A. Repetiendo los cálculos anteriores resulta una sección de  $4.55\text{mm}^2$ , por lo que se seleccionará un cable de  $6\text{mm}^2$ .

*Importante* **2.33: Cableado y conversor DC/DC**

Con este ejemplo queda clara la importancia, no sólo de un correcto dimensionado del cableado de la instalación, sino también del impacto del coste del cableado en el global de una instalación FV.

Quedará a juicio del diseñador si es conveniente o no la instalación de un conversor DC/DC o dispositivo similar que permita trabajar a una tensión superior con el consiguiente ahorro en cableado.