

# **Curso en Auditoría y Ahorro Energético: *Viviendas y Terciario***

## ***Energía Eléctrica*** ***Energía Solar Fotovoltaica*** **Módulo 4**

***Eloy Díaz***

***Universidad de Vigo***

*Vigo, 25 octubre 2011*

# Energía Solar Fotovoltaica

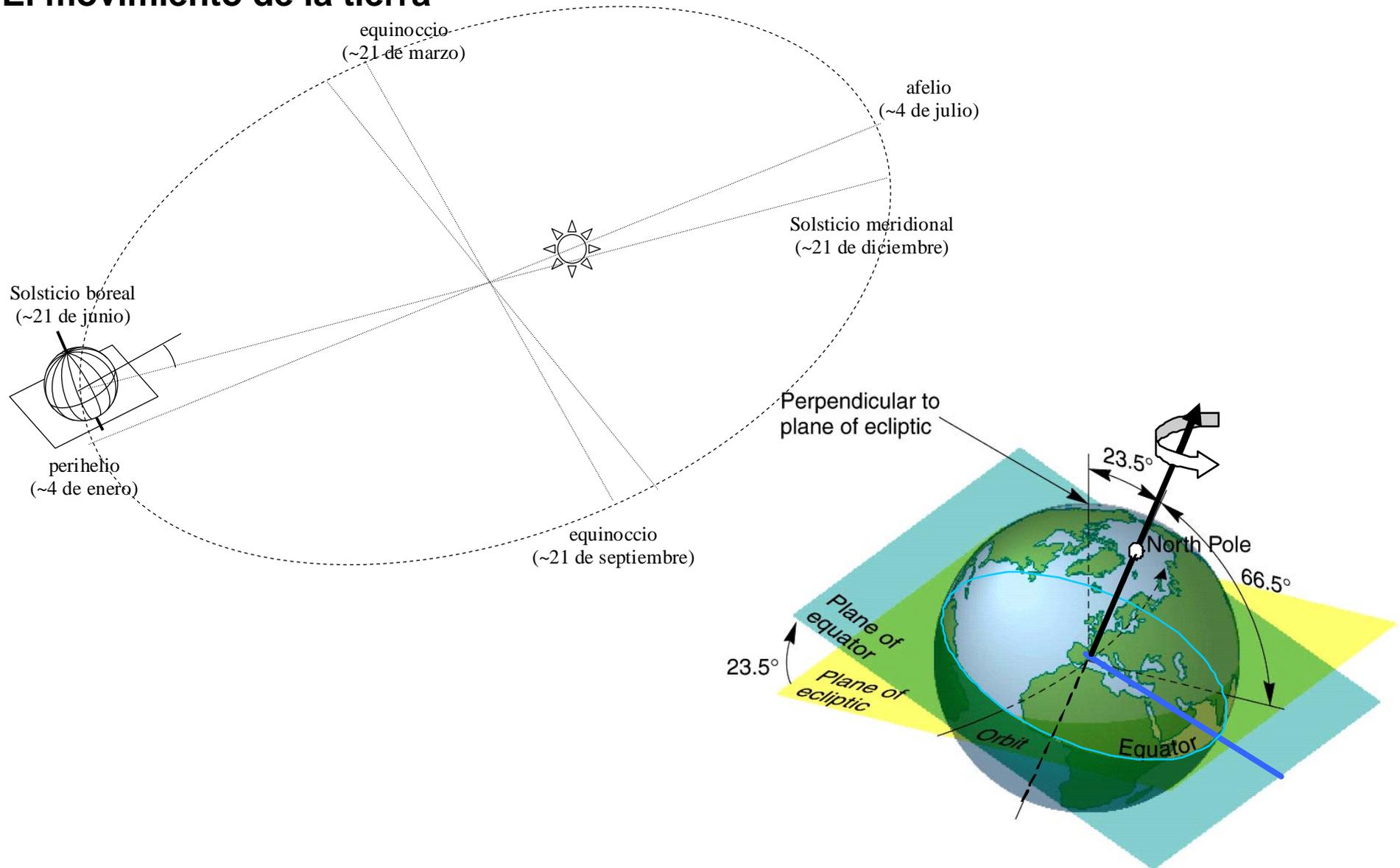
## Índice

- El recurso solar
- Las tecnologías
- Las instalaciones
- Normativa
- Ejemplo



# Energía Solar Fotovoltaica

## El movimiento de la tierra



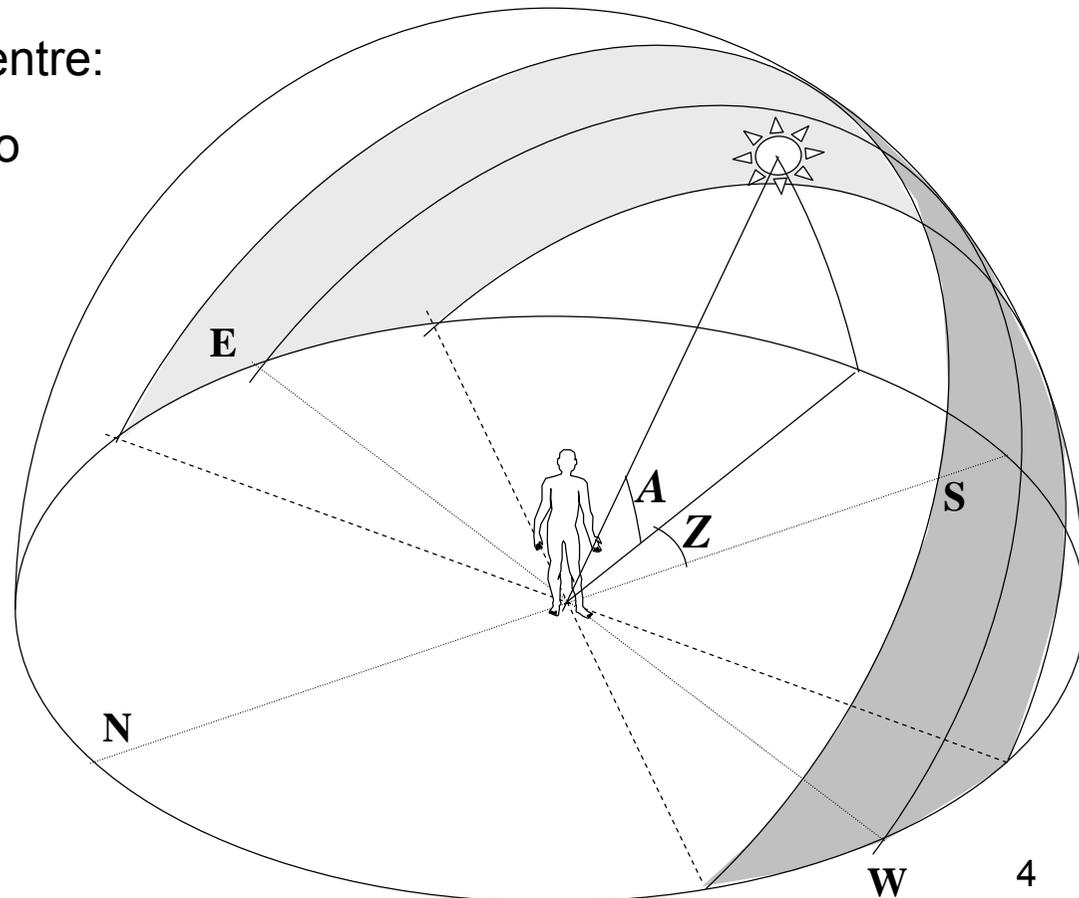
# Energía Solar Fotovoltaica

## El movimiento relativo del sol

*El sol luce 4380 horas al año en cualquier punto de la tierra. La diferencia entre unos sitios y otros está en la elevación que alcanza el sol y lo nublado que está a lo largo del año*

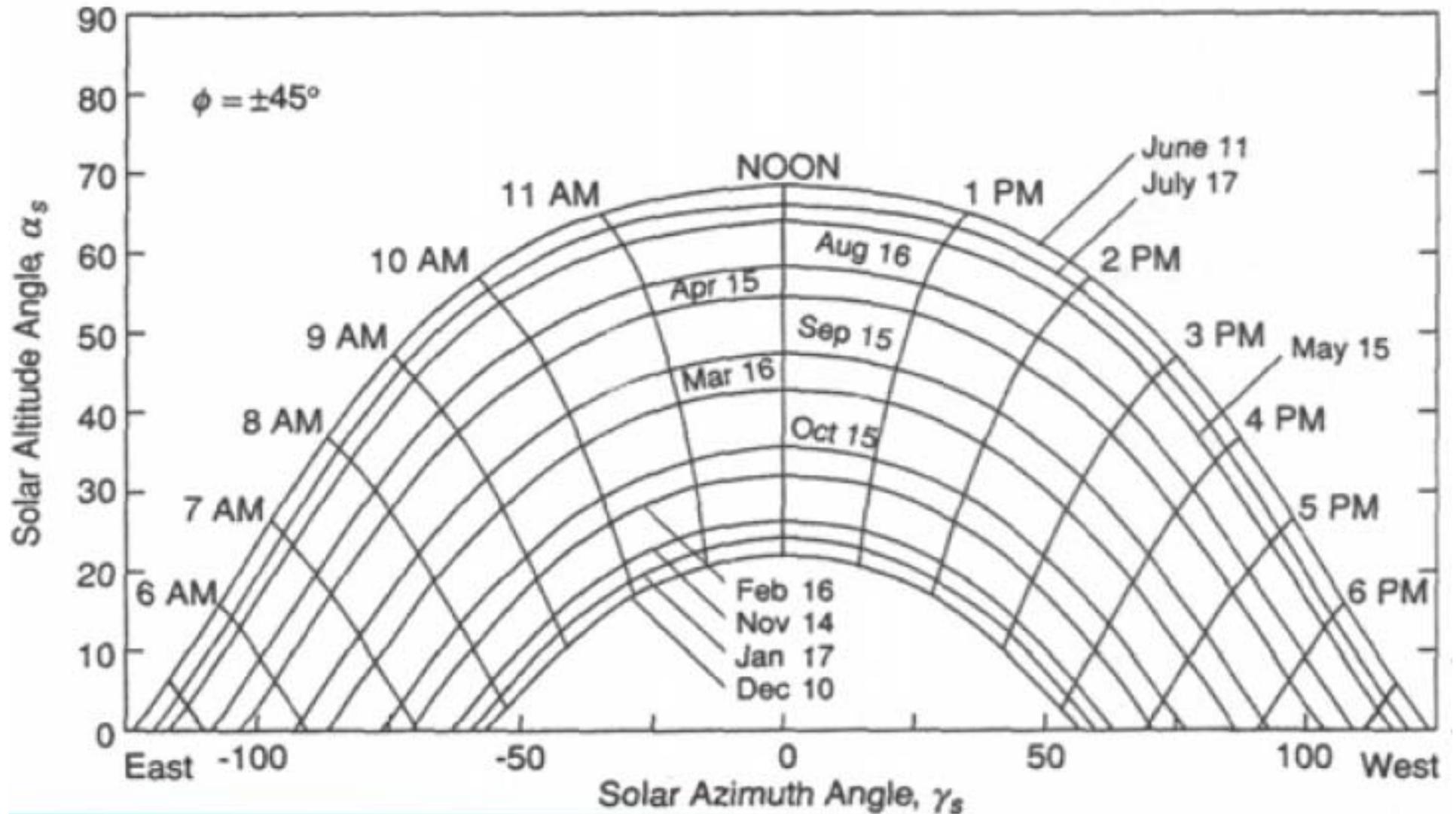
En Galicia las horas de sol varían entre:

- 9 horas en el solsticio de invierno
- 12 horas en los equinoccios de primavera y otoño
- 15 horas en el solsticio de verano



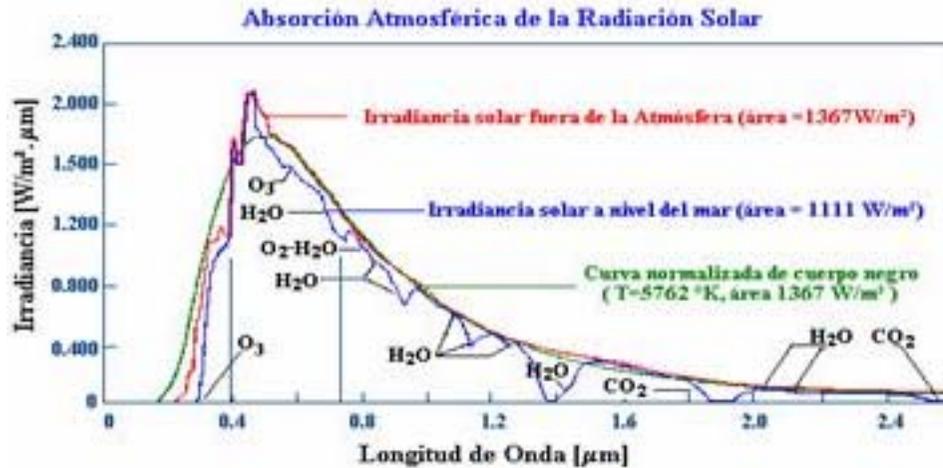
# Energía Solar Fotovoltaica

## La Carta Solar



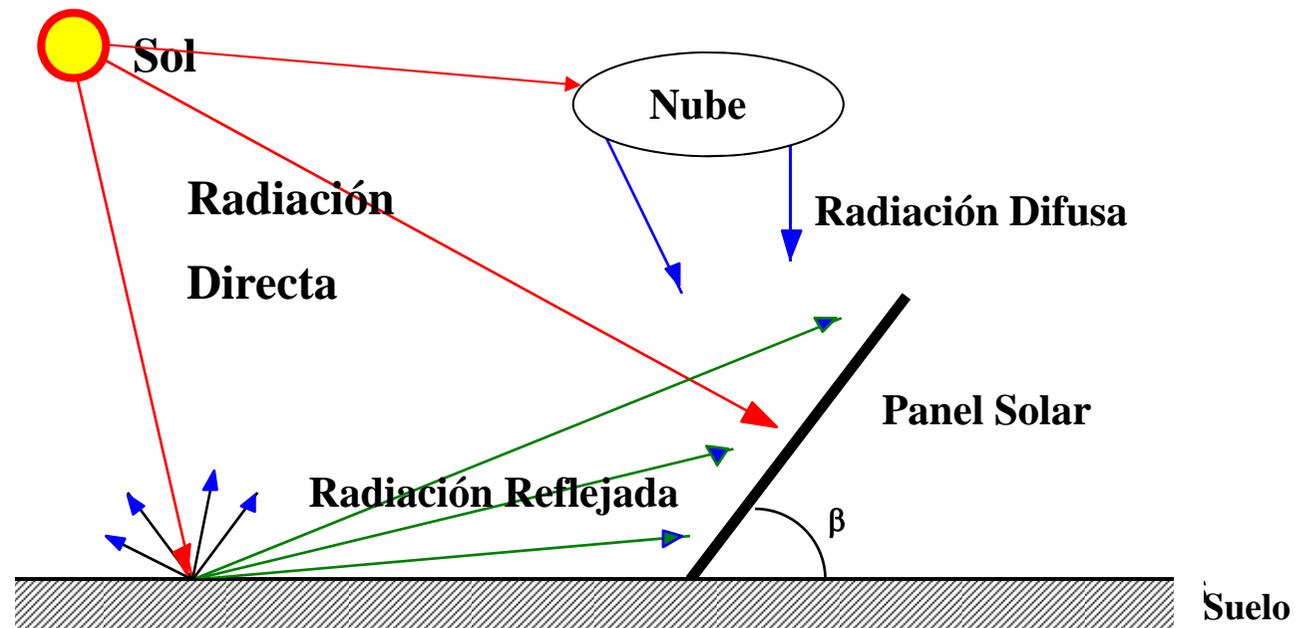
# Energía Solar Fotovoltaica

## La Radiación Solar



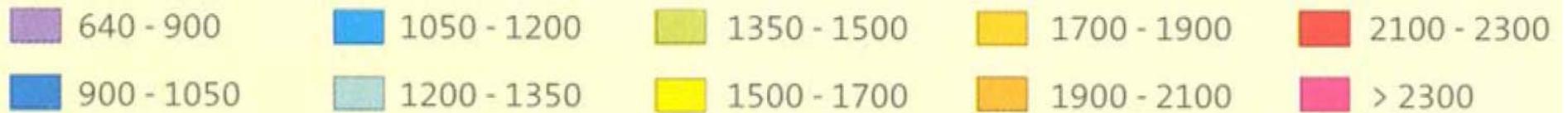
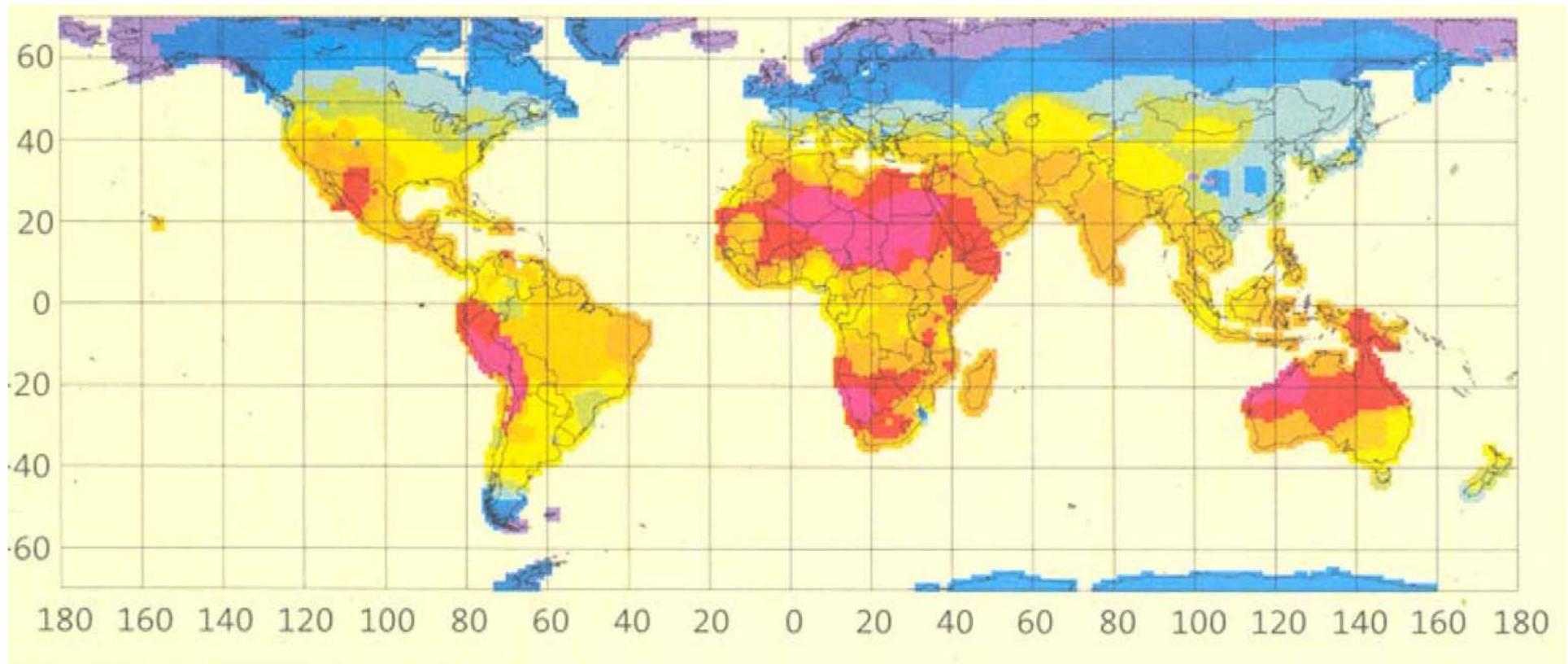
De la Energía del sol, el 9% es en radiación del espectro ultravioleta, el 38% en el visible y el 53% en el infrarrojo

Una parte de esta energía es reflejada y otra es absorbida por la atmosfera terrestre, por lo que mas del 35% de esta energía no llega a alcanzar la superficie terrestre.



