



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIEROS DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS



# Estudio de Viabilidad de Placas Fotovoltaicas en Instalaciones y/o Edificios de Alto Consumo de Energía

**Memoria**

**Trabajo final de grado**

*Titulación:* Grado en Ingeniería Civil

*Curso:* 2014/15

*Autor:* Daniel Casquero Soler

*Tutor:* D. Miguel Ángel Pérez Martín

*Valencia, junio de 2015*



“Si te sientes en soledad cuando estás sólo, es que estás en mala compañía”.

Jean Paul Sartre

## ÍNDICE

### 1.INTRODUCCIÓN

- 1.1.Prefacio
- 1.2.Glosario de términos
- 1.3.Objeto
- 1.4.Situación energética actual

### 2.METODOLOGÍA

### 3.ÁMBITO DE ACTUACIÓN

- 3.1 Localización Nave Industrial
- 3.1 Dimensiones Nave Industrial
- 3.1 Cubierta Nave Industrial

### 4.RADIACIÓN SOLAR

- 4.1.Cálculo irradiación (Wh/m<sup>2</sup>/año)
- 4.2.Obtención de datos.
- 4.3.Resultados Irradiación.

### 5.DISEÑO INSTALACIÓN

- 5.1.Performance Ratio (PR).
- 5.2.Orientación e Inclinación Generador
- 5.3.Pérdidas por sombras de módulos inclinados
- 5.4.Separación entre Filas de Módulos (d)
- 5.5. Módulo Solar Fotovoltaico
- 5.6.Inversores
- 5.7.Producción horaria de electricidad
- 5.8.Colocación módulos fotovoltaicos
- 5.9.Diseño Instalación
- 5.10 Número de Módulos

5.11 Número de Inversores

5.12 Potencia

5.13 Producción Anual

5.14 Resultados Instalación

## 6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

6.1 PEM

6.2 Inversión Inicial

6.3 Ingresos Anuales

6.4 Gastos Financieros Anual y Total

6.5 Gastos Explotación Anual

6.6 Beneficios Anuales

6.7 Resultados Económicos a Medio Plazo

6.8 Rentabilidad de las Alternativas

## 7. CONCLUSIONES

## 8. AGRADECIMIENTOS

## 9. BIBLIOGRAFÍA

## 10. DOCUMENTOS ADICIONALES

10.1 Anejo 01 de 03

10.2 Anejo 02 de 03

10.3 Anejo 03 de 03



## 1.INTRODUCCIÓN

### 1.1.Prefacio

Desde que empecé a enterarme de las noticias que emanaban de los diferentes medios de comunicación, los problemas relacionados con el medio ambiente y la carencia de recursos energéticos ha sido uno de los asuntos más tratados. Con frecuencia, aumento el volumen de las noticias de la radio o la televisión si es que están hablando otra vez de estos temas ya que tengo un interés amplio y creciente desde hace algunos años.

Las generaciones jóvenes occidentales estamos concienciados de que nuestra civilización no puede unicamente centrarse para su futuro en la prosperidad económica porque es insostenible. Así, insostenible, ha quedado demostrado que es después de la grave crisis que comenzó hace algunos años y seguimos padeciéndola. La parte económica se ha resentido gravemente y, por ello la parte social, relacionada directamente, de la misma manera.

La prosperidad, pienso, debe entenderse como el logro de beneficios sociales que resultan en aumento de calidad de vida. Supongo que para ello, tendrá que producirse una mejora de las condiciones económicas de aquellos que no las tienen y, para ello, será necesaria una redistribución más uniforme de la riqueza económica. Además de la prosperidad, la sociedad tiene otro objetivo que es el intentar que las condiciones en las que dejemos nuestro planeta al resto de habitantes futuros sea la más parecida a las que nos encontramos al nacer. Los problemas medioambientales que nos estamos encontrando son la causa de perjuicios en nuestra calidad de vida, actualmente. Para un futuro no muy lejano ya no se pronostica sólo una bajada en la calidad de vida; según los expertos está en juego la supervivencia de nuestra especie. Así, los pronósticos más desfavorables citan fechas clave para las próximas centenas de años. Son escenarios desfavorables, pero fijándonos en el orden de magnitud de la cifra, son sólo centenas de años.

La energía juega un papel clave porque es la que nos permite vivir y desarrollarnos. Planificar una estrategia de crecimiento para el futuro sin tenerla en cuenta adecuadamente sería un error debido a su importante papel. Hemos de observar y atender a las formas y fuentes de producción de energía y a la manera de consumirla.

Pero no sólo debemos alarmarnos, sino actuar para resolver el problema desde ya. Y, los esfuerzos de países, grandes y pequeñas corporaciones y por parte de los individuos ya se está notando. Parece que los mensajes de alarma y concienciación están surtiendo efecto. Ya desde el siglo pasado hay estrategias de reducción de las consecuencias negativas venidas de la energía. Los países más precoces, desde mediados del siglo pasado empezaron a tomar medidas.

Con todo lo expuesto anteriormente, concluyo que mi interés en la materia de la energía es notable y por ello he decidido realizar un proyecto relacionado. Mi objetivo inicial, que no sé si conseguiré, era dedicar mi tiempo a aportar una pequeña porción de conocimiento más a esta materia. Si no lo consigo, no me importará, porque realizar este proyecto me ha servido para entender mejor la situación actual de la energía solar fotovoltaica.

Inicialmente, sabiendo los perjuicios que crea la producción energética mediante combustibles fósiles y la dependencia energética desmesurada del exterior que tiene España, pensé en elaborar un plan para reducir estos dos “males”. Debido a la complejidad de mi idea, mi tutor con gran acierto me propuso centrarme en la relevancia para el cambio de paradigma que podía tener la energía solar fotovoltaica. Así, finalmente he concretado aún más en la aplicación de esta última en naves industriales. En la actualidad, la industria tiene un muy importante peso en el consumo energético de nuestro país; un 25 % del consumo total energético viene de su parte y, como sabemos, esa parte no es eminentemente renovable.

## 1.2. Glosario de términos

**Consumo específico (Wh/m<sup>2</sup>):** producción de electricidad (W x h) / superficie útil (m<sup>2</sup>)

**Irradiancia (W/m<sup>2</sup>):** Potencia sobre unidad de superficie que generan los rayos de Sol. Su valor depende de la climatología, del ángulo de inclinación del plano sobre el que inciden los rayos, de la latitud y de la longitud del emplazamiento.