# Energía Solar Fotovoltaica

## La Energía Solar en la Tierra



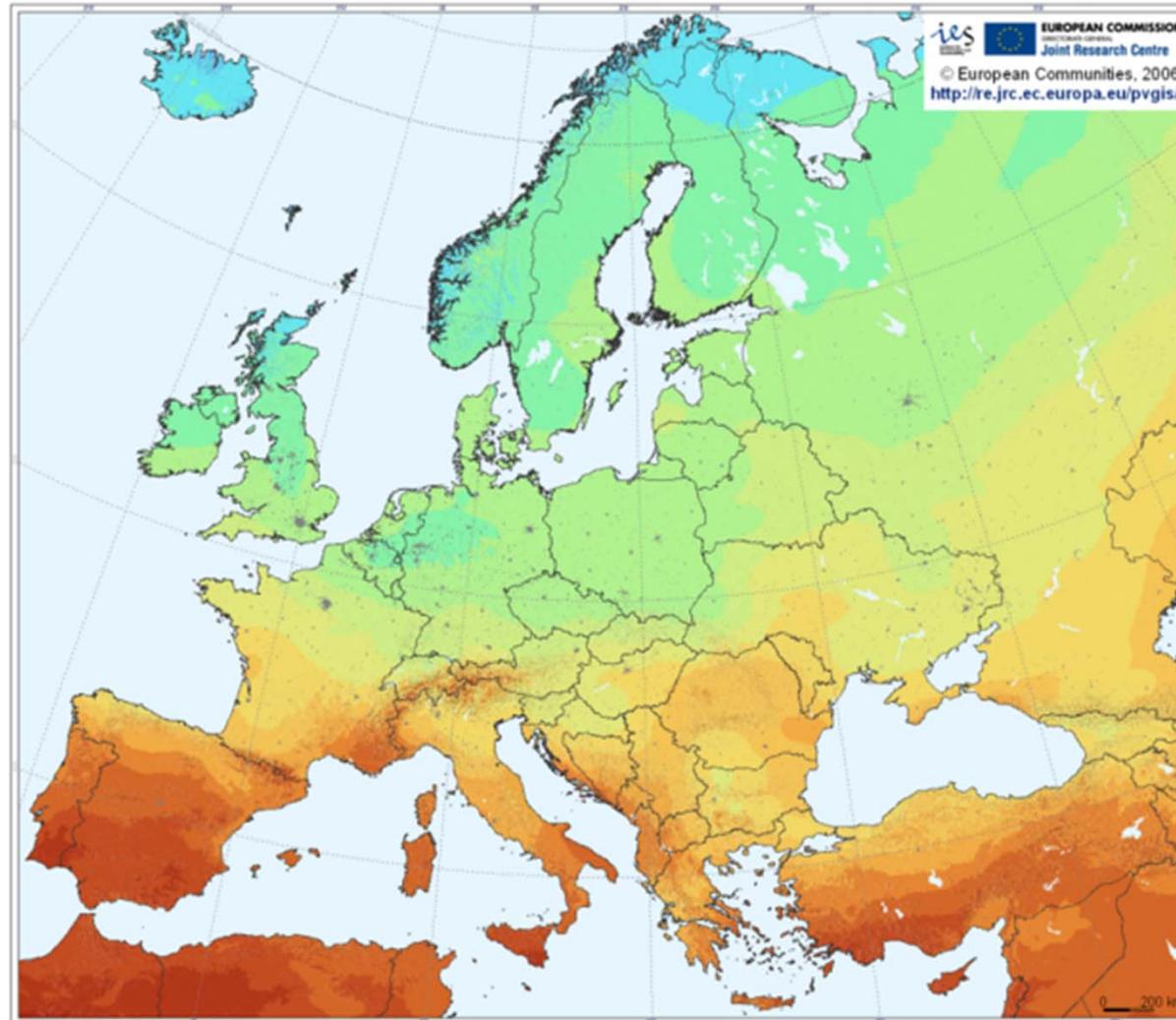
Fuente: Meteonorm

kW.h/m<sup>2</sup>.año

# Energía Solar Fotovoltaica

## La Energía Solar en Europa

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

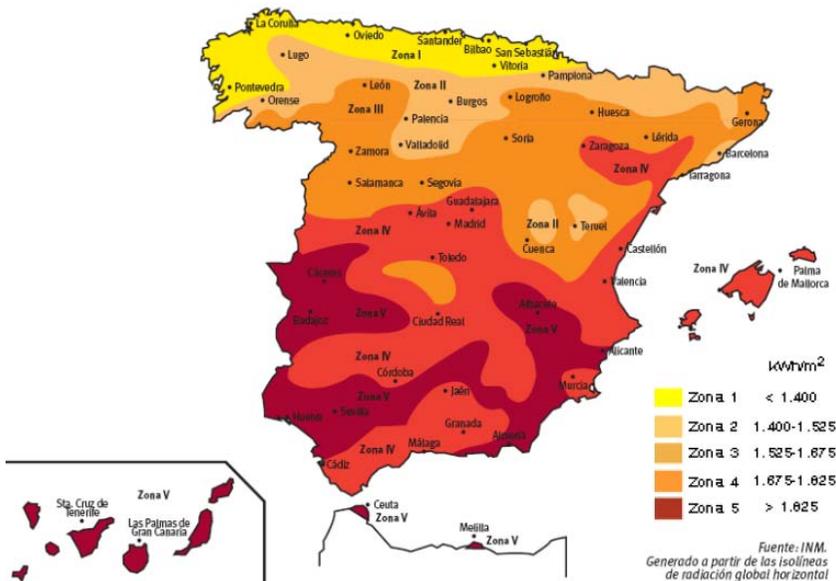
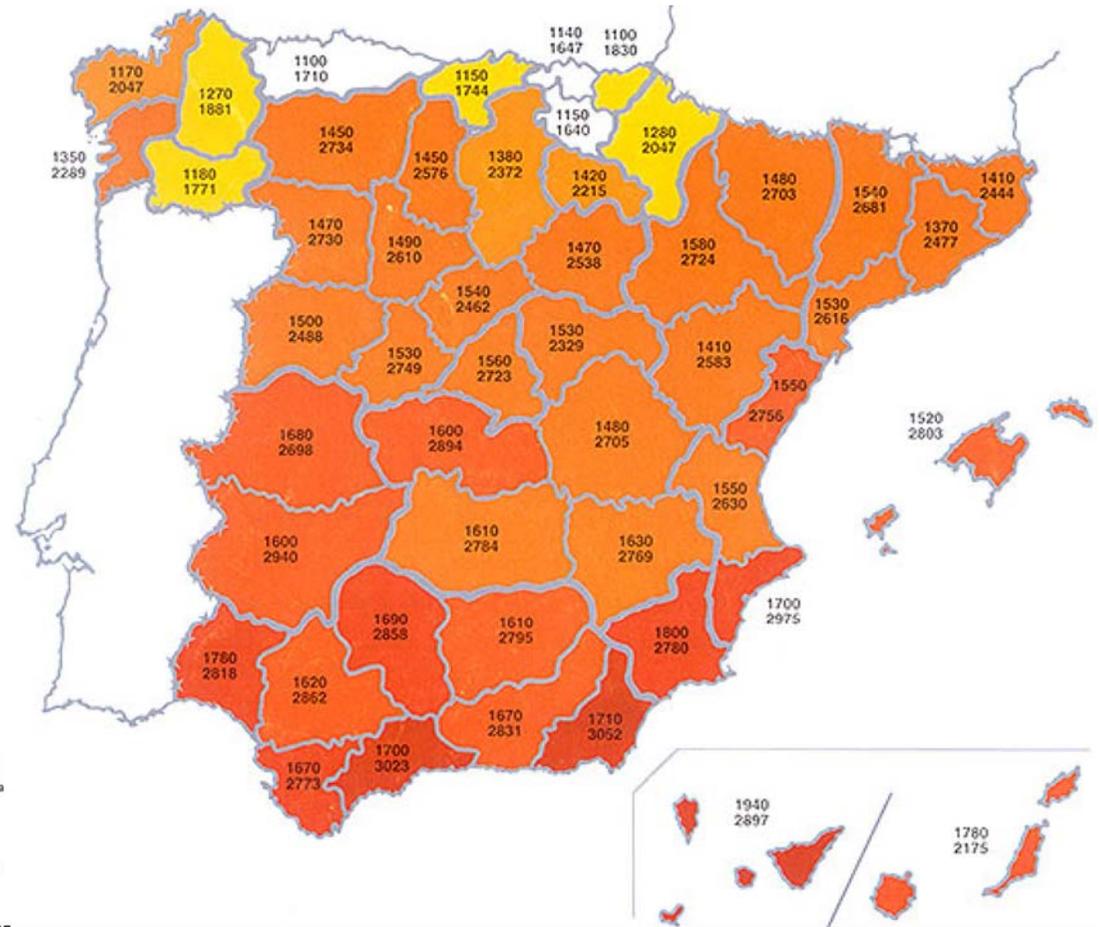
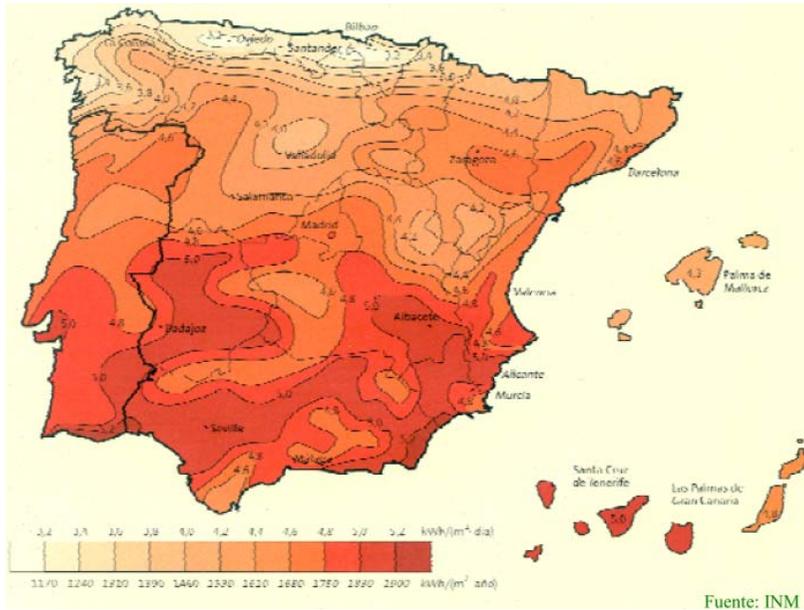


Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules  
Global irradiation [kWh/m<sup>2</sup>]  
Yearly sum of solar electricity generated by 1 kWp system with optimally-inclined modules and performance ratio 0.75  
Solar electricity [kWh/kWp]

<600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200>
<450	600	750	900	1050	1200	1350	1500	1650>

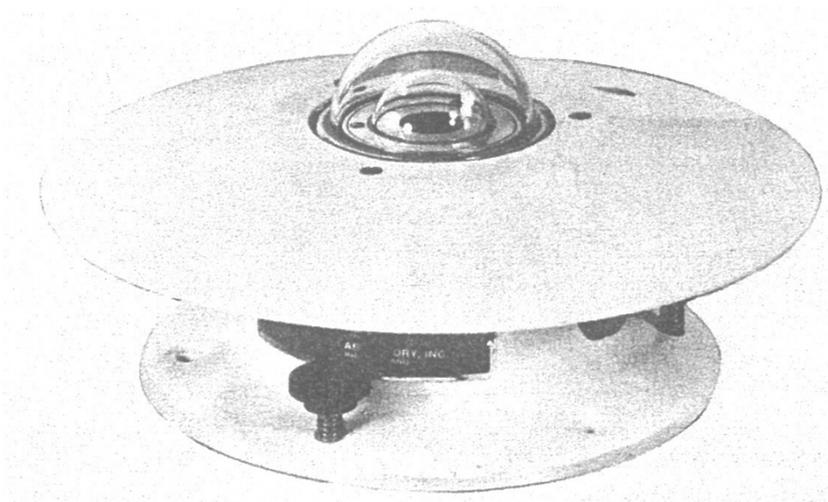
# Energía Solar Fotovoltaica

## La Energía Solar en España

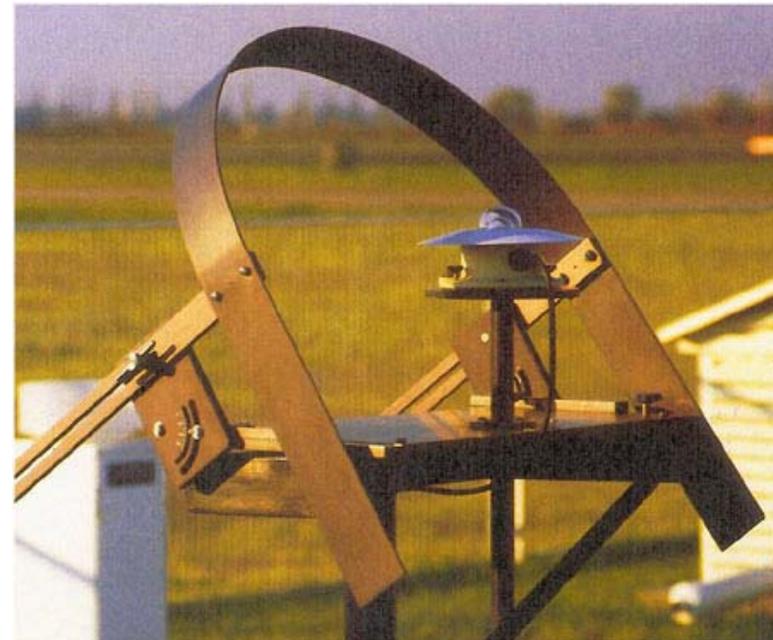


# Energía Solar Fotovoltaica

## La medida de la Radiación Solar



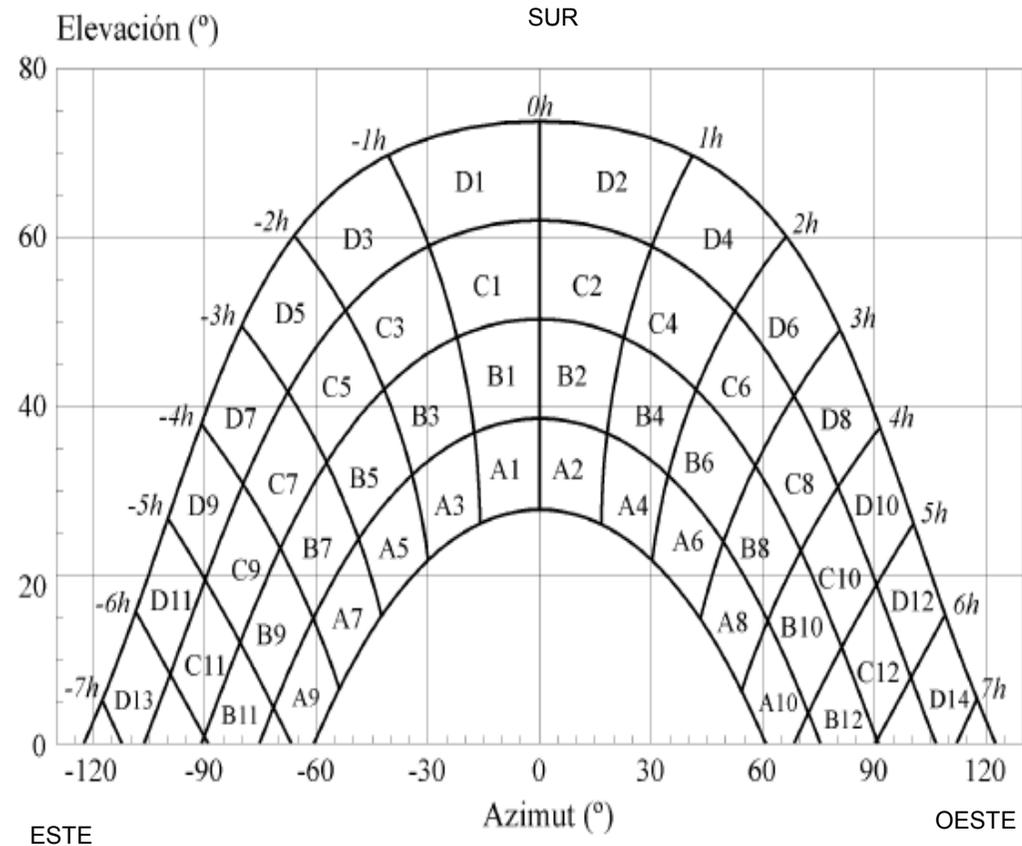
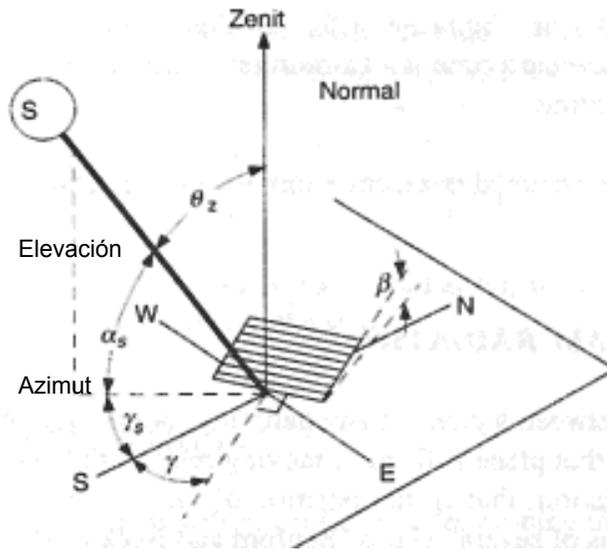
Piranómetro medida radiación global



Piranómetro medida radiación difusa

# Energía Solar Fotovoltaica

## La Radiación Solar sobre un plano inclinado



$$E = E_{\max} \cos \theta = E_{\max} (\cos \theta_z \cos \beta + \text{sen} \theta_z \text{sen} \beta \cos(\gamma_s - \gamma))$$

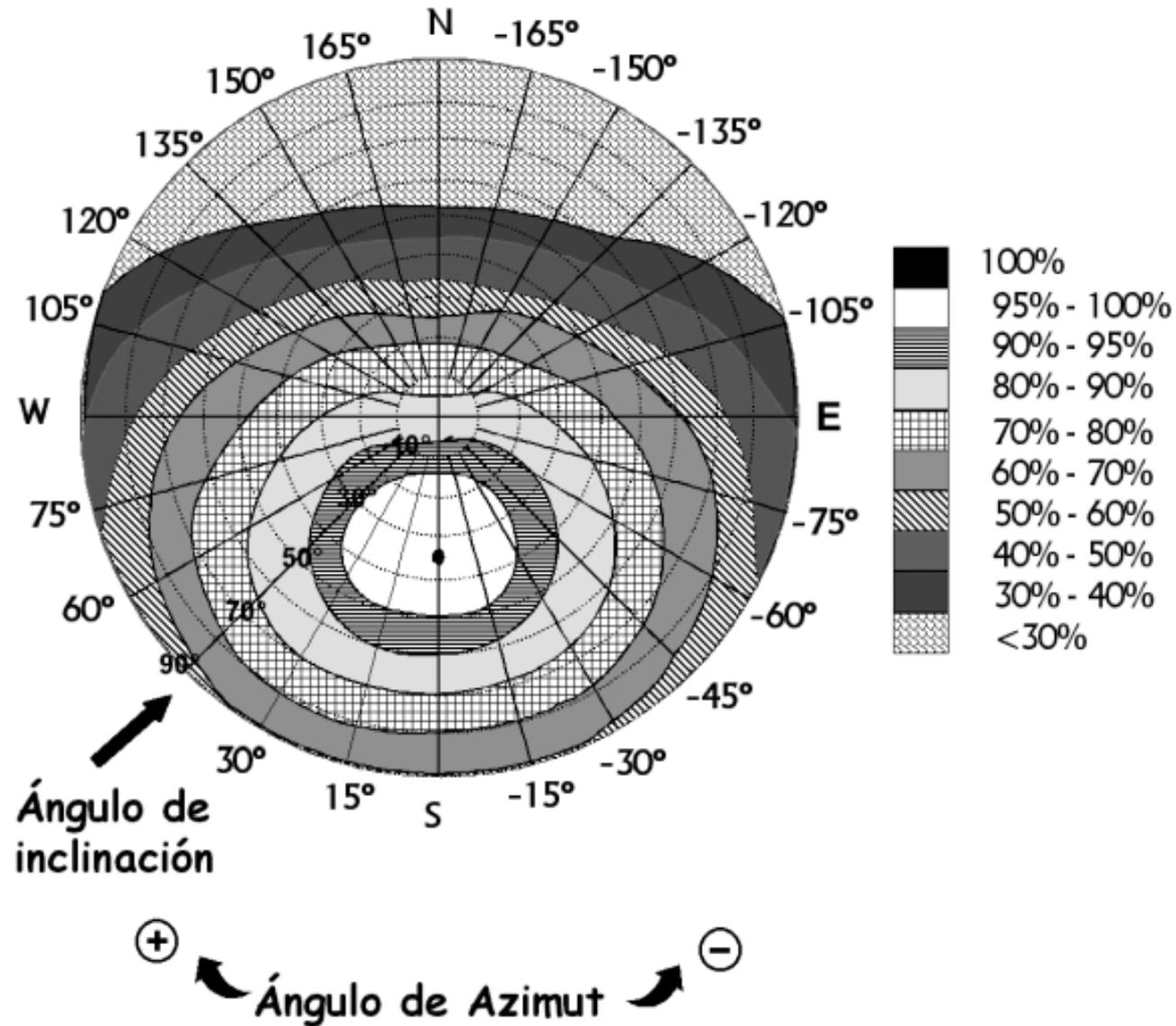
$$\gamma = \gamma_s = 0^{\circ} \quad \beta = \theta_z \quad \rightarrow E = E_{\max}$$

$$\gamma = \gamma_s = 0^{\circ} \quad \beta = 35^{\circ}, \theta_z = 20^{\circ} \quad \rightarrow E = 0,9658 \cdot E_{\max}$$

$$\left. \begin{array}{l} \rightarrow E_{\max} = 1.000 \text{ W/m}^2 \end{array} \right\}$$

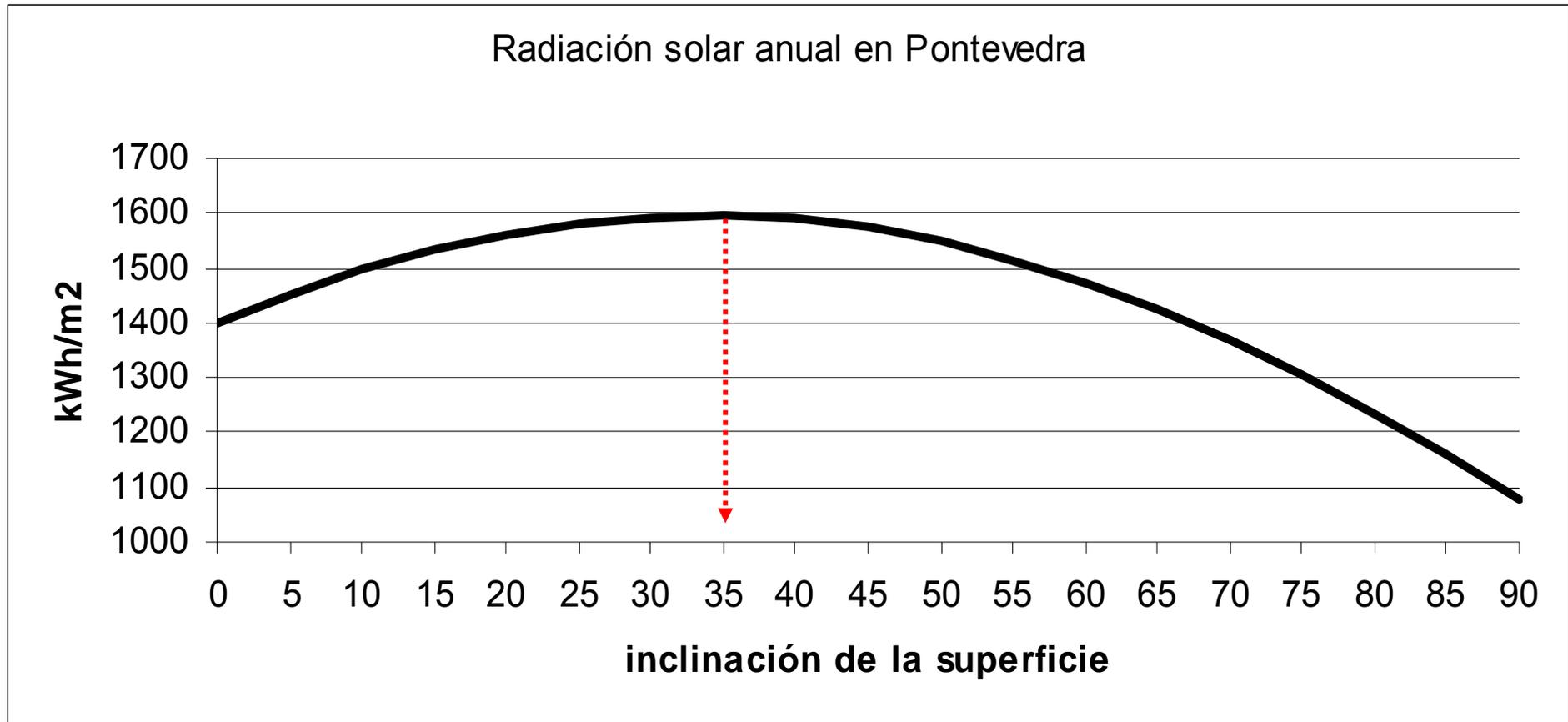
# Energía Solar Fotovoltaica

## Influencia de la orientación del plano



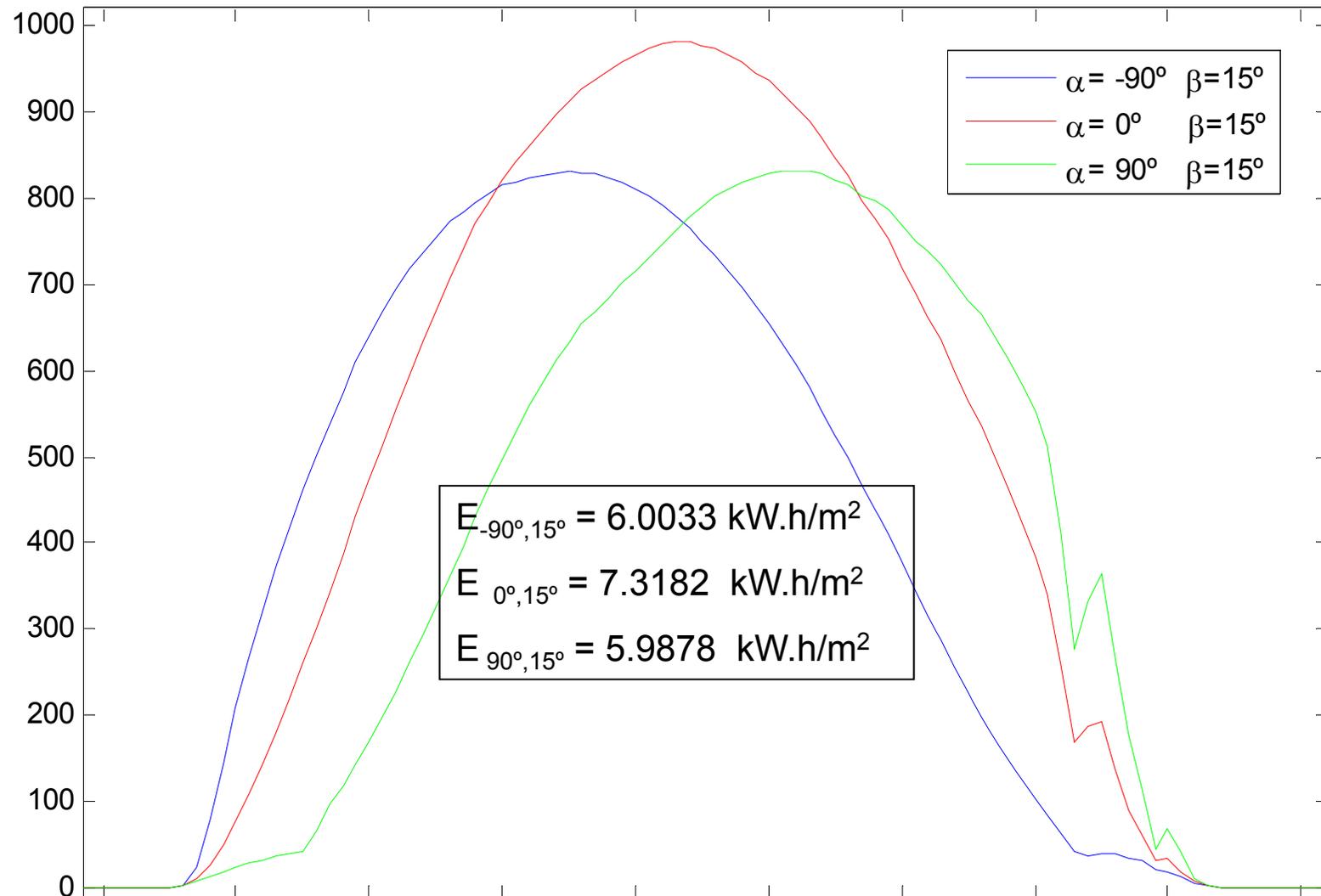
# Energía Solar Fotovoltaica

Ejemplo de la energía anual en un plano inclinado en función de su elevación



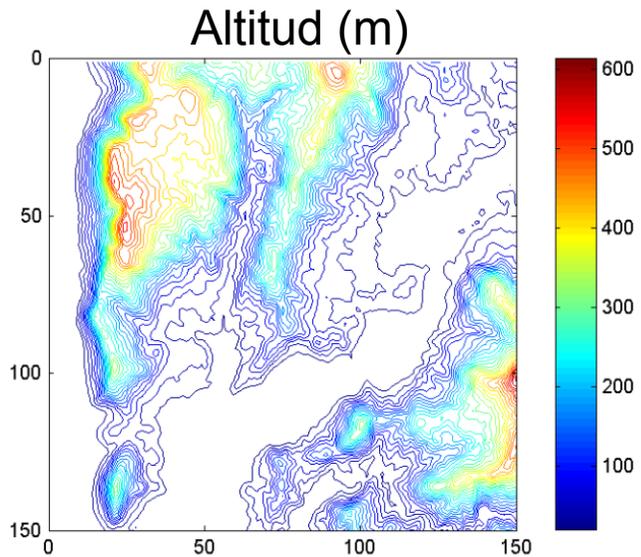
# Energía Solar Fotovoltaica

Ejemplo de radiación en 3 planos inclinados durante un día de verano

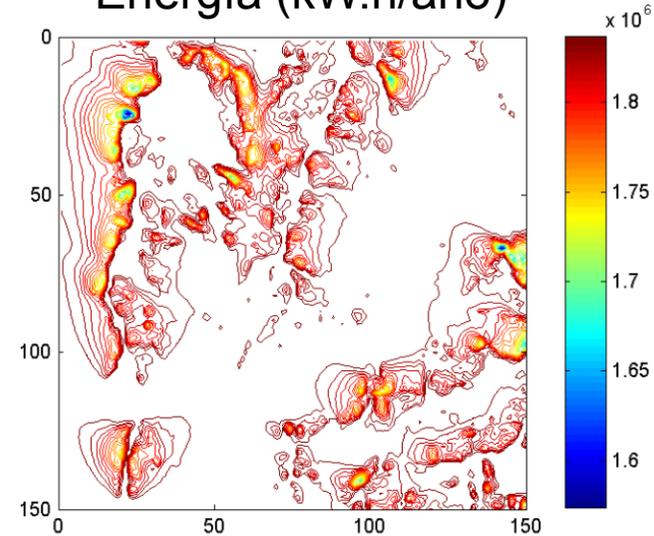


# Energía Solar Fotovoltaica

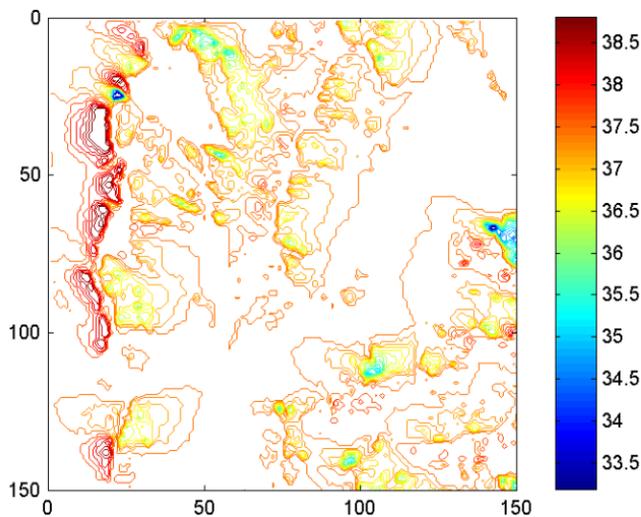
## El perfil del horizonte



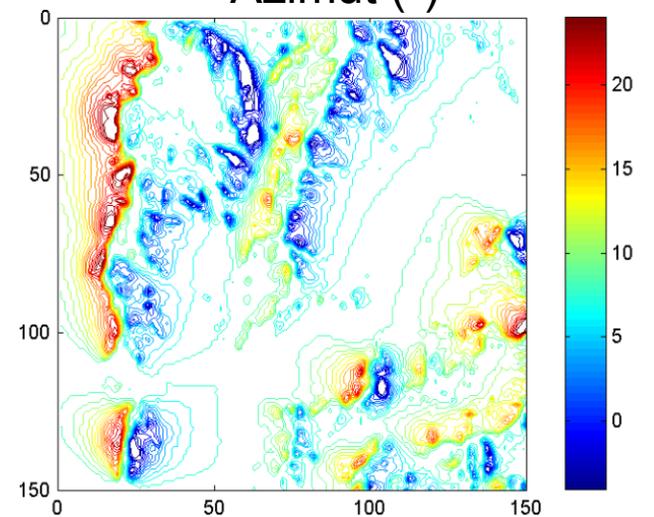
## Energía (kW.h/año)



## Elevación (°)

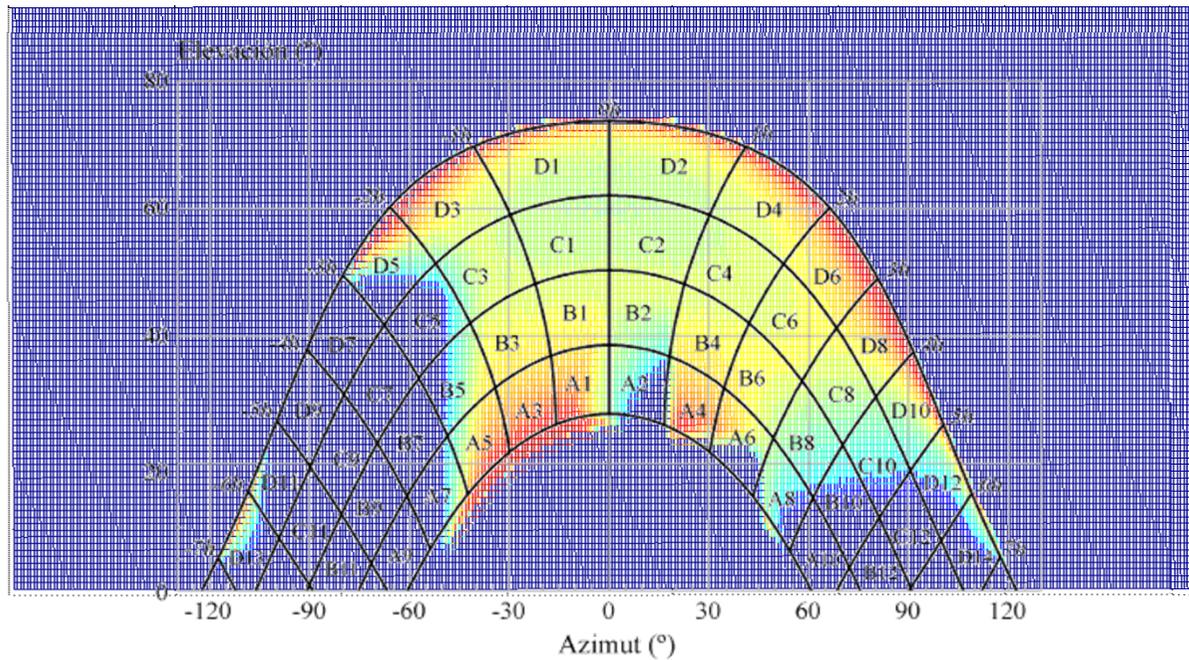


## Azimut (°)



# Energía Solar Fotovoltaica

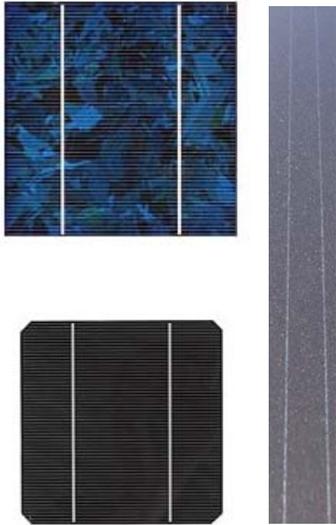
## Los obstáculos



# Energía Solar Fotovoltaica

## Las instalaciones fotovoltaicas

- Los paneles solares fotovoltaicos convierten directamente la luz solar en electricidad.
- De los 1.000 W/m<sup>2</sup> solares que reciben producen entre 50 y 180 W/m<sup>2</sup> (5 a 18% de rendimiento).