**Irradiación (Wh/m<sup>2</sup>):** Irradiancia x tiempo (horas incidiendo el Sol sobre la superficie dónde se mide). Es la energía máxima del Sol capaz de obtenerse en una unidad de superficie.

**Célula:** Menor entidad física de captación solar

**Panel o módulo:** Conjunto de células agrupadas. Un panel es el equipo de tecnología solar de venta comercial más pequeño.

$\beta$ : ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico respecto de la horizontal

$$|\phi| = \text{Latitud}$$

**Fuente de energía primaria:** Aquella que se encuentra en la naturaleza sin haber sido sometida a procesos antrópicos. Por ejemplo, el petróleo o las “bolsas” de gas natural.

**Fuente de energía final:** Aquella que está preparada para consumir. Por ejemplo, la electricidad.

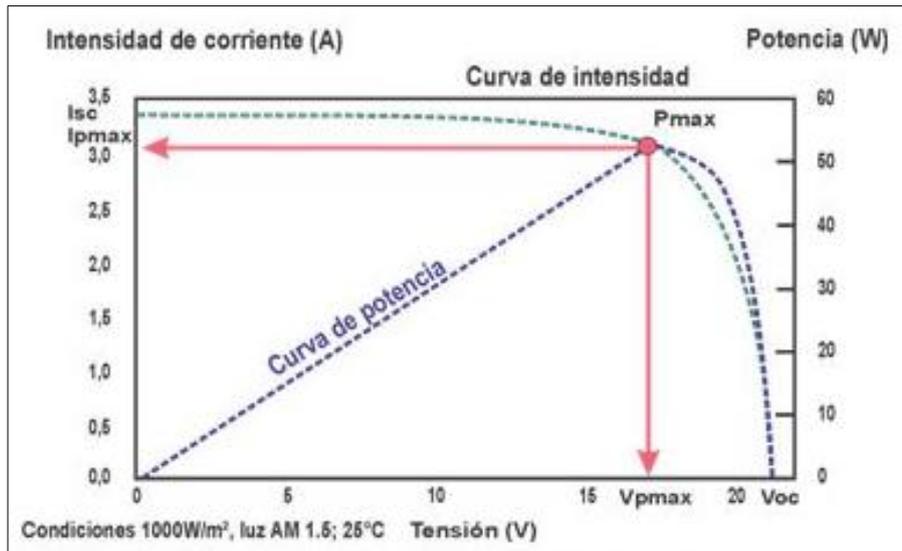
**C.C.:** Corriente continua

**C.A.:** Corriente alterna

**Impp:** Intensidad de corriente eléctrica en el punto de máxima potencia. Del inglés “mpp”, es maximum power point.

**Vmpp:** Tensión eléctrica o voltaje en el punto de máxima potencia. Del inglés “mpp”, es maximum power point.

La gráfica inferior relaciona la intensidad con el voltaje. Recordemos, que la potencia es el producto de intensidad y voltaje. La potencia es máxima en el punto donde la intensidad es la Impp y el voltaje, la Vmpp.



Gráfica 1.1. Gráfica Voltaje (V)-Intensidad (A) y Potencia (W)

**Superficie de cubierta (m<sup>2</sup>):** Superficie útil de cubierta de nave industrial disponible para situar la instalación fotovoltaica.

**Superficie de módulo (m<sup>2</sup>):** Es la superficie que el módulo fotovoltaico cuenta para recoger la radiación solar.

**Superficie de generador (m<sup>2</sup>):** Es la superficie que suman la superficie de todos los módulos instalados.

### 1.3. Objeto.

El objeto del proyecto consiste en poder responder a las siguientes dos preguntas:

- ¿La energía que consume una nave industrial puede cubrirse con la producción de una instalación fotovoltaica sobre su cubierta?
- ¿Es viable económicamente una instalación fotovoltaica sobre la cubierta de una nave industrial?

El proyecto tiene unos *objetivos directos e indirectos*. Con respecto a los **objetivos directos**, pretende **fomentar el uso de la tecnología fotovoltaica en la industria**. Esto último implica unos **objetivos indirectos** que son:

- **La reducción de la dependencia energética.** Las naves industriales demandarán menos energía debido a que producirán parte de la necesaria autónomamente. La energía que no demandan, se traduce en una reducción de la demanda de fuentes de energía primaria al exterior.
- **Cuidado del medioambiente.** La electricidad en España se consigue, en una parte importante, a través de combustibles fósiles. Mediante la tecnología fotovoltaica, la reducción de emisiones de partículas contaminantes será sobresaliente.
- **Sostenibilidad energía solar.** El sol, es un recurso renovable y cómo tal permite que la producción, a priori, no dependa de más factores que de su existir y de las condiciones meteorológicas. Sin embargo, la dependencia de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) provoca grandes incertidumbres en el precio y en la producción de electricidad por problemas de carestía del recurso.

#### 1.4. Situación energética actual.

Focalizando en la situación energética española, existe un grave problema con la dependencia energética. Además de ello, existe un consumo muy importante de tecnologías dependientes de combustibles fósiles (por ejemplo, se da un amplio uso del transporte privado que depende directamente del petróleo).

Con respecto a la dependencia energética, a continuación se ofrece una tabla que muestra la evolución del autoabastecimiento español en los últimos años:

AUTOABASTECIMIENTO ENERGÍA PRIMARIA (%)					
Año	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Resto*	TOTAL
2009	39,2	0,2	0	100	23,2
2010	41,4	0,2	0,1	100	26,2
2011	21,2	0,2	0,2	100	24,7
2012	15,9	0,3	0,3	100	25,9
2013	16,5	0,7	0,2	100	27,9

Tabla 1.4.A

La columna “resto” hace referencia a las energías nuclear, hidráulica, eólica, solar, geotérmica y biomasa. Se observa valores crecientes de autoabastecimiento pero, siguen siendo muy bajos. La media europea se sitúa en el entorno del 47 % (datos 2014).