Célula



Panel o módulo



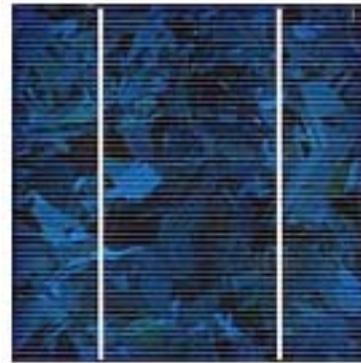
Instalación FV

# Energía Solar Fotovoltaica

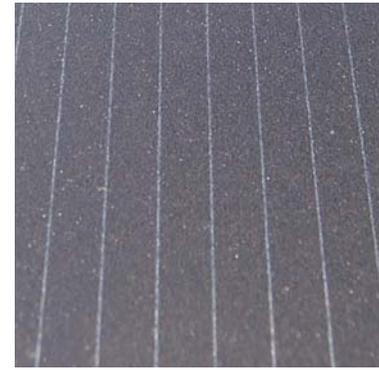
## Las células fotovoltaicas



Monocrystalino



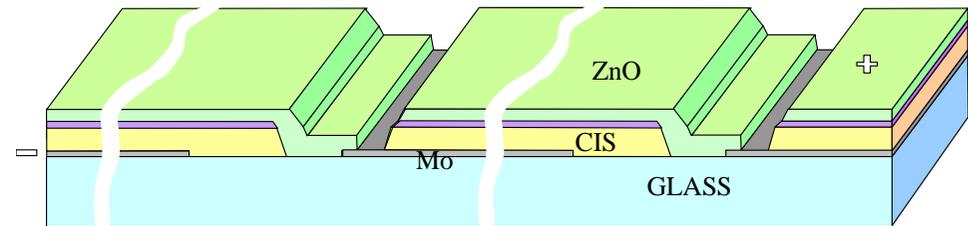
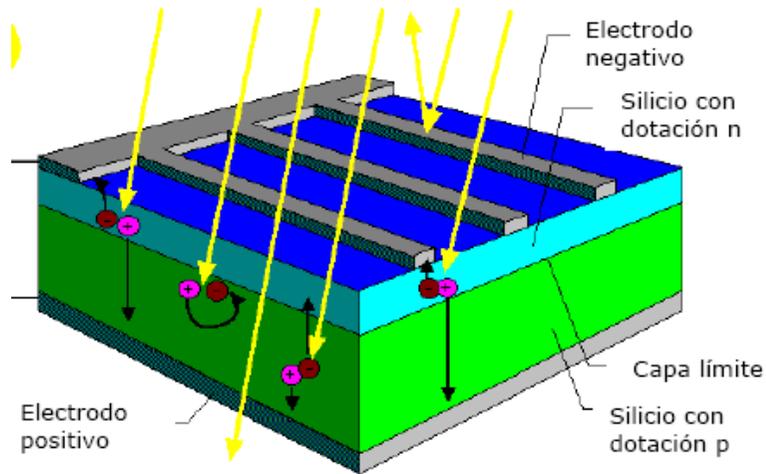
Policristalino



CIGS



a-Si (amorfo)

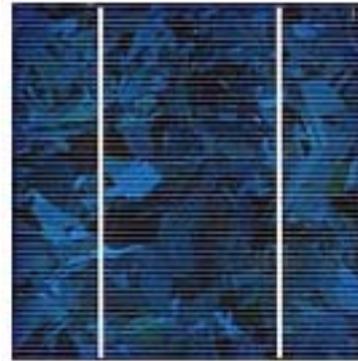


# Energía Solar Fotovoltaica

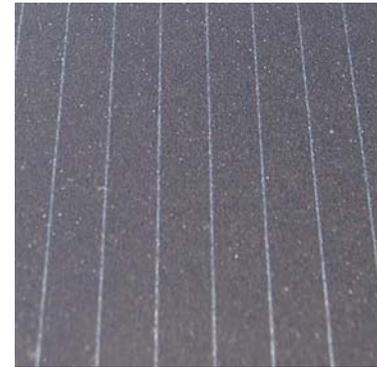
## El rendimiento de las células fotovoltaicas



Monocrystalino



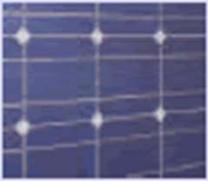
Policristalino



CIGS



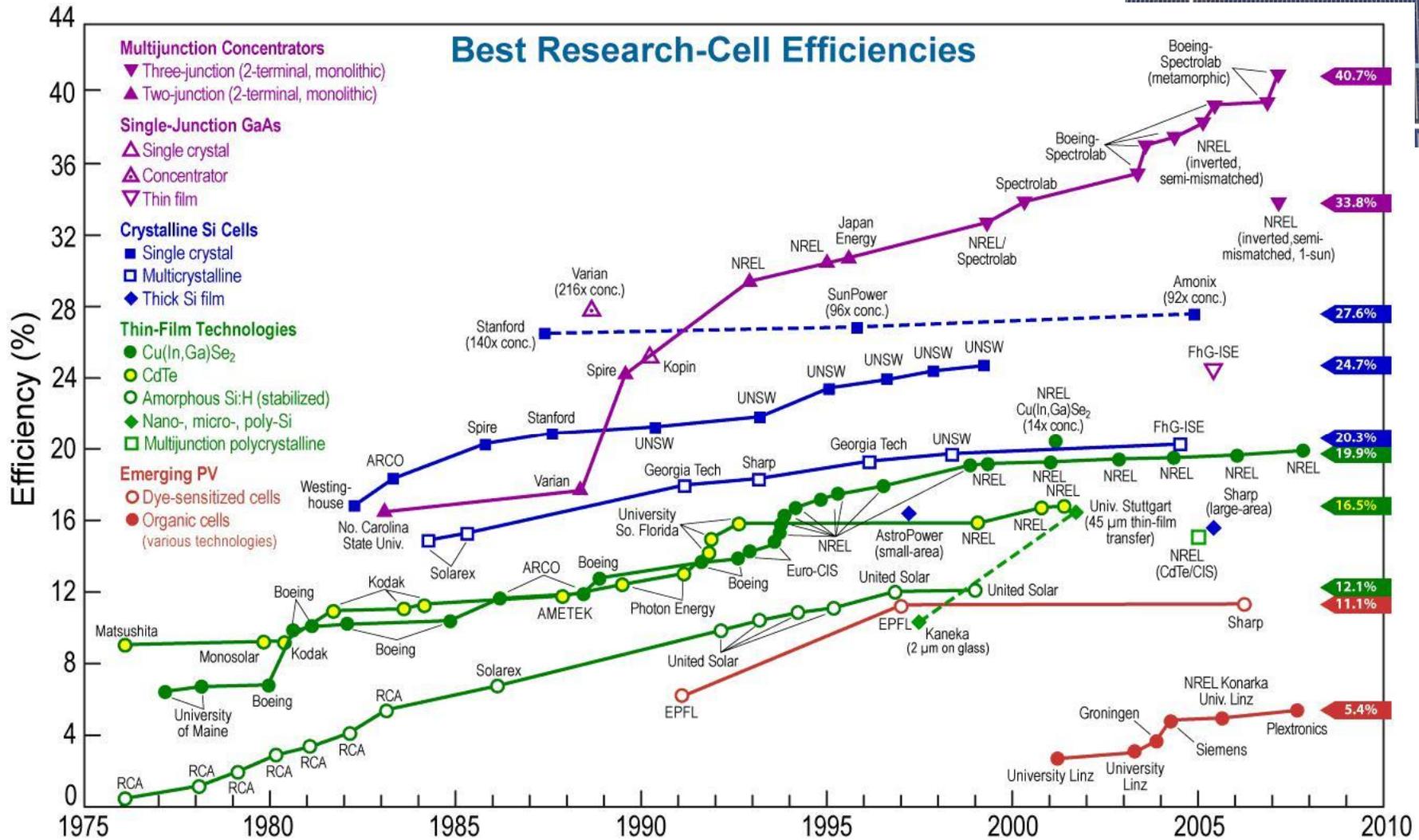
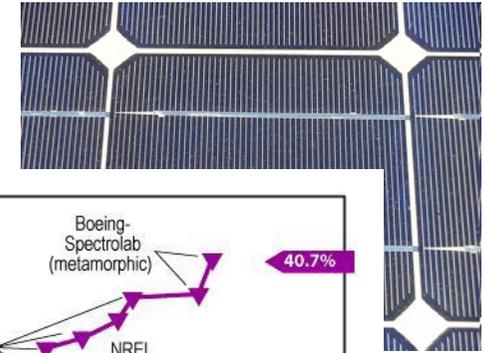
a-Si (amorfo)

CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.



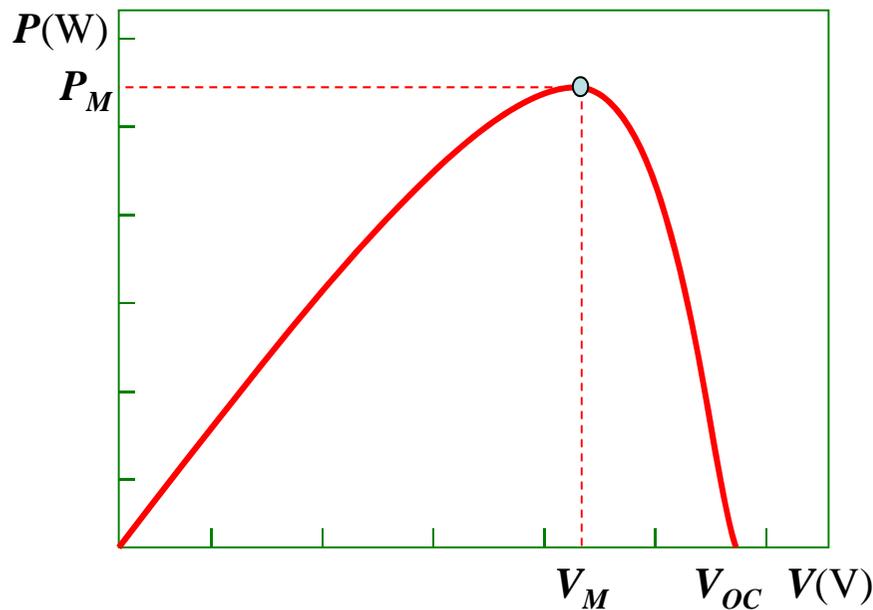
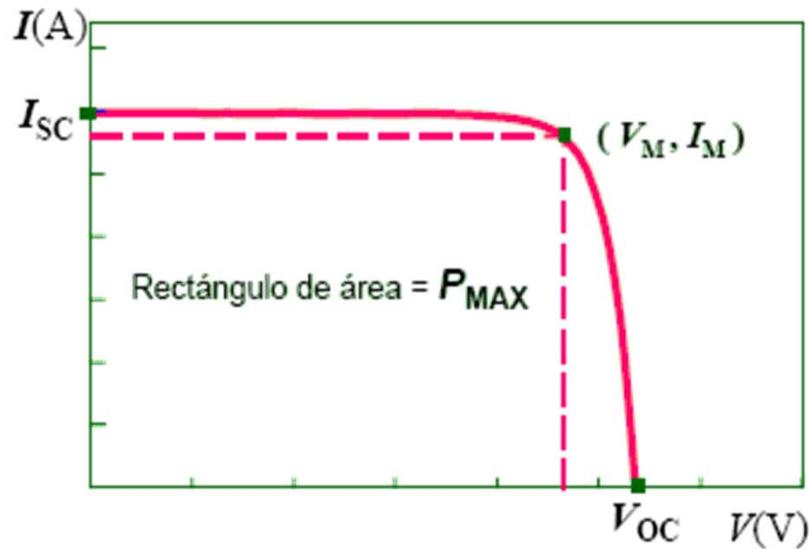
# Energía Solar Fotovoltaica

## Evolución del rendimiento de las células fotovoltaicas



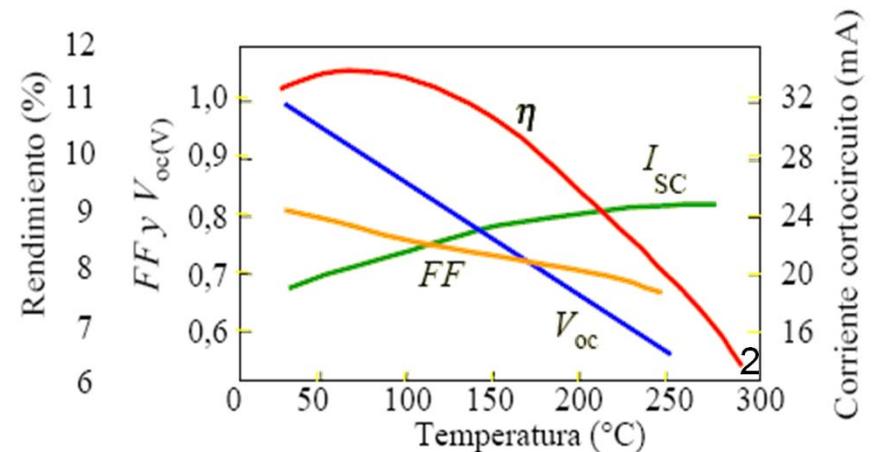
# Energía Solar Fotovoltaica

## Curvas I-V y P-V de la célula fotovoltaica



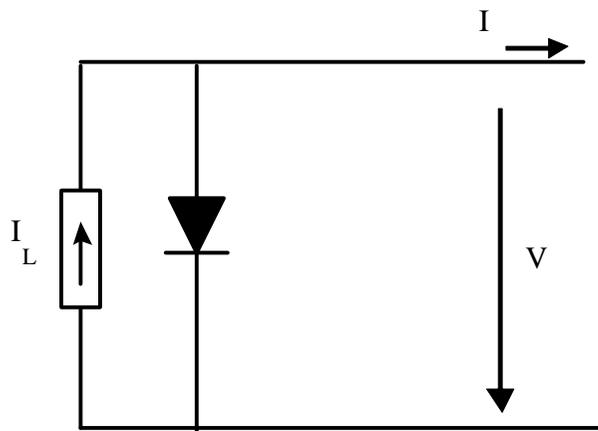
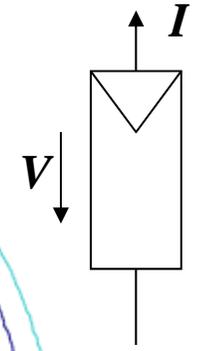
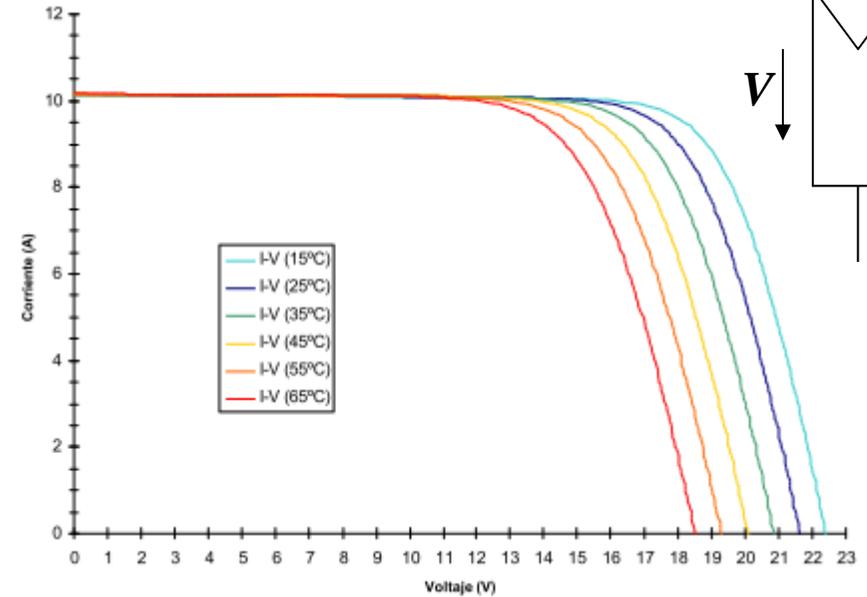
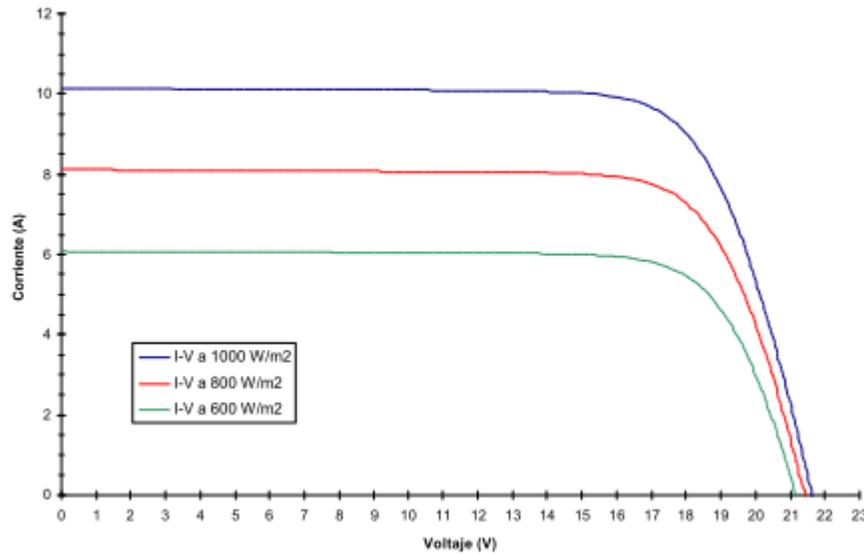
$I_{SC}$  = Corriente cortocircuito  
 $V_{OC}$  = Tensión de circuito abierto  
 $I_M$  = Corriente de máxima potencia  
 $V_M$  = Tensión de máxima potencia  
 $P_M$  = Potencia máxima =  $I_M V_M$   
 $FF$  = Factor de forma =  $P_M / (I_{SC} V_{OC})$   
 Eficiencia de conversión ó rendimiento  

$$\eta = \frac{P_M}{S \cdot G}$$
 $S$  = Área célula  
 $G$  = Irradiancia

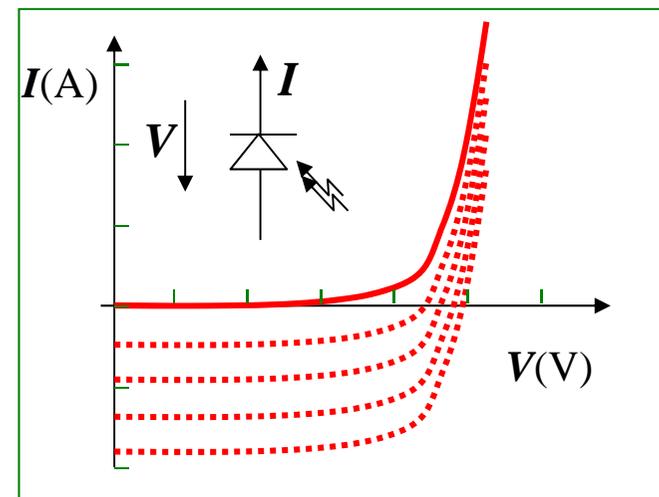


# Energía Solar Fotovoltaica

Variación de la curva I-V con la irradiancia y la temperatura

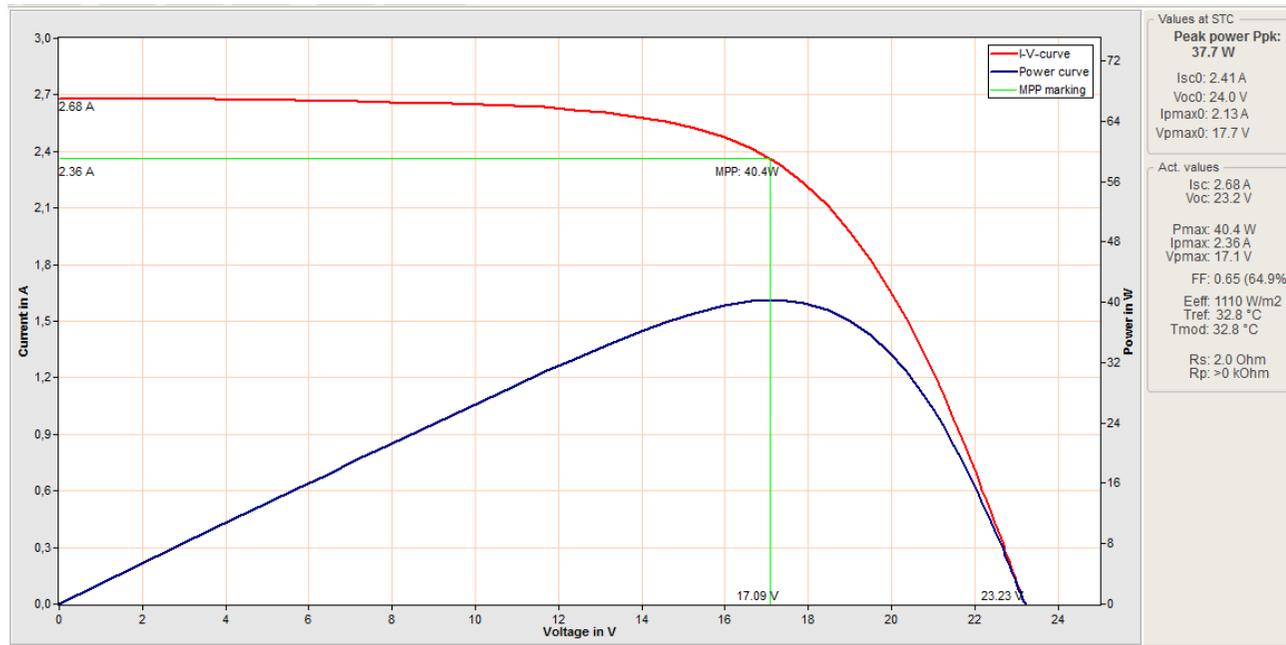


$$I \cong I_L - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right)$$

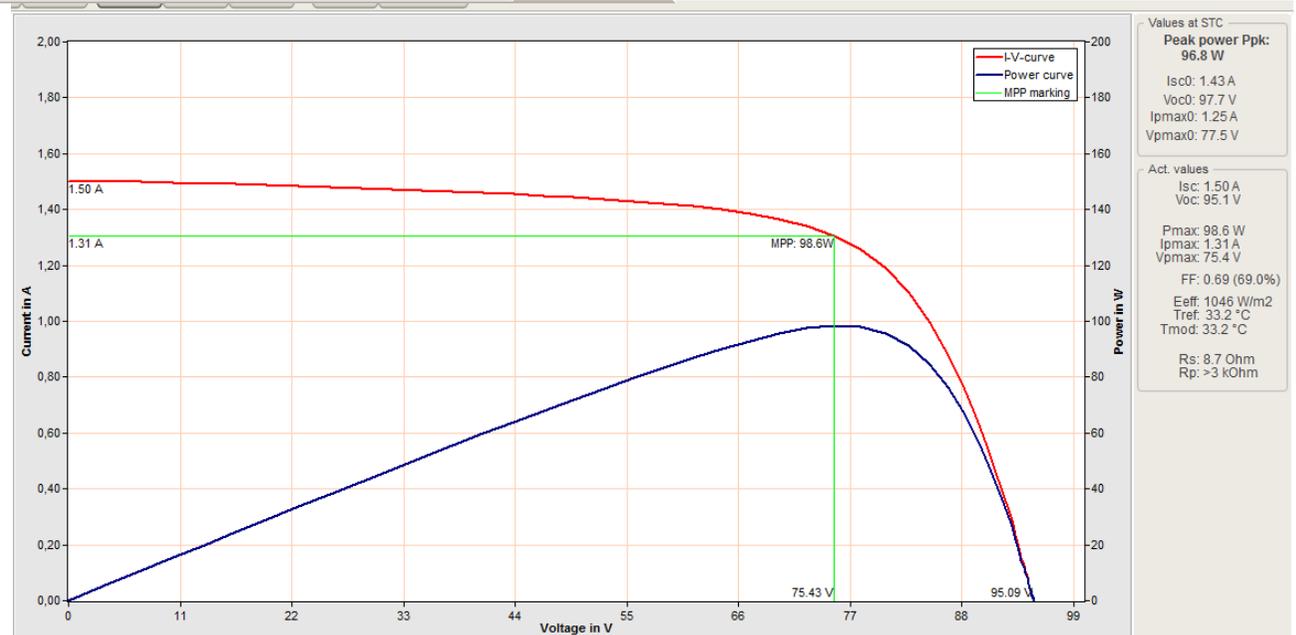


# Energía Solar Fotovoltaica

## Módulo CIGS



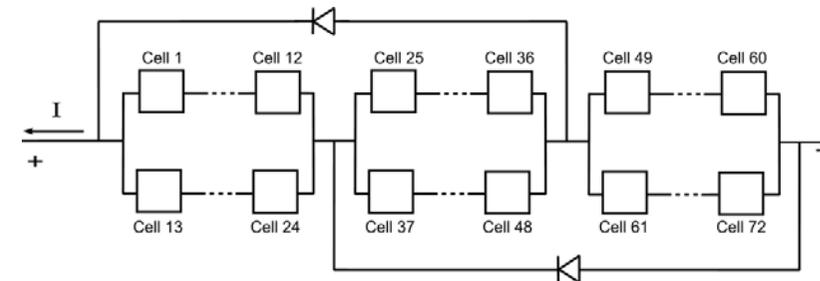
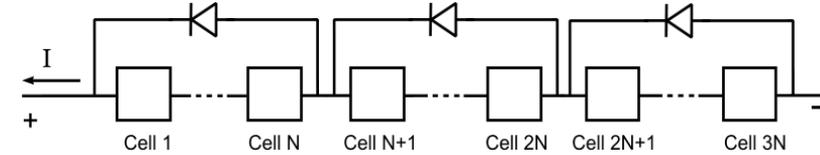
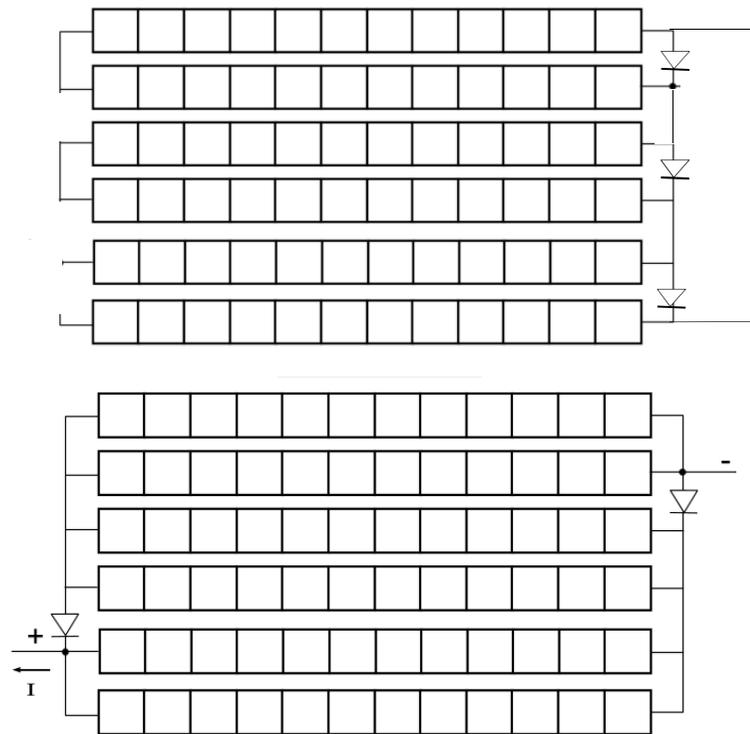
## Módulo a-Si



# Energía Solar Fotovoltaica

## Conexión de células y diodos de bypass dentro de un módulo o panel

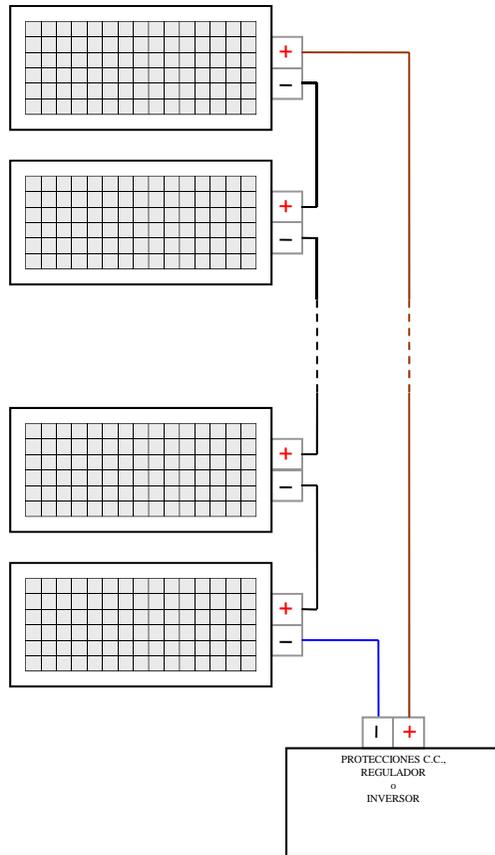
Los diodos de bypass evitan que la corriente circule por las células sombreadas o dañadas



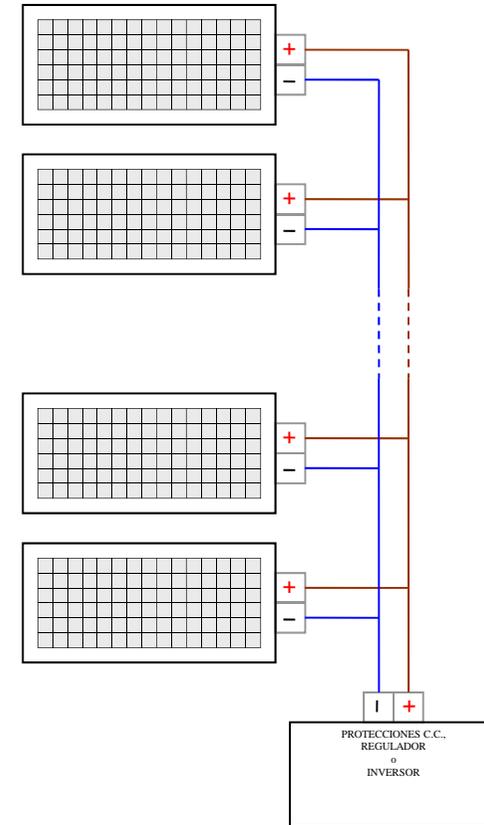
Para evitar que la potencia generada por una rama de paneles en serie circule por otra rama, se instalan **diodos de bloqueo**.

# Energía Solar Fotovoltaica

## Conexión entre módulos o paneles en serie y paralelo



$$P_T = n \cdot P$$



$$V_T = n \cdot V$$

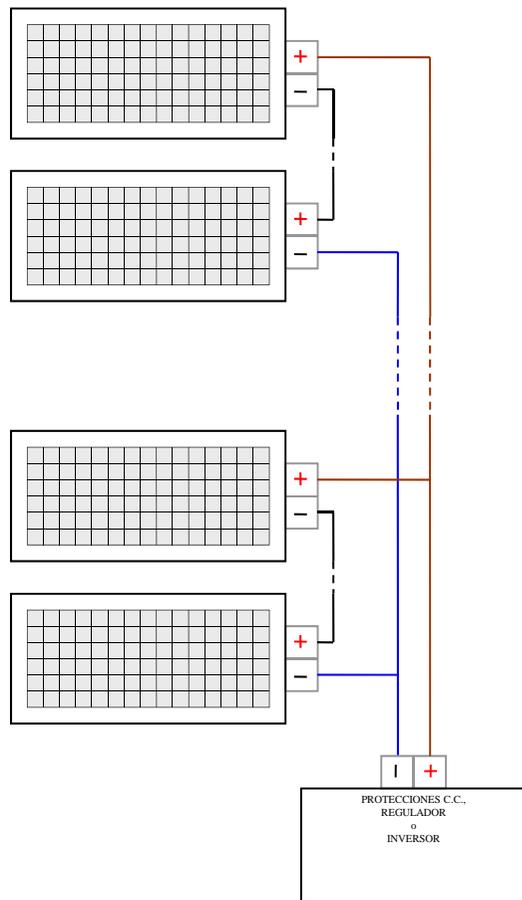
$$I_T = I$$

$$V_T = V$$

$$I_T = n \cdot I$$

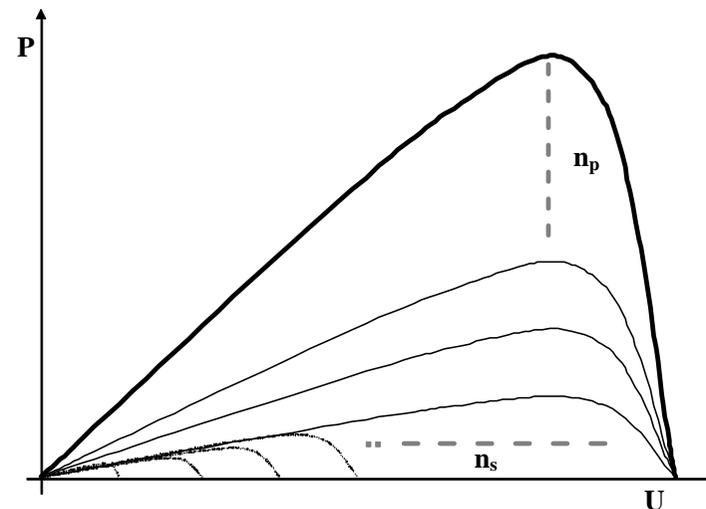
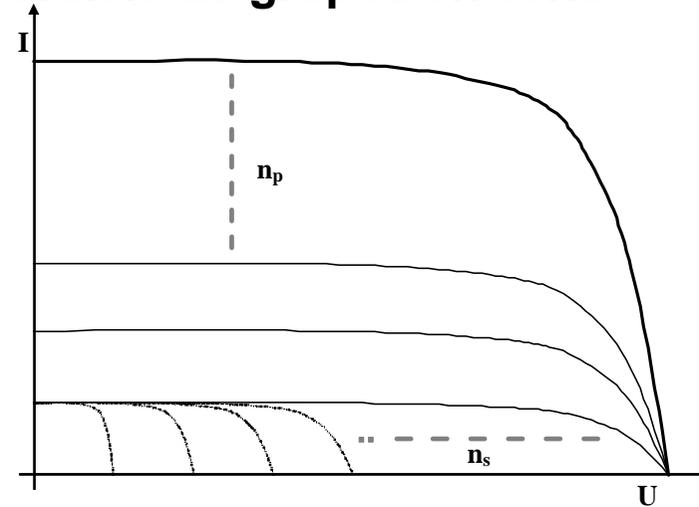
# Energía Solar Fotovoltaica