Las consecuencias más preocupantes de esta dependencia son la muy alta factura económica (anualmente cerca de un 5% de nuestro PIB se dirige a pagar la energía proveniente del exterior, 60.000 millones de euros) y la inseguridad de aprovisionamiento de energía . Por otra parte, dado que en la producción de combustibles fósiles interactúan muchos agentes, los precios de la energía fluctúan constantemente por lo que es difícil prever cuál será la factura económica a final de año y más aún, a medio o largo plazo. A continuación se muestran dos gráficos que reflejan lo anterior:

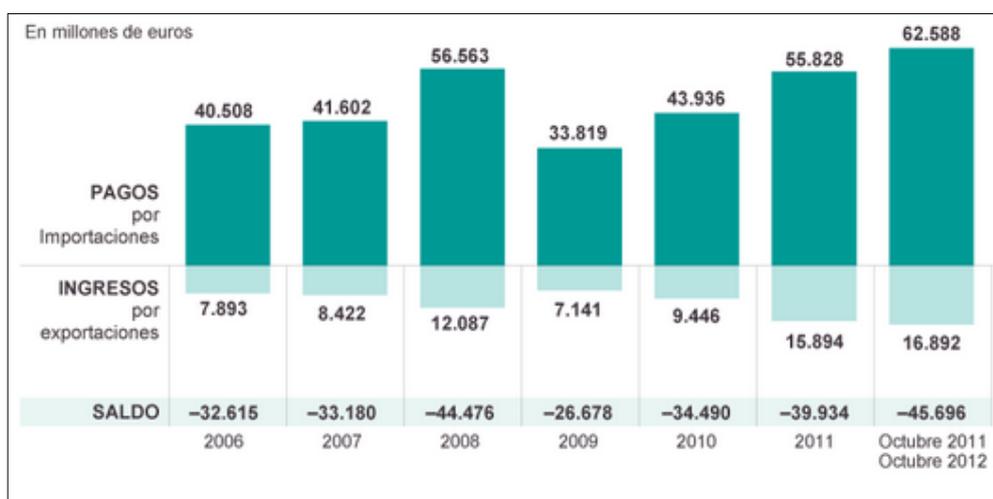


Tabla 1.4.B. Saldo en la balanza energética (millones de euros)

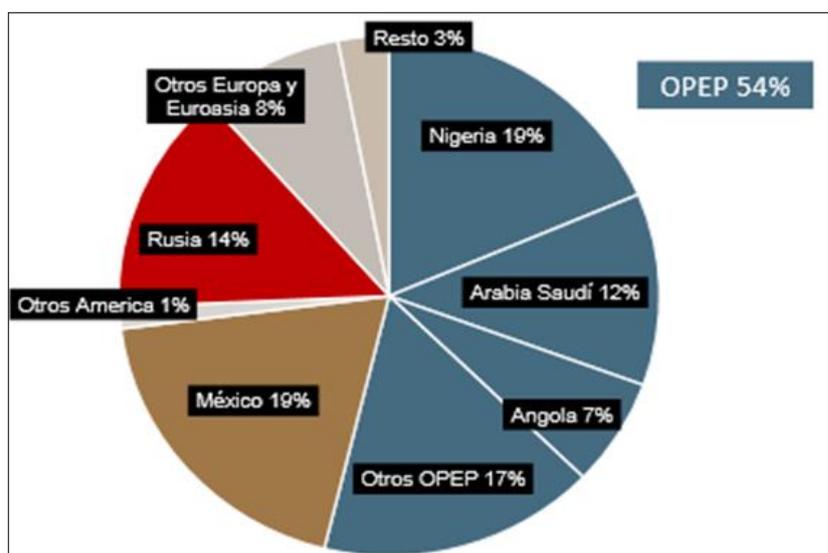


Tabla 1.4.C. Distribución importaciones de crudo enero 2014

Como ya sabemos, el papel de las energías renovables es clave para resolver este conjunto de problemas. Afortunadamente, las tendencias de consumo de estas fuentes muestran un aumento muy importante en los últimos años.

En España, el consumo de energías renovables resultaba del 6% del total en el año 2003. Casi diez años más tarde, en 2012, ascendía hasta el 12'5%. Un aumento porcentual de más del 100%. En los últimos datos aportados (año 2014) por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), el consumo de renovables se situaba en el 14 %.

La gráfica inferior muestra el consumo de energía primaria en España, según los últimos datos (año 2014):

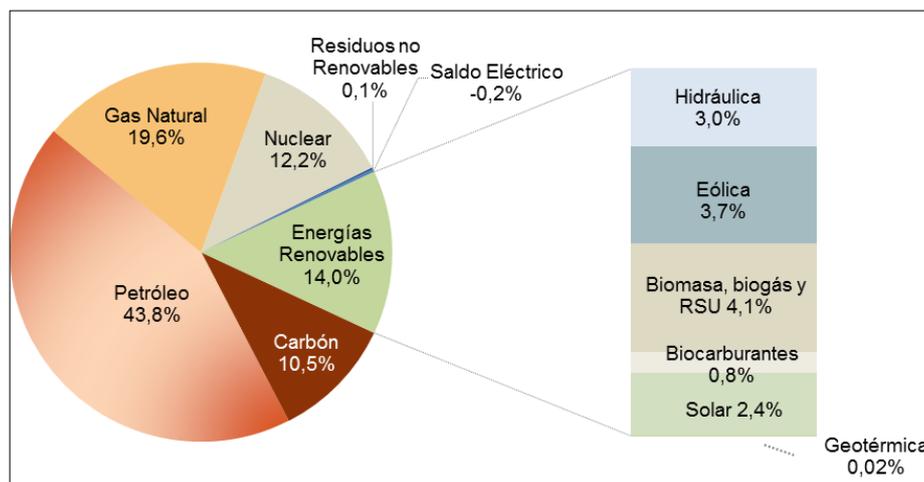


Tabla 1.4.D

Se observa que la energía solar ocupa un 2'4 % del consumo total, habiendo crecido también un 2,4 % en el periodo anual. Con respecto a la energía solar fotovoltaica, su papel en la estructura de consumo total es del 0,8% y, en el periodo anual 2013 a 2014 decreció un 2,7%.

El potencial de la energía solar fotovoltaica es sorprendente, de ahí que se maneje el dato de que con tan sólo un 1% de la superficie terrestre española con tecnología fotovoltaica se cubriría el consumo total del país. En los últimos años, desde los organismos y asociaciones españolas de energías renovables han criticado las políticas del gobierno debido a que no está fomentando el crecimiento del sector sino que está echando a perder los logros del pasado reciente.