Conexión entre módulos o paneles en paralelo de grupos en serie



$$V_T = n_S \cdot V$$

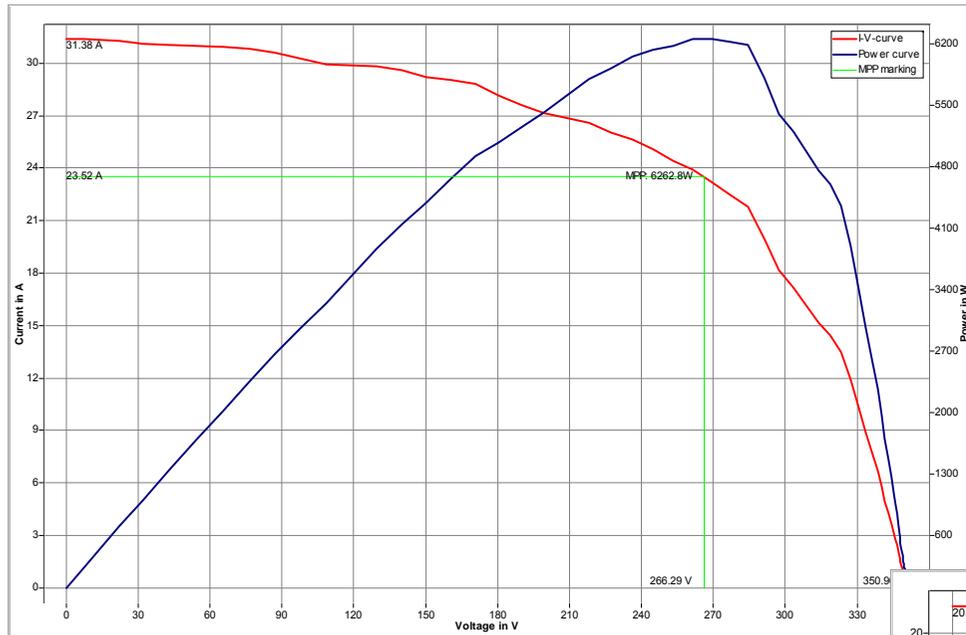
$$I_T = n_P \cdot I$$



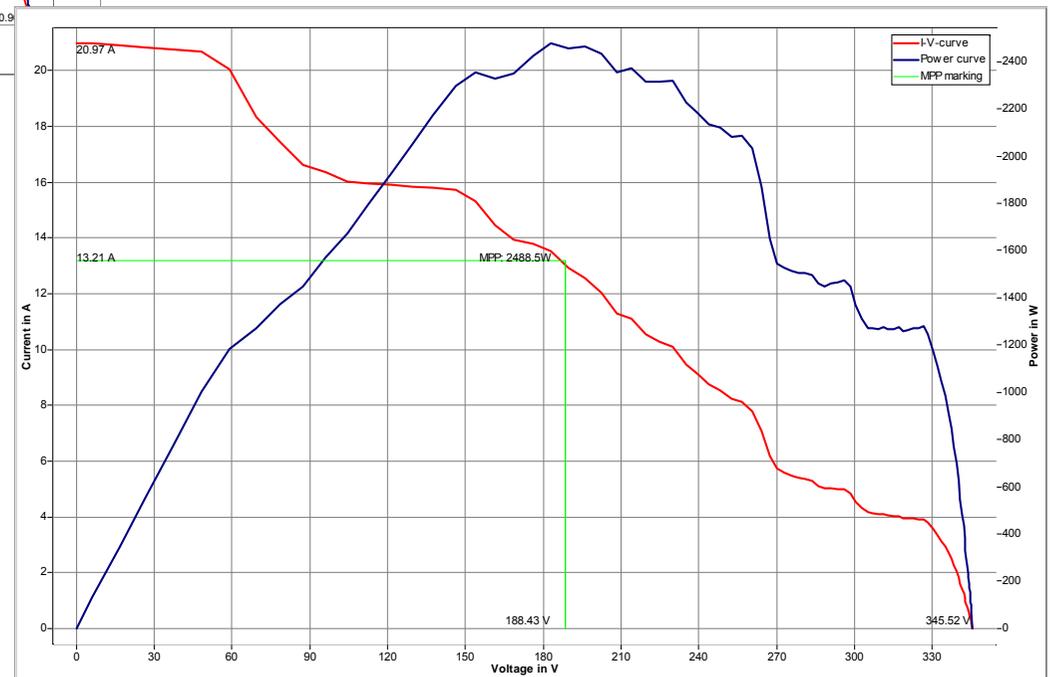
$$P_T = n \cdot P$$

# Energía Solar Fotovoltaica

Efecto de diferente orientación en paneles de diferentes series



Efecto de sombreados parciales en diferentes paneles de diferentes series



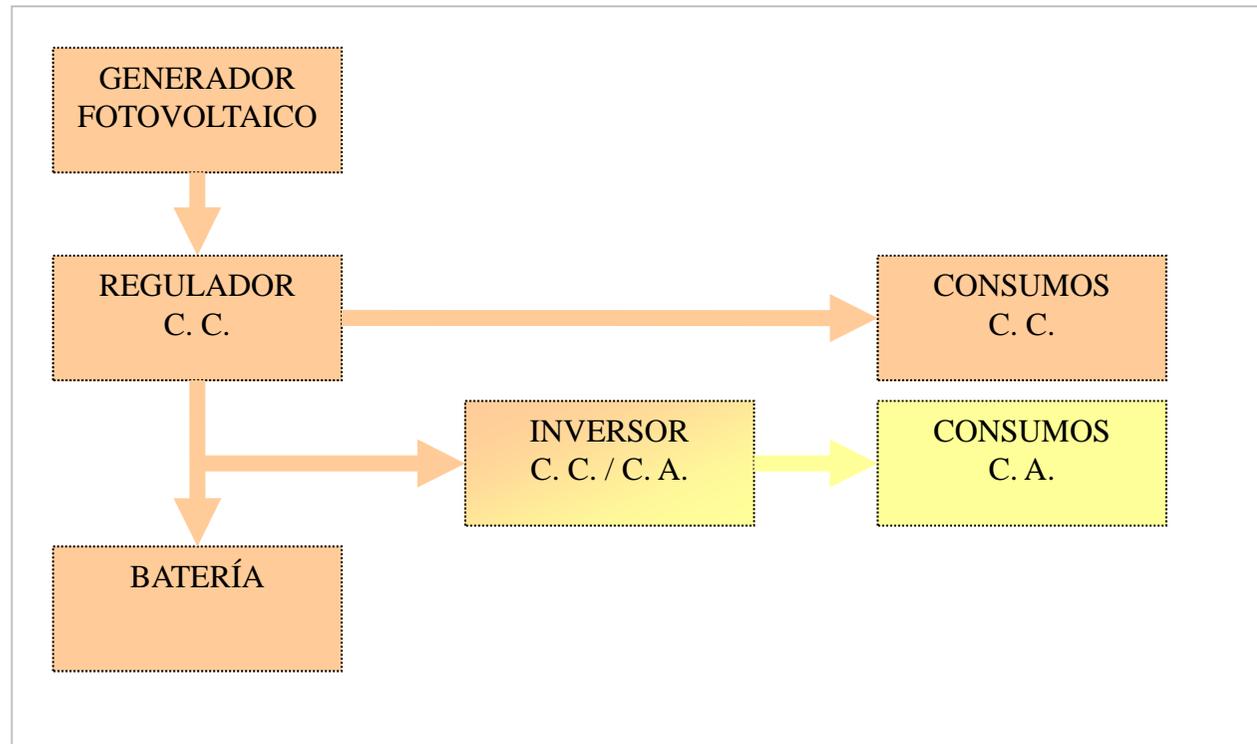
# Energía Solar Fotovoltaica

## **Configuración de la instalación**

- Instalación en isla
- Instalación conectada a red

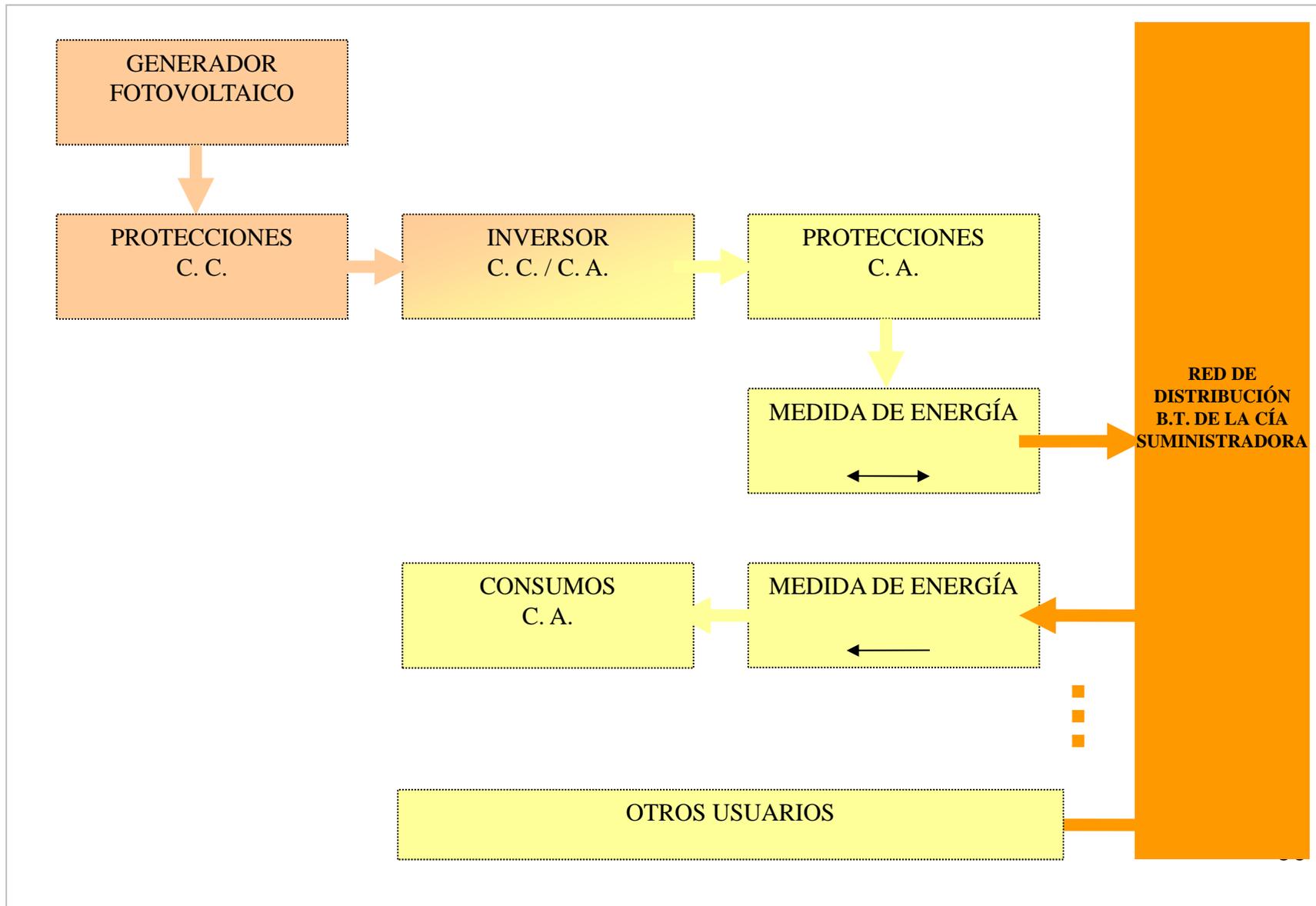
# Energía Solar Fotovoltaica

## Instalación en isla



# Energía Solar Fotovoltaica

## Instalación conectada a red



# Energía Solar Fotovoltaica

## Inversores

Convierte energía de corriente continua generada por el campo fotovoltaico, y las baterías en su caso, en energía de corriente alterna, a la frecuencia de red 50Hz.

- Funciona como una fuente de tensión, alimentado a las cargas con una tensión estabilizada de 230Vrms en sistemas no conectados a red.
- Funciona como una fuente de intensidad, inyectando energía a la red eléctrica, en sistemas conectados a la red.



# Energía Solar Fotovoltaica

## Inversores

- Tensión máxima de entrada
- Límites de tensión para la búsqueda del MPP (punto de máxima potencia)
- Configuración del inversor (único, maestro-esclavo,...)
- Técnica de búsqueda del MPP
  
- Valor eficaz de la tensión alterna de salida.
- Potencia nominal (VA)
- Rendimiento del inversor: relación entre la potencia de salida y la de entrada.
- Factor de potencia: cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.
- Tasa de distorsión armónica THD (%): parámetro que indica el contenido armónico de la onda de tensión de salida.

$$\text{THD (\%)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1}$$

# Energía Solar Fotovoltaica

## Baterías

### Características de las baterías

- Tensión nominal (V)
- Cantidad de energía que puede almacenar ( $W.h = V_{nom} \cdot A.h$ )
- Máxima corriente que puede entregar (A.h). La corriente de descarga de una batería de 200A.h, especificada para C/20 representa que puede dar 10A durante 20h.
- la profundidad de descarga que puede soportar (%) en relación a la energía que puede almacenar.



# Energía Solar Fotovoltaica

## Baterías

### Características

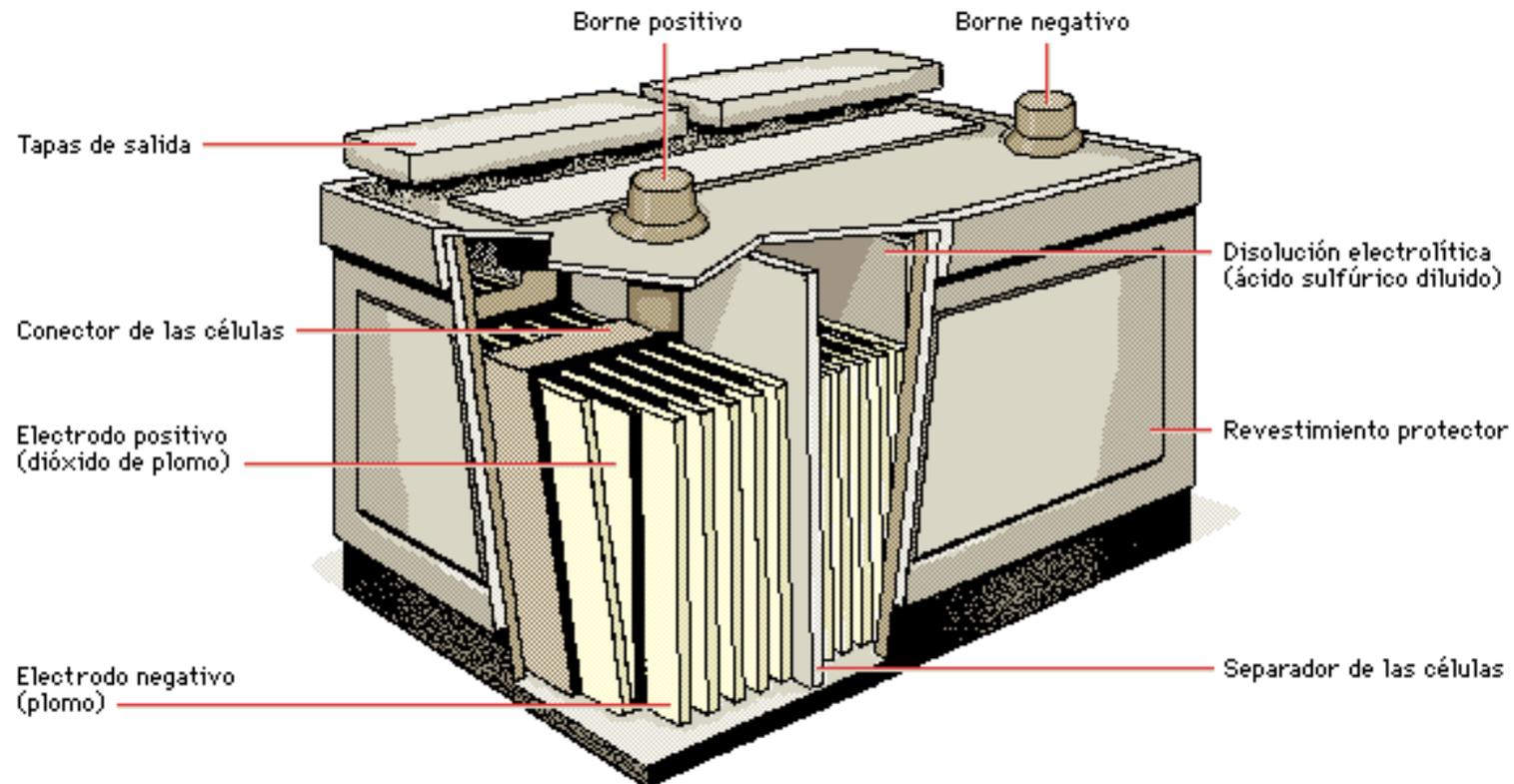
- Se recomienda los acumuladores de plomo-ácido. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (A.h) no excederá en 25 veces la corriente (A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.
- La máxima profundidad de descarga no excederá el 80 % (poco frecuentes) y del 60% cuando puedan ser habituales.
- Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado.
- La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.
- La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

# Energía Solar Fotovoltaica

## Baterías Pb-ácido

**Descarga:**  $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + \text{SO}_4\text{H}_2 \Rightarrow 2 \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$

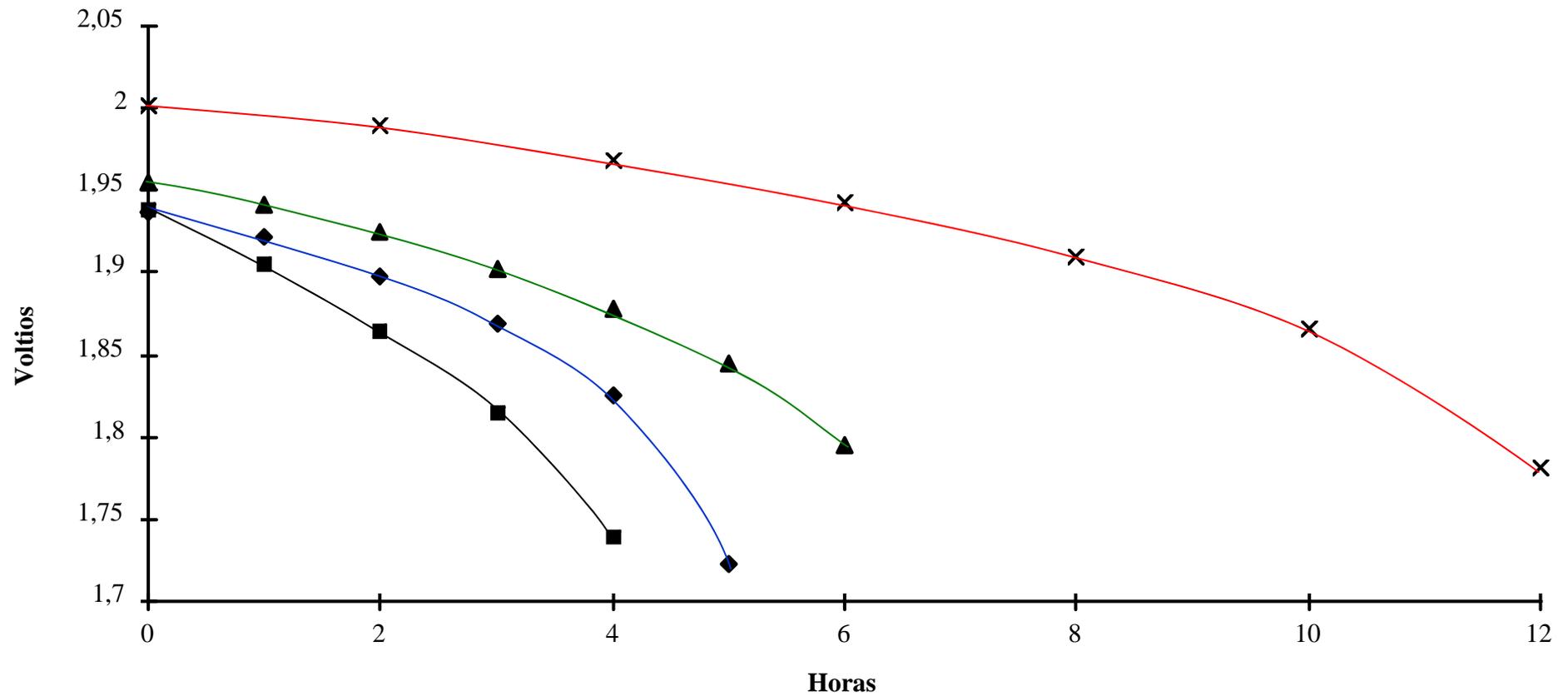
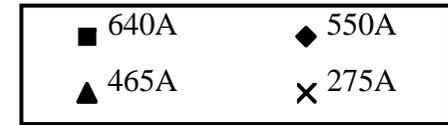
**Carga:**  $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + \text{SO}_4\text{H}_2 \Leftarrow 2 \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$



# Energía Solar Fotovoltaica

## Batería- Descarga

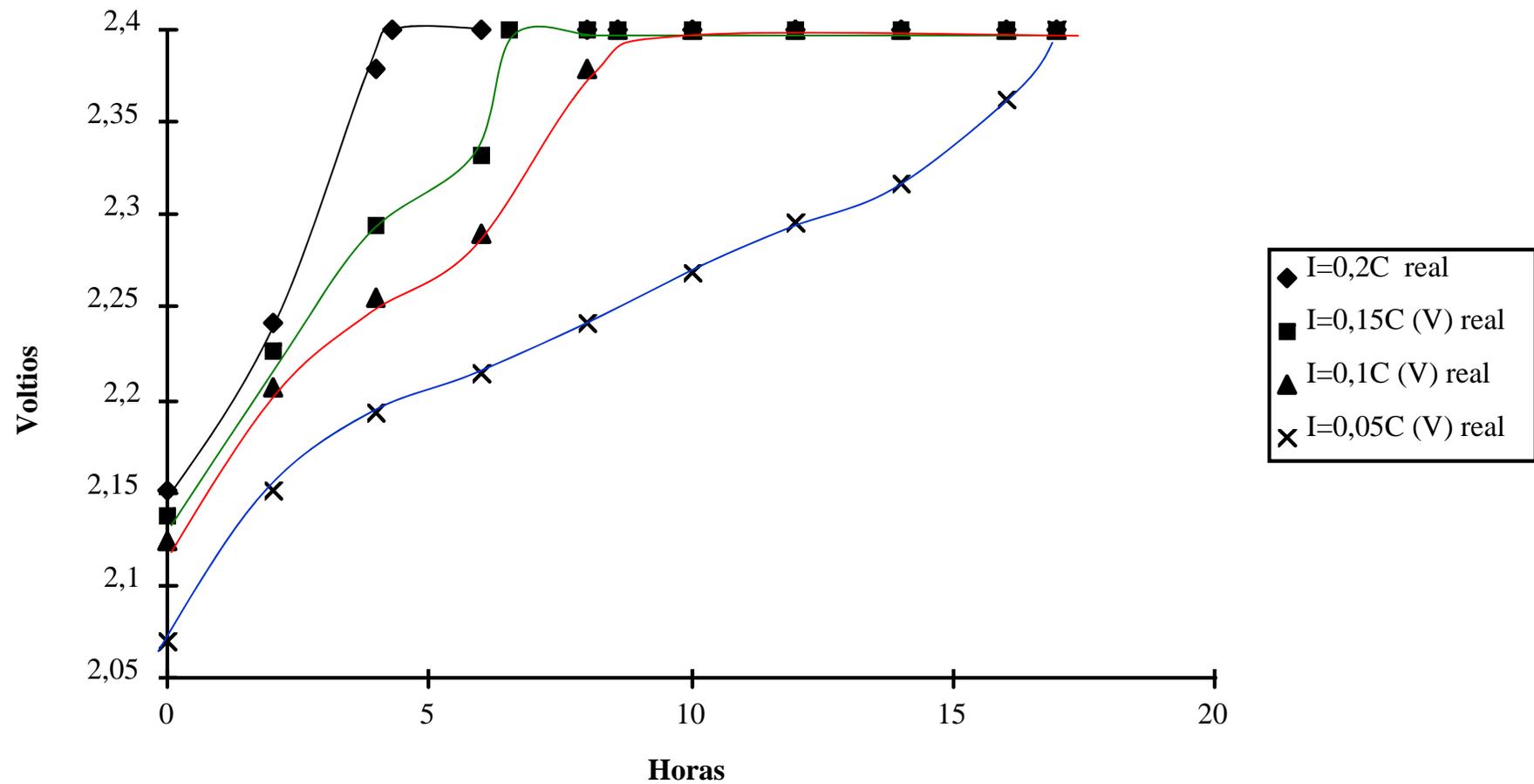
20 EAN 120 Tudor. Curvas Reales



# Energía Solar Fotovoltaica

## Batería - Carga

Carga Baterías EAN con tensión e intensidad controlada  
(parte de batería totalmente descargada)



# Energía Solar Fotovoltaica

## Regulador de carga

Se emplea en instalaciones en isla, y es el dispositivo encargado de controlar la carga de baterías, la búsqueda del MPP del sistema fotovoltaico, de la conex/desconex de los consumos y proteger a las baterías frente a sobrecargas y sobredescargas profundas.



Los reguladores de carga que utilicen la *tensión del acumulador como referencia para la regulación de carga* deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La desconexión de la carga se producirá cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

Las pérdidas de energía diarias del autoconsumo del regulador serán inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

# Energía Solar Fotovoltaica

## Protecciones

Los elementos de protección más empleados son:

- Seccionadores fusibles
- Interruptores magnetotérmicos
- Interruptores y seccionadores
- Diodos
- Descargadores de sobretensión (varistores, descargadores de gas)

Las protecciones empleadas en el lado de corriente continua no deben ser de corriente alterna.

# Energía Solar Fotovoltaica

## NORMATIVA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

# Energía Solar Fotovoltaica

**REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

**Categoría b):** instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

**Grupo b.1.** Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.

Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

**Subgrupo b.1.1.** Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

**Subgrupo b.1.2.** Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	$P \leq 100$ kW	primeros 25 años	44,0381
			a partir de entonces	35,2305
		$100 \text{ kW} < P \leq 10$ MW	primeros 25 años	41,7500
			a partir de entonces	33,4000
		$10 < P \leq 50$ MW	primeros 25 años	22,9764
			a partir de entonces	18,3811

# Energía Solar Fotovoltaica

## Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre

se hace distinción en las instalaciones fotovoltaicas en función de su ubicación, para determinar la retribución:

**TIPO I:** Instalaciones en cubiertas o fachadas, uso residencial, servicios, comercial, industrial o agropecuario. Estructuras fijas para uso de cubierta de aparcamiento o sombreamiento (urbana).

**Subtipo I.1.** Potencia menor o igual a 20 KW

**Subtipo I.2.** Potencia mayor a 20 KW

**TIPO II:** Instalaciones sobre suelo (huertas solares, parques fotovoltaicos...)

Se introduce un sistema de preasignación de retribución.

Se establecen 4 convocatorias anuales y se fijan unos límites de potencia a cubrir en cada convocatoria según la tipología de las instalaciones.

INSTALACIONES		CUPO DE POTENCIA
TIPO I	Subtipo I.1	26,7 MW
	Subtipo I.2	240,3 MW
TIPO II (1)		133 MW
TOTAL AÑO		400 MW

(1) El límite de potencia puede incrementarse por un cupo adicional de 100 MW en 2009 y 60 MW en 2010.

# Energía Solar Fotovoltaica



# Energía Solar Fotovoltaica

La tarifa a percibir por cada tipo de instalación se fija para cada convocatoria según se encuentre o no, cubierto el cupo. Esta tarifa puede llegar a disminuir como máximo un 10% anual, siempre que la potencia preasignada en la convocatoria anterior exceda del 75% del cupo de potencia.

para el tipo I, si no se alcanza el 50% del cupo en una convocatoria, se puede incrementar la tarifa para la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje en que sería reducida.



		2009				2010				2011			
		1Q2009 1º CUPO	2Q2009 2º CUPO	3Q2009 3º CUPO	4Q2009 4º CUPO	1Q2010 5º CUPO	2Q2010 6º CUPO	3Q2010 7º CUPO	4Q2010 8º CUPO	1Q2011 9º CUPO	2Q2011 10º CUPO	3Q2011 11º CUPO	4Q2011 12º CUPO
TEORICO	INICIO DE CONVOCATORIA	15/10/2008	15/11/2008	01/02/2009	01/05/2009	01/08/2009	01/11/2009	01/02/2010	01/05/2010	01/08/2010	01/11/2010	07/04/2011	07/04/2011
	FINAL DE CONVOCATORIA	15/11/2008	01/02/2009	01/05/2009	01/08/2009	01/11/2009	01/02/2010	01/05/2010	01/08/2010	01/11/2010	01/02/2011	31/07/2011	31/07/2011
	PUBLICACIÓN DE LISTADOS	16/01/2009	01/04/2009	01/07/2009	01/10/2009	01/01/2010	01/04/2010	01/07/2010	01/10/2010	01/01/2011	01/04/2011	01/10/2011	10/10/2011
REAL	INICIO DE CONVOCATORIA	15/10/2008	15/11/2008	26/02/2009	01/05/2009	01/08/2009	11/12/2009	22/02/2010	01/05/2010	01/08/2010	19/12/2010	07/04/2011	07/04/2011
	FINAL DE CONVOCATORIA	15/11/2008	26/02/2009	01/05/2009	01/08/2009	11/12/2009	22/02/2010	01/05/2010	01/08/2010	19/12/2010	06/04/2011		
	PUBLICACION DE LISTADOS	19/02/2009	23/04/2009	01/07/2009	04/12/2009	15/02/2010	16/04/2010	20/07/2010	13/12/2010	31/03/2011	20/07/2011		
<b>TIPO I.1</b>													
	Cupo (MWp)	6,675	6,675	6,675	6,675	6,675	6,653	6,675	6,537	7,090	7,163	7,168	
	Total de solicitudes (MWp)	3,113	6,140	5,770	10,397	30,757	12,429	14,543	19,796	21,526	30,994		
	Proyectos inscritos (MWp)	1,669	3,630	2,790	4,671	6,016	5,760	6,681	6,548	7,392	7,173		
	Proyectos no inscritos (MWp)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,593	4,050	8,085	9,535		
	Proyectos inadmitidos (MWp)	1,444	2,510	2,980	5,726	24,741	6,669	6,862	3,150	3,134	14,290		
	Tarifa asignada (c€/KWh)	34,0000	34,0000	34,0000	34,0000	34,0000	33,4652	33,0597	32,1967	31,3542	28,8821	28,1271	27,3958
<b>TIPO I.2</b>													
	Cupo (MWp)	60,075	60,075	60,075	60,075	61,640	61,439	61,640	60,401	67,185	67,846	67,892	
	Total de solicitudes (MWp)	28,266	64,080	107,700	246,924	274,553	268,543	327,188	1874,154	1888,369	149,416		
	Proyectos inscritos (MWp)	20,916	31,690	35,600	60,104	62,522	61,480	63,009	61,434	67,192	68,094		
	Proyectos no inscritos (MWp)	0,000	0,000	0,000	0,000	54,236	62,111	101,472	108,740	131,313	44,126		
	Proyectos inadmitidos (MWp)	7,350	32,390	72,100	186,820	157,795	144,952	162,707	1700,980	1689,864	37,196		
	Tarifa asignada (c€/KWh)	32,0000	32,0000	32,0000	32,0000	31,1665	30,3099	29,5200	28,6844	27,8887	20,3726	19,8353	19,3196
<b>TIPO II</b>													
	Cupo (MWp)	58,250	58,250	89,512	85,616	49,936	51,339	52,105	52,288	40,869	40,450	38,947	
	Total de solicitudes (MWp)	898,766	1343,020	1284,910	1373,210	1480,604	1478,356	1439,700	1393,161	1276,347	364,593		
	Proyectos inscritos (MWp)	66,113	94,720	90,410	89,950	50,894	52,380	52,114	52,609	41,609	42,693		
	Proyectos no inscritos (MWp)	529,800	924,820	875,840	908,480	994,733	974,630	1002,493	978,906	939,944	248,388		
	Proyectos inadmitidos (MWp)	262,853	323,480	318,660	374,780	484,977	451,346	384,903	362,546	294,794	73,512		
	Tarifa asignada (c€/KWh)	32,0000	30,7189	29,9113	29,0857	28,1045	27,3178	26,5509	25,8602	25,1714	13,4585	13,0324	12,6936
<b>TOTAL PROYECTOS INSCRITOS</b>		<b>66,690</b>	<b>130,640</b>	<b>126,000</b>	<b>134,720</b>	<b>113,436</b>	<b>113,020</b>	<b>121,004</b>	<b>120,391</b>	<b>110,193</b>	<b>117,900</b>		

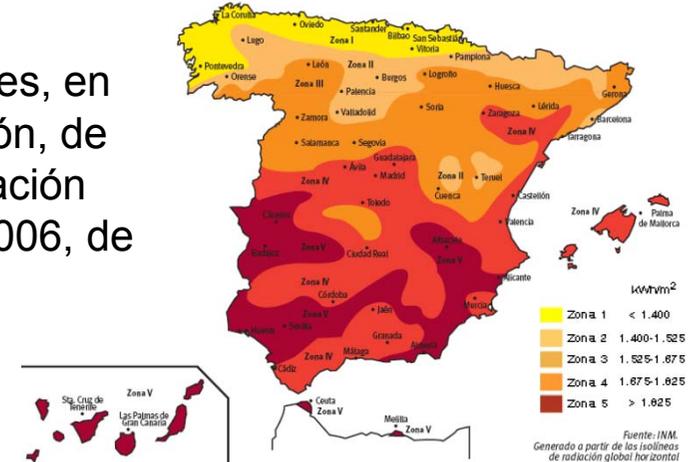
# Energía Solar Fotovoltaica

**Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.**

**Disposición adicional primera.** Limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

1. Las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica tendrán derecho, en su caso, a percibir en cada año el régimen económico primado que tengan reconocido, hasta alcanzar el número de horas equivalentes de referencia, tomando como punto de inicio las 0 horas del 1 de enero de cada año.

2. Las horas equivalentes de referencia para estas instalaciones, en función de la zona solar climática donde se ubique la instalación, de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la radiación solar media en España establecidas en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, serán las siguientes:



Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija . . . . .	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje . . . . .	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes . . . . .	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

# Energía Solar Fotovoltaica

**Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.**

Disposición transitoria segunda. Limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas hasta el 31 de diciembre de 2013.

No obstante lo dispuesto en la disposición adicional primera, hasta el 31 de diciembre de 2013 las horas equivalentes de referencia para las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica acogidas al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, serán las siguientes:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija . . . . .	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje . . . . .	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes . . . . .	1.707

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija . . . . .	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje . . . . .	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes . . . . .	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

# Energía Solar Fotovoltaica

**IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)**

## **Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica**

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red  
(PCT-C-REV - julio 2011)

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red  
(PCT-A-REV - febrero 2009)

## **Instalaciones de Energía Solar Térmica**

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura  
(PET-REV - enero 2009)

# Energía Solar Fotovoltaica

## IDAE Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica

### Cálculo de la producción anual esperada:

- $G_{dm}(0)$ : Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>.día)
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>.día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual.
- **Rendimiento energético** de la instalación (performance ratio), PR, considerando:
  - La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
  - La eficiencia del cableado.
  - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
  - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
  - La eficiencia energética del inversor.
  - Otros.
- La estimación de la energía inyectada

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

# Energía Solar Fotovoltaica

## Código Técnico de la Edificación (CTE)

### DB HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

Los edificios de los usos indicados incorporarán sistemas fotovoltaicos cuando superen los límites establecidos en dicha tabla.

Tabla 1.1 Ámbito de aplicación

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m <sup>2</sup> construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m <sup>2</sup> construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m <sup>2</sup> construidos
Administrativos	4.000 m <sup>2</sup> construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m <sup>2</sup> construidos

La potencia eléctrica mínima determinada podrá disminuirse o suprimirse justificadamente, en los siguientes casos:

- a) se cubra la potencia mínima mediante otras fuentes de energías renovables;
- b) no cuente con suficiente acceso al sol por barreras y no se puedan aplicar soluciones alternativas;
- c) en rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable;
- d) en edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación
- e) cuando así lo determine el órgano competente que dictamina en materia de protección histórico-artística.

# Energía Solar Fotovoltaica

## Determinación de la potencia a instalar

La potencia pico a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B)$$

siendo

P la potencia pico a instalar [kWp];

A y B los coeficientes definidos en la tabla 2.1 en función del uso del edificio

C el coeficiente definido en la tabla 2.2 en función de la zona climática

S la superficie construida del edificio [m<sup>2</sup>].

Tabla 2.1 Coeficientes de uso

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 2.2 Coeficiente climático

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

# Energía Solar Fotovoltaica

En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.

La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Pérdidas límite

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°

## Integración arquitectónica

Cuando los módulos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

**Revestimiento:** Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción.

**Cerramiento:** Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

**Elementos de sombreado:** Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

**Superposición:** La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad anterior

# Energía Solar Fotovoltaica

Las zonas climáticas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas.

Tabla 3.1 Radiación solar Global

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H > 18,0$	$H > 5,0$



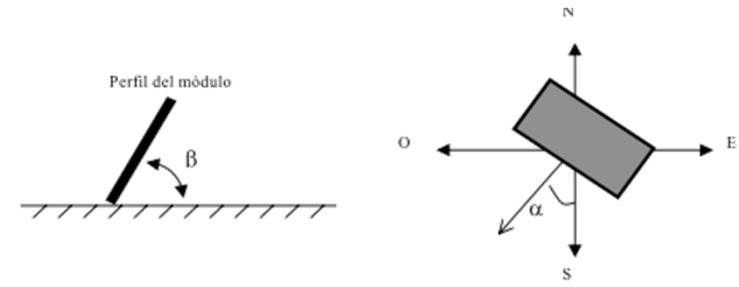
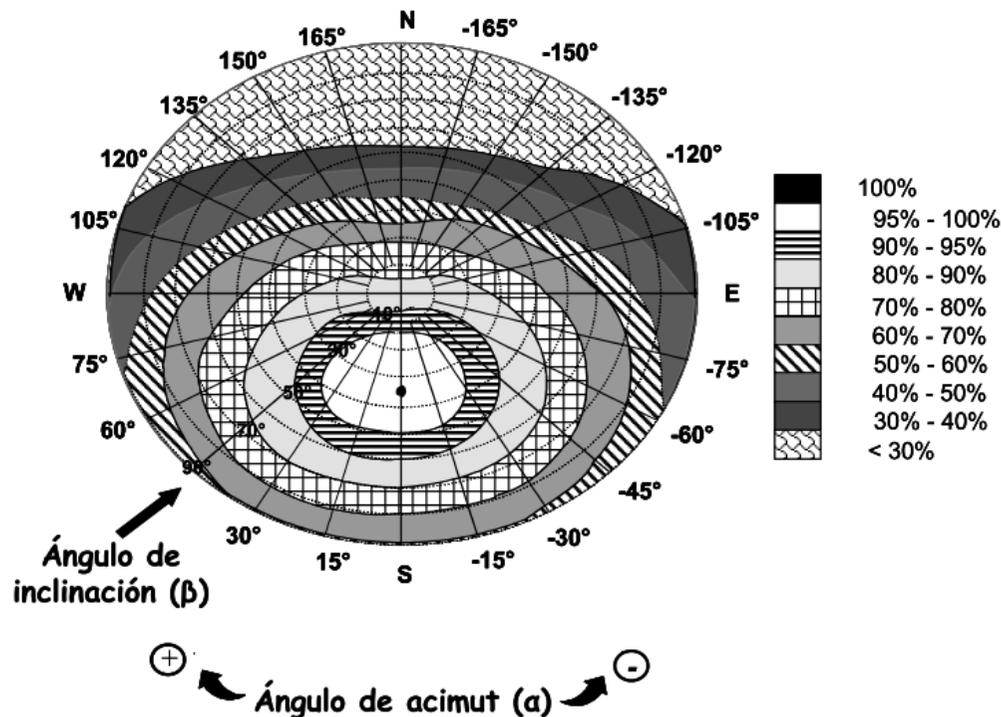
# Energía Solar Fotovoltaica

- 1 Determinado el ángulo de acimut del captador y se comprueba si está entre los límites de inclinación aceptables (figura , válida para una la latitud ( $\phi$ ) de  $41^\circ$ ).
- 2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de  $41^\circ$ , de acuerdo a las siguientes fórmulas:
  - a) inclinación máxima = inclinación ( =  $41^\circ$ ) – ( $41^\circ$  - latitud);
  - b) inclinación mínima = inclinación ( =  $41^\circ$ ) – ( $41^\circ$ -latitud); siendo  $5^\circ$  su valor mínimo.
- 3 En casos cerca del límite y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[ 1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2 \right] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[ 1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

$\phi$  la latitud del lugar.