Sin embargo, en países tecnológicamente tan potentes como Estados Unidos, Alemania, China o Japón la apuesta por la energía renovable solar está siendo muy importante. Esto, está provocando que la tecnología aumente a ritmos muy altos haciendo decrecer los precios. Podemos observar el liderazgo de los países anteriores en la gráfica inferior:

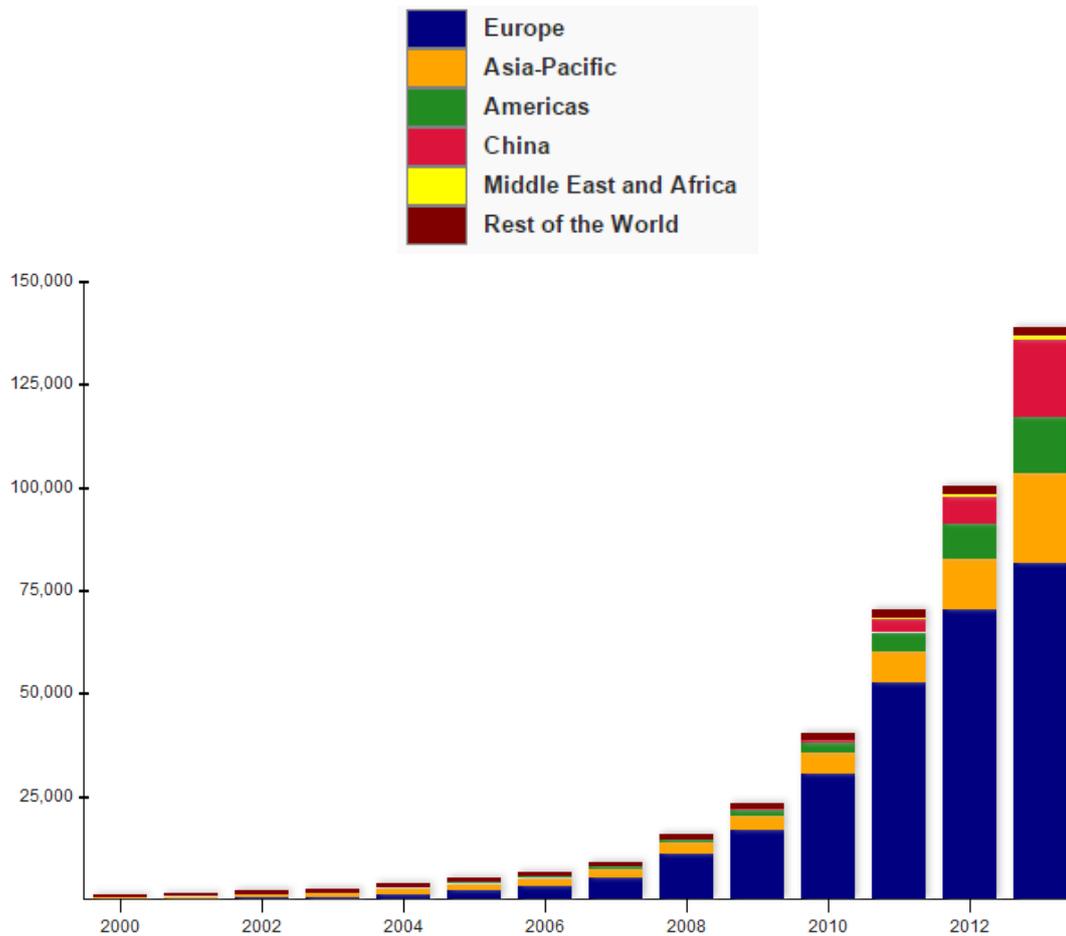


Tabla 1.4.E. Potencia fotovoltaica mundial instalada hasta 2013, en megavatios (MW). Datos EPIA

El siguiente gráfico muestra como las tendencias de consumo mundial son sensiblemente crecientes.

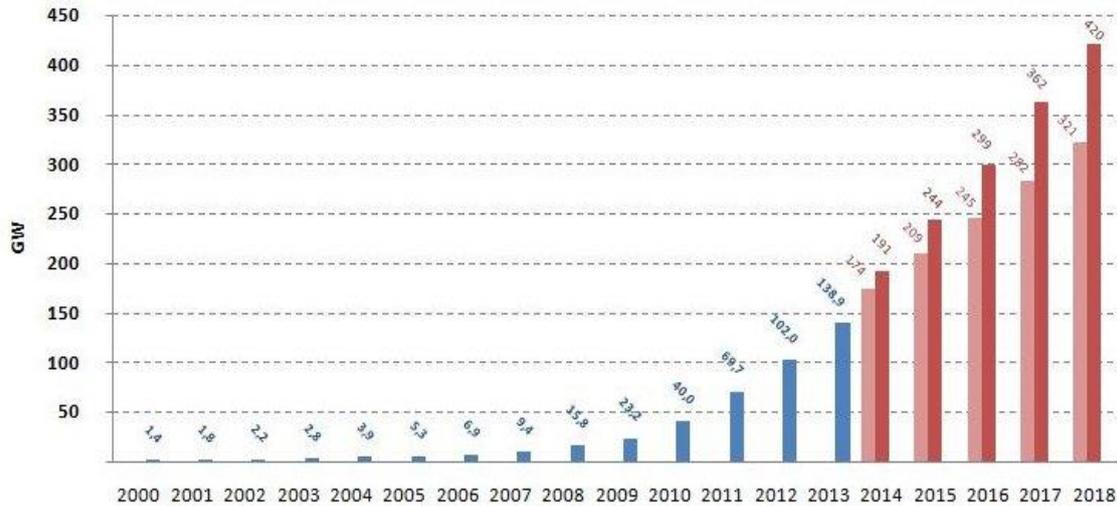


Tabla 1.4.F. Potencia fotovoltaica instalada en el mundo, en GW. Datos históricos hasta 2013 y previsión hasta 2018.

La demanda tan creciente en el uso de la tecnología solar fotovoltaica (principalmente de Alemania) ha inducido a que los precios de los módulos solares sufran una brusca caída. Los lazos comerciales de Alemania con China, cuya mano de obra es notablemente más barata, ha sido la clave de la reducción de precios. En la actualidad, la producción de tecnología fotovoltaica está liderada mayoritariamente por China (del entorno del 60% del mercado mundial de producción de módulos).

En esta tecnología, es habitual el emplear el precio de un vatio (W) de potencia ya instalado (nomenclatura: €/Wp) como indicador de viabilidad económica de una instalación. En España, actualmente se sitúa en torno a 1,5€/Wp. Sin embargo, en Estados Unidos es sensiblemente menor; actualmente es menor a 1€/Wp. Así, lo muestra la gráfica inferior:

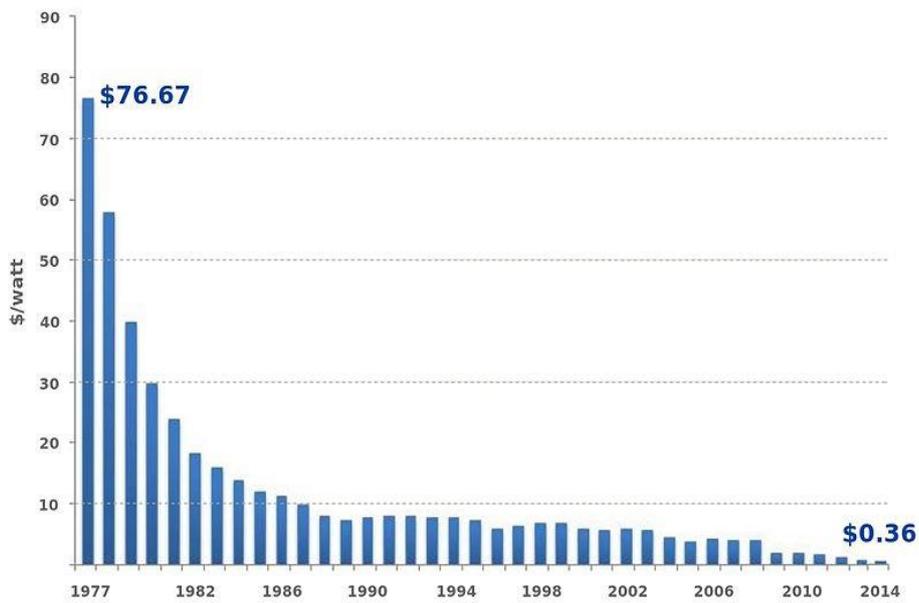
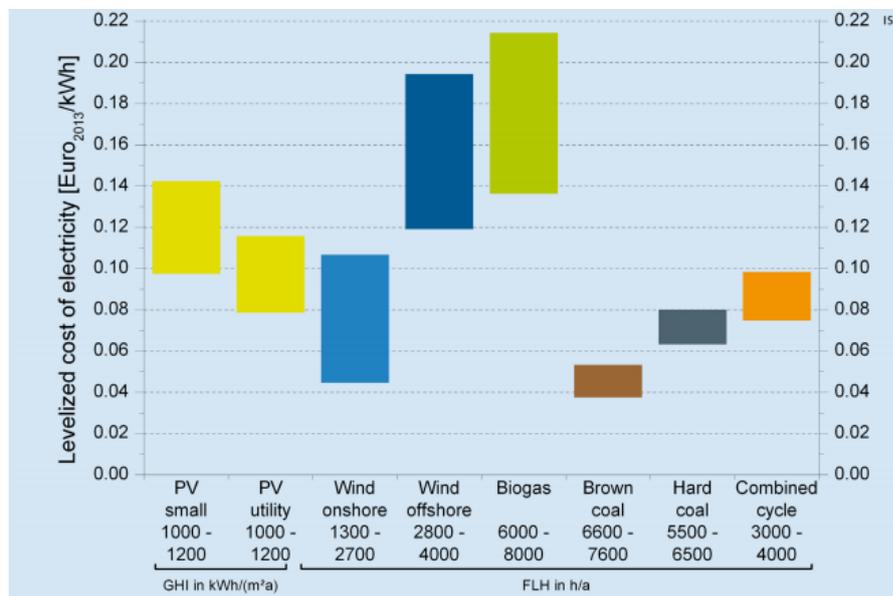


Tabla 1.4.G. Evolución del precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (en \$/Wp) entre 1977 y 2014 (fuente: Bloomberg New Energy Finance)

Primero, debo aclarar que las células de silicio cristalino son las más demandadas. De ahí, que el estudio de evolución del precio sea a partir de ellas.

Con respecto al gráfico superior, se observa una caída continuada del precio en la última treintena de años hasta situarse en la actualidad a un precio totalmente competitivo comparándolo con las tecnologías fósiles.

El gráfico inferior muestra los rangos de precios de producción de electricidad de las diferentes fuentes de energía en Alemania en la actualidad (año 2013):



- Tabla 1.4.H. Precio producción electricidad (€/kWh) en Alemania (año 2013). Fuente: Fraunhofer Institut for Solar Energy. PV (fotovoltaica); Wind (eólica); Biogas (biogás); Coal (carbón); Combined cycle (ciclo combinado)

Observamos que los precios de la tecnología fotovoltaica todavía son mayores a los del carbón. Pero debe tenerse en cuenta que el consumo de carbón, al igual que el resto de combustibles fósiles, está penalizado con impuestos por perjuicio del medio ambiente. También debe tenerse en cuenta los costes de mantenimiento de los equipos tecnológicos asociados a ambas fuentes energéticas. Por lo tanto, se concluye que los precios de ambas fuentes se encuentran en el mismo orden de magnitud e, incluso, tienen valores muy parecidos.

Hay que tener en cuenta que las predicciones que se barajan es que, globalmente, aumentará la demanda de energía solar (gráficos anteriores) y esto se asocia con una reducción de los precios de mercado y una mejora de la técnica en cuanto a eficiencia de los equipos.

## 2.METODOLOGÍA

Este proyecto intenta **dar respuesta a una amplia variedad de situaciones diferentes** que pueden caracterizar una nave industrial real. Por ello, para poder obtener conclusiones genéricas se ha optado por calcular, diseñar y estudiar un abanico **de 10 alternativas diferentes**.

Se ha elegido **dos variables que cambian según la alternativa de trabajo**; estas son la **inclinación de los módulos** solares fotovoltaicos que forman el generador situado en la cubierta ( $\beta$ ) y, la **superficie** del propio generador.

Con respecto a la inclinación, los **módulos** solares fotovoltaicos tendrán una **inclinación fija**. Así, distinguiremos entre **5 modelos** de trabajo de **inclinación horizontal** y otros **5** con un ángulo de **inclinación óptimo** para la captación de energía solar.

Atendiendo a la superficie del generador, trabajaremos con **5 superficies diferentes para cada inclinación**. Remarco que la superficie del generador no es la de cubierta. Son distintas.

La **elección del valor de las superficies**, como veremos más adelante, **partirá de calcular la máxima superficie que puede ocupar sobre la cubierta el generador**. Para módulos de inclinación horizontal, la máxima superficie de generador es mayor que en el caso de módulos inclinados. Esto se debe a que para evitar las sombras entre paneles se deja una distancia importante entre ellos y en el caso de módulos horizontales no se producen sombras entre ellos.

De lo anterior, se desprende que **el resto de modelos de estudio, tendrán una superficie de generador menor a la de máxima ocupación de cubierta**.