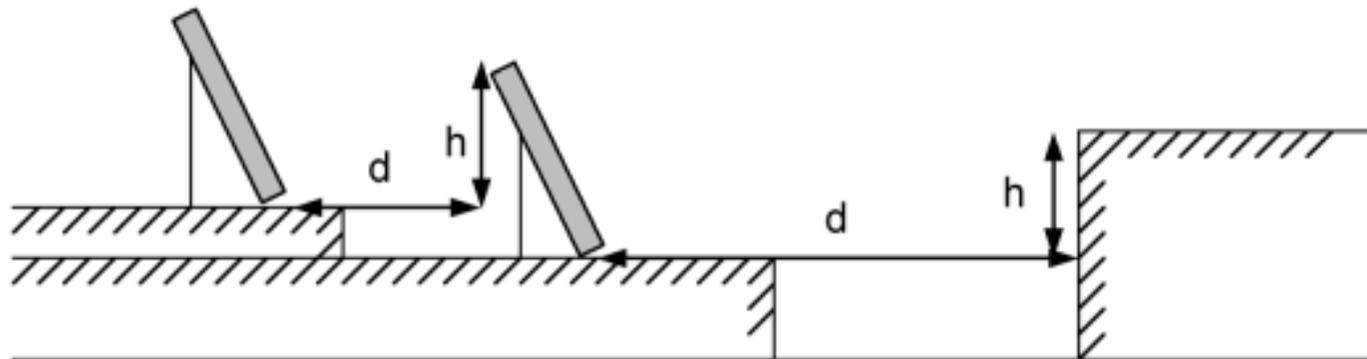
# Energía Solar Fotovoltaica

## Distancia mínima entre filas de módulos

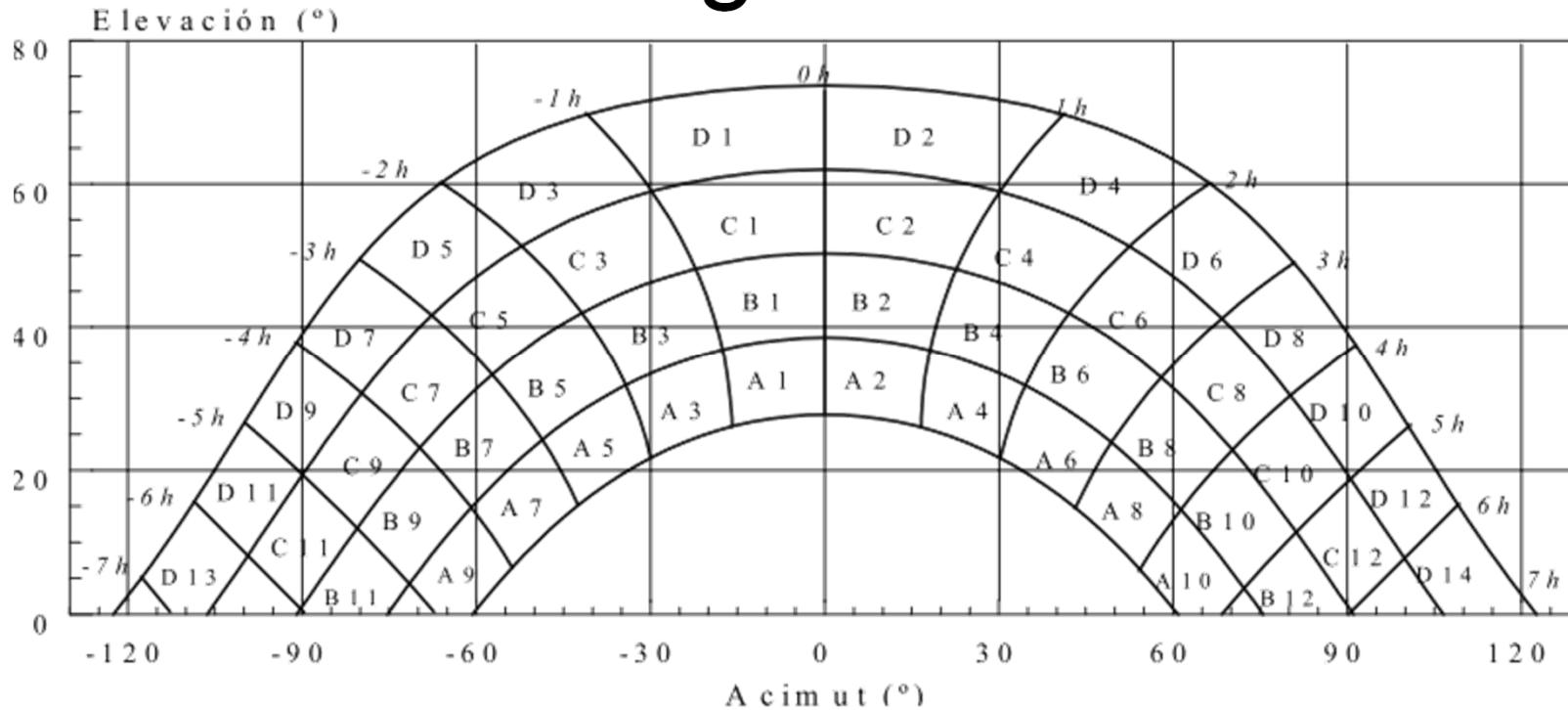
La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor

$$k = 1/\tan(61^\circ - \text{latitud}).$$



# Energía Solar Fotovoltaica



porcentaje de irradiación solar global anual que se pierde si la porción está tapada por un obstáculo.

	$\beta=35^\circ; \alpha=0^\circ$				$\beta=0^\circ; \alpha=0^\circ$				$\beta=90^\circ; \alpha=0^\circ$				$\beta=35^\circ; \alpha=30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,01	0,12	0,44	0,00	0,01	0,18	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,13	0,41	0,62	1,49	0,05	0,32	0,70	2,23	0,23	0,50	0,37	0,10	0,02	0,10	0,19	0,56
7	1,00	0,95	1,27	2,76	0,52	0,77	1,32	3,56	1,66	1,06	0,93	0,78	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,84	1,50	1,83	3,87	1,11	1,26	1,85	4,66	2,76	1,62	1,43	1,68	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,70	1,88	2,21	4,67	1,75	1,60	2,20	5,44	3,83	2,00	1,77	2,36	2,24	1,60	1,92	4,14
1	3,17	2,12	2,43	5,04	2,10	1,81	2,40	5,78	4,36	2,23	1,98	2,69	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,17	2,12	2,33	4,99	2,11	1,80	2,30	5,73	4,40	2,23	1,91	2,66	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,70	1,89	2,01	4,46	1,75	1,61	2,00	5,19	3,82	2,01	1,62	2,26	2,93	2,08	2,23	5,02
6	1,79	1,51	1,65	3,63	1,09	1,26	1,65	4,37	2,68	1,62	1,30	1,58	2,14	1,82	2,00	4,46
8	0,98	0,99	1,08	2,55	0,51	0,82	1,11	3,28	1,62	1,09	0,79	0,74	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,11	0,42	0,52	1,33	0,05	0,33	0,57	1,98	0,19	0,49	0,32	0,10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,02	0,10	0,40	0,00	0,02	0,15	0,96	0,00	0,02	0,02	0,13	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,22

# Energía Solar Fotovoltaica

## Trámites para la legalización de una instalación:

	CARÁCTER PREVIO	CARÁCTER DEFINITIVO
ADMINISTRACIÓN LOCAL	Licencia de Obras	Comunicación de Inicio de Actividad
GESTOR DE RED	Punto de Conexión y Acceso a la red	Conexión Definitiva (Certificados de Acceso y Primera Lectura) Contrato de Compraventa
ORGANO COMPETENTE CC.AA.	Aval 500 Euros / kW (Tipo I.2 y II) ó 50 Euros / kW (Tipo I.1)	Devolución o Cancelación de aval
	Autorización Administrativa	Acta de Puesta en Marcha
	Otorgamiento Condición RIPRE (Registro Instalaciones Productoras en Régimen Especial)	Inscripción Previa y Definitiva RIPRE
MINIST. DE IND., COM. Y TUR. D.G. POLÍT. ENERG.Y MINAS	Registro de Preasignación de Retribución 4 Convocatorias/año, que Establecen cupos de potencia y las tarifas	Inscripción Definitiva RIPRE
DELEGACIÓN DE HACIENDA	Alta en el I.A.E.. Impuestos Actividades Económicas. Epígrafe 151.4	Obtención del C.A.E. Código de Actividad y Establecimiento, impuestos especiales

# Energía Solar Fotovoltaica

## Ejemplo:

Potencia fotovoltaica mínima a instalar en una nave Industrial de 15000 m<sup>2</sup> situada en Orense, según lo establecido en el CTE:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B) = 1,1 \cdot (0,001406 \cdot 15000 - 7,81) = 14,61 \text{ kWp}$$

Tabla 2.1 Coeficientes de uso

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,001600	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001220	1,88
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 2.2 Coeficiente climático

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4



# Energía Solar Fotovoltaica

$$n_{\text{módulos}} \geq P_{\text{pico}} / P_{\text{módulo}} = 14610 / 220 = 66,4 \text{ módulos} \Rightarrow 3 \cdot 2 \cdot 12 = 72 \text{ módulos} \Rightarrow 15840\text{kWp}$$

$$V_{\text{max}} = 12 \cdot 29,2 = 350,4\text{V} \Rightarrow 150\text{V} \leq 350,4\text{V} \leq 400\text{V}$$

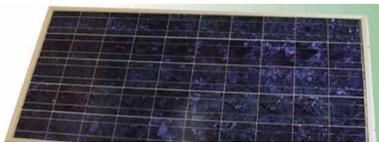
$$I_{\text{max}} = 2 \cdot 7,54 = 15,08\text{A}$$

$$P_{\text{max}} = 24 \cdot 220 = 5280\text{Wp}$$

$$V_{\text{oc}} = 12 \cdot 36,6 = 439,2\text{V}$$

$$P_{\text{inv}} = 5000 \geq 0,8 \cdot P_{\text{pico}} = 0,8 \cdot 5280 = 4224\text{W (HE5)}$$

3 inversores con 2 series de 12 módulos c/u



## DATOS ELÉCTRICOS (Standard Test Conditions)

Potencia máxima:	210 Wp	215 Wp	220 Wp
Tensión punto de máxima potencia (Vmax)	28,70V	28,90 V	29,20 V
Corriente punto de máxima potencia (Imax)	7,32 A	7,44 A	7,54 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	36,40 V	36,50 V	36,60 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7,90 A	8,00 A	8,10 A
Tolerancia de potencia:	+/- 3% por panel		
Tensión máxima admisible:	850 V		
Coeficientes de temperatura:	TC Im 0,04%/°C		
	TC Vm -0,38%/°C		
	TC Pm -0,47%/°C		



Datos de entrada	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Potencia de conexión recomendada	3500-5500 Wp	4600-6700 Wp	4600-6700 Wp
Margen de tensión MPP	150 - 400 V		
Tensión máx. de entrada (con 1000 W/m² / - 10°C en vacío)	500 V	500 V	530 V
Corriente máx. de entrada	29,4 A	35,84 A	35,84 A

Datos de salida	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Potencia nominal de salida (P <sub>nom</sub> )	3,5 kW	4,6 kW	4,6 kW
Potencia máx. de salida	4,1 kW	5 kW	5 kW
Tensión nominal de red	230 V, +10 / -15 % *		
Corriente nominal de red	15,22 A	20 A	20 A
Frecuencia nominal	50 +/-0,2 Hz *		
Coeficiente de distorsión	< 3%		
Coeficiente de potencia	1		

Datos generales	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Rendimiento máximo	94,5 %	94,5 %	94,5 %
Rendimiento Euro	93,5 %	93,5 %	93,5 %
Consumo propio de noche	0,15 W *		
Consumo propio en funcionamiento	12 W		
Refrigeración	ventilación forzada regulada		
Clase de protección (caja interior / exterior)	IP 21 / IP 45		
Dimensiones l x a x h	610 x 344 x 220 mm / 733 x 435 x 225 mm		
Peso	16 kg / 20 kg		
Temperatura ambiental admitida (con 95% humedad relativa)	-20 ... 50 °C **		

Dispositivos de protección	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Medición de aislamiento DC	Aviso con R <sub>iso</sub> < 500 kOHM		
Protección de sobretensión DC	integrada		
Protección de inversión de polaridad	integrada		
Comportamiento con sobrecarga DC	desplazamiento de punto de funcionamiento dinámico		

# Energía Solar Fotovoltaica

*Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. (Fuente: CENSOLAR).*

**Nota:** También se podrán tomar en consideración los valores indicados en la norma UNE 94003.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1 ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
33 MURCIA	10,1	14,8	18,0	20,4	24,2	25,0	27,7	23,2	18,0	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,1	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 VALENCIA	5,3	9	13,3	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 TARRAGONA	5,6	8,8	13,7	16,6	18,9	21,4	22,3	20,8	16,9	10,7	6,8	4,8	14

*Altitud, latitud, longitud y temperatura mínima histórica (la más baja que se haya medido desde el primer año del que se conservan registros de datos).*

PROVINCIA	ALTITUD (m) (de la capital)	LATITUD (°) (de la capital)	LONGITUD (°) (de la capital)	TEMP. MÍNIMA HISTÓRICA (°C)
35 ORENSE	139	42,3	7,8 W	-8
36 VALENCIA	734	40,0	0,7 W	-14

# Energía Solar Fotovoltaica

*Factor de corrección k para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo y otra horizontal.*

LATITUD = 42°

Incl.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,09	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,06	1,11	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,13	1,08	1,04	1,03	1,04	1,09	1,15	1,22	1,26	1,25
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04	1,03	1,05	1,1	1,18	1,28	1,34	1,32
25	1,32	1,25	1,17	1,09	1,04	1,01	1,04	1,1	1,21	1,33	1,4	1,38
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02	1	1,02	1,1	1,23	1,37	1,46	1,44
35	1,39	1,3	1,19	1,08	1	0,97	1	1,09	1,23	1,4	1,51	1,48
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97	0,94	0,97	1,08	1,24	1,42	1,54	1,52
45	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,9	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54
50	1,44	1,31	1,16	1	0,89	0,86	0,9	1,02	1,21	1,44	1,59	1,56
55	1,44	1,3	1,13	0,97	0,85	0,8	0,85	0,98	1,19	1,43	1,59	1,57
60	1,43	1,28	1,1	0,92	0,79	0,75	0,8	0,93	1,15	1,41	1,59	1,57
65	1,41	1,25	1,06	0,87	0,74	0,69	0,74	0,88	1,11	1,39	1,57	1,55
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67	0,62	0,67	0,82	1,07	1,35	1,55	1,53
75	1,35	1,17	0,96	0,75	0,6	0,55	0,6	0,76	1,01	1,31	1,52	1,5
80	1,3	1,12	0,9	0,68	0,53	0,48	0,53	0,69	0,95	1,25	1,47	1,46
85	1,25	1,06	0,83	0,61	0,46	0,4	0,46	0,62	0,88	1,19	1,42	1,41
90	1,19	1	0,76	0,54	0,38	0,32	0,38	0,54	0,81	1,12	1,36	1,35



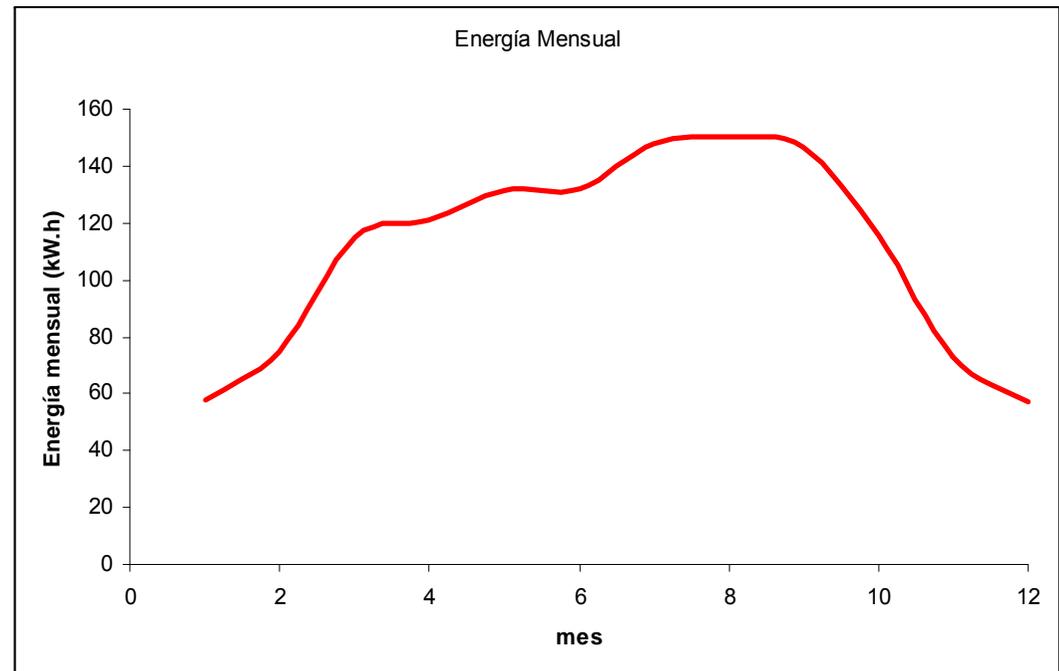
# Energía Solar Fotovoltaica

m <sup>2</sup>	enero	febrer	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septie	octubre	Novie	Diciem
MJ/día.m <sup>2</sup>	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3
kW,h/día.m <sup>2</sup>	1,31	2,03	3,14	3,89	4,50	4,89	5,08	4,61	3,97	2,61	1,56	1,19
K (inclin)	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,9	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54
kW,h/mes.m <sup>2</sup>	57,88	74,95	114,82	121,33	131,13	132,00	148,13	150,09	146,58	115,75	73,27	57,03

$$E_{\text{anual}} = 1322,9 \text{ kW.h/año.m}^2$$

$$E_{\text{PV}}(\eta=14\%) = 185,2 \text{ kW.h/año.m}^2$$

$$15,84\text{kWp} \Leftrightarrow \sim 120 \text{ m}^2 \text{ de paneles}$$



# Energía Solar Fotovoltaica

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,62 \text{ kW.h/día.m}^2$$

$$P_{mp} = 15,84 \text{ kWp}$$

$$PR = 0,78 \text{ (calculado HE5)}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

$$E_p = 44,78 \text{ kWh/día} \Rightarrow E_{año} = 16345 \text{ kWh/año}$$

horas equivalentes año: 1032h < 1362h (Real Decreto-ley 14/2010)

Real Decreto 1578/2008, TIPO I, Subtipo I.1, 4º cupo, 2011:  
**4477,8 €/año**

según la retribución del Real Decreto 661/2007 serían:  
~7500 €/año

# **Curso en Auditoría y Ahorro Energético: *Viviendas y Terciario***

## ***Energía Eléctrica*** ***Energía Solar Fotovoltaica*** **Módulo 4**

***Eloy Díaz***

***Universidad de Vigo***

63

*Vigo, 25 octubre 2011*