### 3.ÁMBITO DE ACTUACIÓN

Como ya se ha dicho anteriormente, el ámbito de actuación o de estudio del proyecto es sobre la **cubierta de una nave industrial. Sobre esa cubierta** se ha estudiado la colocación de **una instalación de energía solar fotovoltaica.**

#### 3.1.Localización Nave Industrial

Se ha establecido las coordenadas de Latitud y Longitud de la **ciudad de Valencia** para las 10 alternativas

Latitud: 39.28 Norte

Longitud:0.224 Oeste

Así pues se desprende que el modelo de nave industrial de este proyecto se sitúa en Valencia.

**Las variables de trabajo que afectan a los resultados son la latitud y la longitud.** El conjunto de ambas afecta a las condiciones de meteorología y a la radiación solar incidente (irradiancia e irradiación). **Los resultados de Valencia pueden emplearse con total garantía a cualquier punto del área metropolitana de la ciudad sin ninguna afección.** De hecho, una serie de datos se han tomado en un pueblo del área metropolitana (Picassent). Los valores de irradiancia y de condiciones meteorológicas son **muy parecidos en todo el arco costero de la Comunidad**, por lo que pueden tomarse **para hacerse una idea de notable precisión** para una primera aproximación del cálculo definitivo.

#### 3.2.Dimensiones Nave Industrial

Las dimensiones de la nave industrial objeto de estudio son **105 metros de longitud y 65 metros de anchura.** La nave tiene una **planta rectangular.** Así pues, la superficie de la nave es de **6825 metros cuadrados.**

La elección de estas dimensiones se ha basado en la observación y medición de los valores geométricos de naves industriales del polígonos de Fuente del Jarro. Este polígono, situado en el área metropolitana de Valencia, cuenta con la implantación de una amplia variedad de sectores de la industria. Es por esta diversidad que lo haya elegido para realizar las dimensiones de manera más precisa.

En la tabla inferior, se observan los valores geométricos de 6 naves industriales, escogidas al azar, para determinar las dimensiones definitivas de la nave de este proyecto:

Geometría Nave Industrial		
	Largo (m)	Ancho (m)
1	102	50
2	110	75
3	68	50
4	88	50
5	185	142
6	66	23
Promedio	103	65
Definitivo	105	65
Superficie (m2)	6825	

Tabla 3.2

### 3.3.Cubierta Nave Industrial

Con respecto a la geometría de la cubierta de la nave industrial, la gráfica que se muestra a continuación muestra los datos identificativos fundamentales para el cálculo:

Cubierta Nave Industrial	
Inclinación	0
Orientación	Sur
Relieve	Plana
Tragaluces	No
Largo útil (m)	105
Ancho útil (m)	65
Superficie útil (m)	6825

Tabla 3.3

Como ya se ha dicho anteriormente, pese a la intención de establecer escenarios genéricos para que los resultados finales sirvan para el mayor número de situaciones posibles, se ha simplificado el modelo por motivos operativos. Las simplificaciones recaen sobre una inclinación de cubierta sencilla para el cálculo (aunque es una inclinación común) y la orientación más sencilla.

#### 4.RADIACIÓN SOLAR.

##### 4.1.Cálculo irradiación (Wh/m2/año)

*Antes de comenzar, he de anotar que la inclinación óptima, que será calculada más adelante, es de 30'8° respecto a la horizontal.*

La metodología que se ha empleado ha consistido en el cálculo de los siguientes puntos:

1. Irradiación anual en el plano horizontal,  $G(0^\circ)$
2. Irradiación anual en el plano del generador,  $G(30,8^\circ)$
3. Irradiación anual efectiva en el plano del generador,  $G_{ef}$

**La irradiación anual efectiva es la que se busca;** es decir, la que **se emplea en el cálculo de producción eléctrica anual definitivo**. La irradiación anual es la suma de todas las irradiancias horarias del año.

$$G_a \text{ (irradiación anual)} = G_d \text{ (kWh/m}^2\text{/día)} \times 365 \text{ (días)}$$

$$G_a \text{ (irradiación anual)} = G_m \text{ (kWh/m}^2\text{/mes)} \times 12 \text{ (meses)}$$

Cabe decir que cuanto más pequeño es el margen de tiempo al que corresponde un dato, más preciso es este. Así pues, los datos minutales son más precisos que los horarios y, los horarios más que los diarios.

Para el cálculo, se parte de los datos sobre Irradiancia anual media en el plano horizontal,  $G_a(0)$ . A partir de la fórmula siguiente se obtiene la irradiancia anual media en el plano del generador,  **$G_a(\beta_{opt})$** :

$$\frac{G_a(0)}{G_a(\beta_{opt})} = 1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2$$

La fórmula superior sirve para el caso de que el plano del generador cuente con la inclinación óptima, que es nuestro caso.

Por otra parte, cabe decir que **este paso anterior no hay que darlo para el modelo horizontal**, sino sólo para el modelo inclinado.

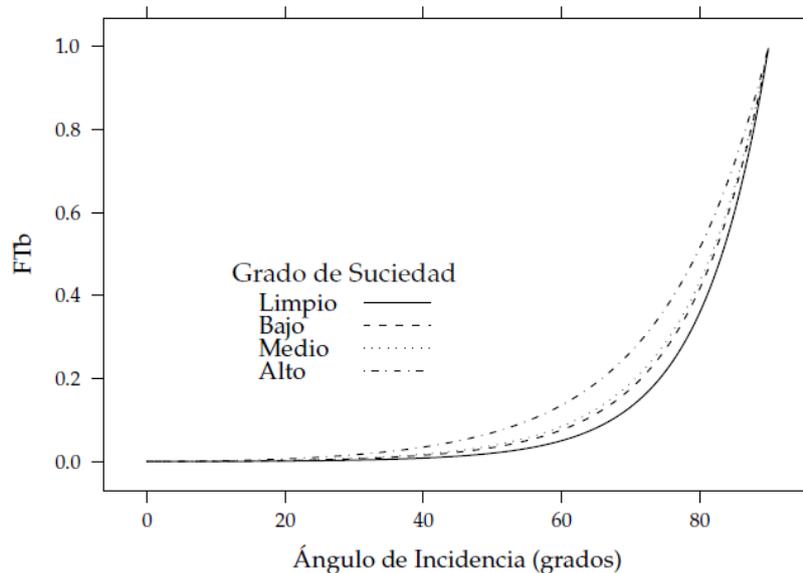
Antes de tratar la irradiación anual efectiva en el plano del generador, creo recomendable tratar las **pérdidas de producción angulares y las producidas por la suciedad acumulada en el panel** dado que éstas influyen en la irradiancia anual efectiva que calcularemos a continuación.

La radiación incidente en un módulo fotovoltaico está frecuentemente desviada de la normal a la superficie del módulo. Esto provoca unas pérdidas por reflexión o, también llamadas **pérdidas angulares**.

Con respecto a la **suciedad** que se acumula en la superficie del módulo, se ha de decir que lógicamente altera las propiedades angulares del mismo y reduce la transmitancia del vidrio.

La **consecuencia** de los fenómenos anteriores provoca **una reducción de la irradiancia**. **Esta reducción implica una irradiación menor** que la media anual en el plano del generador, es la irradiación media anual efectiva,  **$G_{a,ef}(\beta)$** .

La gráfica que se muestra a continuación relaciona mediante una función matemática el ángulo de incidencia ( $\beta$ ) con las pérdidas angulares del módulo. La función matemática varía ligeramente en función del grado de suciedad del módulo.



Gráfica 4.1.A. Pérdidas angulares de un módulo fotovoltaico para diferentes grados de suciedad en función del ángulo de incidencia.

Observamos como **las pérdidas angulares no son significativas hasta el entorno de los 40 grados de ángulo de incidencia**. A continuación, se muestra una tabla que empleo para señalar los 4 grados de suciedad que existen. La T es la transmitancia del vidrio del módulo.

Grado de Suciedad	$\frac{T_{sucio(0)}}{T_{limpio(0)}}$	$a_r$	$c_2$
Limpio	1	0.17	-0.069
Bajo	0.98	0.20	-0.054
Medio	0.97	0.21	-0.049
Alto	0.92	0.27	-0.023

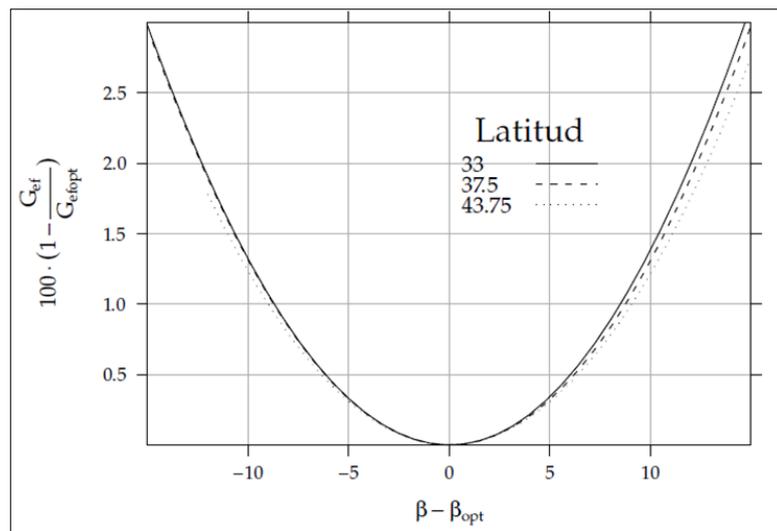
Tabla 4.1.A

El grado de suciedad depende de la relación entre la transmitancia del vidrio sucio y el limpio. Fijémonos que un grado de suciedad alto se define como una transmitancia del módulo sucio igual al 92 % de la del módulo limpio.

Para el cálculo de la  $G_{a,ef}(\beta)$ , se tiene en cuenta una función matemática que la relaciona con la  $G_a(\beta_{opt})$  y el ángulo de inclinación óptimo,  $\beta_{opt}$ . La función permite el cálculo tanto para el modelo horizontal ( $\beta=0$ ) como para el inclinado ( $\beta= \beta_{opt}$ ).

La función depende de la latitud y del ángulo de inclinación.

A continuación, se observa la gráfica que representa la función y, más abajo, la función matemática.



Gráfica 4.1.B. Pérdidas de irradiación global anual al elegir un ángulo de inclinación diferente del óptimo para tres latitudes diferentes en el hemisferio Norte.

Se debe aclarar que esta función es para un grado de suciedad medio.

Cálculo irradiancia efectiva anual incidente en el plano del generador, **G<sub>ef,a</sub>(β)**:

$$\frac{G_{efa}(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{opt})} = g_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

G<sub>1</sub>, g<sub>2</sub> Y g<sub>3</sub> son coeficientes adimensionales que se calculan del siguiente modo:

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}$$

	<i>i</i> = 1	<i>i</i> = 2	<i>i</i> = 3
<i>g</i> <sub>1i</sub>	8 · 10 <sup>-9</sup>	3,8 · 10 <sup>-7</sup>	-1,218 · 10 <sup>-4</sup>
<i>g</i> <sub>2i</sub>	-4,27 · 10 <sup>-7</sup>	8,2 · 10 <sup>-6</sup>	2,892 · 10 <sup>-4</sup>
<i>g</i> <sub>3i</sub>	-2,5 · 10 <sup>-5</sup>	-1,034 · 10 <sup>-4</sup>	0,9314

Tabla 4.1.B.

#### 4.2. Obtención de datos.

Existen dos tipos de bases de datos cuya diferencia reside en el medio desde el que se toman los datos. Así, los datos pueden tomarse desde el medio terrestre o mediante la estimación a partir de imágenes tomadas desde el aire. A continuación, figura más claro:

- Estaciones agroclimáticas terrestres (medición)
  - Red SIAR
- Imágenes de satélites (estimación algoritmos de análisis)
  - NASA y AEMet

Para este proyecto se ha trabajado con ambos tipos de fuentes de datos y con tres organismos (SIAR, NASA y AEMet). La bibliografía actual de referencia en tecnología

fotovoltaica recomienda estos organismos para la obtención de datos de radiación solar.

#### 4.2.1. Datos de la NASA (National Aeronautics and Space Administration)

La NASA permite obtener una amplia cantidad de datos; aquí, sólo se han obtenido de:

- **irradiación diaria media mensual incidente en una superficie horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/día)**
- **irradiación diaria media mensual incidente en una superficie inclinada (kWh/m<sup>2</sup>/día)**

Ambos datos están referenciados a unas coordenadas de Latitud y Longitud; se ha tomado las coordenadas de Valencia.

#### 4.2.2. Datos de AEMet (Agencia Estatal de Meteorología)

La AEMet cuenta con una valiosa publicación que es el **Atlas de Radiación Solar de España**. El Atlas está situado en el anejo llamado "01 de 03\_Anejo Atlas de Radiación Solar de España".

Ofrece **datos de irradiación diaria media mensual incidente en una superficie horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/día)** en la ciudad de Valencia.

Los datos están referenciados a diferentes **percentiles de probabilidad** (P25, P50 y p75). En este proyecto se ha tomado de referencia únicamente el **P50**, como simplificación.

#### 4.2.3. Datos del SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío)

**El SIAR es un organismo dependiente del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente)** que como dice su nombre da servicios a la comunidad estatal de regantes de España.

Cuenta con una **extensa red de 468 estaciones** agroclimáticas en el territorio nacional y la **ubicación** de los emplazamientos de estas está **cuidadosamente pensado**.

El SIAR ofrece **datos de irradiación media de cada día del año incidente en una superficie horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/día)**. Dado que los datos son diarios y ha sido tomados en tierra, deben de contar con una **buena precisión**.

Dado que el emplazamiento del proyecto es en Valencia, hemos tomado los datos de una de las estaciones más cercanas a la ciudad; la estación está en el municipio de Picassent (aproximadamente a 15 kilómetros de la ciudad).

#### 4.3. Resultados Irradiación.

La tabla que aparece a continuación, muestra los valores de Irradiación anual efectiva  $G_{a,ef}(\beta)$  que han sido calculados a partir de los datos vistos anteriormente.

		Inclinación Óptima	Horizontal
	Base de Datos	$G_{a,ef}$ (kWh/m <sup>2</sup> /año)	G (kWh/m <sup>2</sup> /año)
Mediciones en tierra	SIAR	1826	1595
Estimaciones con Satélite	NASA	1726	1527
	AEMet P50	1938	1692

Tabla 4.3.

Dado que las mediciones obtenidas en tierra son más precisas que las estimaciones a partir de imágenes de satélite, pues tomamos como irradiancia definitiva la del SIAR:

**$G_{a,ef}$  (Inclinado) = 1826 kWh/m<sup>2</sup> por cada año**

**$G_{a,ef}$  (horizontal) = 1595 kWh/m<sup>2</sup> por cada año**

## 5.DISEÑO INSTALACIÓN

Antes de comenzar con el diseño del generador fotovoltaico, se debe tomar de referencia los valores que caracterizan la **instalación eléctrica actual** de la nave industrial. Así pues se ha supuesto lo siguiente:

- **Consumo específico actual = 150 kW/m<sup>2</sup>/año**
- **Demanda anual (6825 m<sup>2</sup>) = 1024 MWh/año**
- **Potencia: 239 kWp**

Estos supuestos no se han realizado de manera azarosa, sino que son **valores frecuentes y lógicos en una nave industrial cualquiera de tamaño frecuente**.

Cabe decir algo importante, y es que dependiendo de para qué se emplea la nave industrial la demanda de electricidad será distinta. De hecho, existe una disparidad grande entre naves industriales de los tres valores supuestos justo arriba. Así, por ejemplo, una nave industrial para almacén demandará una cantidad de energía sensiblemente menor a otra nave con maquinaria trabajando el día completo. Aún así, resalto que los valores supuestos son lógicos y frecuentes.

### 5.1.Performance Ratio (PR).

Es un **factor reductor de la producción** eléctrica que engloba las **pérdidas** de un sistema fotovoltaico **independientes de la meteorología**.

La tabla que aparece a continuación evalúa porcentualmente las pérdidas y las causas de las pérdidas que están englobadas en el PR.

Factor de pérdidas	Valor
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2-4 %
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3 %
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5-8 %
Conversión DC/AC realizada por el inversor	8-12 %
Efecto Joule en los cables	2-3 %
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2-3 %
Disponibilidad del sistema	0,5-1 %

Tabla 5.1

Frecuentemente, el PR oscila entre el 67 y el 78 % (puede comprobarse sumando los valores de la tabla). Los sistemas, desde 1996, median un PR = 0,74. Por ello, aún sabiendo que desde 1996 la tecnología ha mejorado y quedándonos del lado conservador en cuanto a hipótesis, hemos supuesto un **PR = 0,74**.

## 5.2.Orientación e Inclinación Generador

### 5.2.1 Modelo Horizontal

La **orientación** de este modelo será la **Sur**, por lo que **no habrá pérdidas de producción asociadas** a esta característica siendo la orientación óptima.

La **inclinación** de los **módulos** será **fija** y de **0°**, es decir, horizontal.

### 5.2.2.Modelo Inclinado

La **orientación** de este modelo también será la **Sur**, por lo que **no habrá pérdidas de producción asociadas** a esta característica siendo la orientación óptima.

La **inclinación** de los módulos será **fija** y será la **óptima**. A continuación se muestra la fórmula para el cálculo de la inclinación óptima, que depende de la latitud. Esta fórmula no sirve para cualquier latitud, pero sí para las de España.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi|$$

El resultado para la latitud de Valencia es de  $\beta_{\text{óptima}} = 30,8^\circ$ .

### 5.3. Pérdidas por sombras de módulos inclinados

Las **pérdidas por sombras sólo se van a calcular para el modelo de módulos inclinados**, debido a que para el modelo horizontal no tiene sentido ya que no se sombrean entre los módulos.

Existen dos tipos de sombras, que son las lejanas y las mutuas.

Las **sombras lejanas** hacen referencia a objetos, que desde lejos de los módulos los sombrean en algún momento. Dado que nuestra instalación se sitúa sobre la cubierta de una nave industrial, hemos supuesto que **no se producen pérdidas asociadas** por no haber posibles obstáculos que las sombreen.

Las **sombras mutuas**, se producen cuando los propios módulos se sombrean entre ellos. El valor de ellas, **dependen del Ratio de Ocupación Terrestre (ROT)**.

El ROT es la relación entre la superficie de cubierta y la superficie de generador. El **ROT, depende de la distancia "d" entre filas/ramas de módulos** en serie.

Un factor de sombra mutua, que es un factor de pérdidas, aceptable oscila desde el 2 % al 4. Para ese factor de sombra mutua se requiere un ROT de, al menos, valor 2.

Se ha diseñado la instalación según el modelo inclinado para un **ROT de 2**. Así, se toma un factor de sombra mutua de 4 % (escenario desfavorable) y un **factor de sombra total (suma de factor de sombras mutuas y lejanas) también de 4 %**. Todo ello implica que la distancia "d" entre filas/ramas de módulos sea la precisa para un ROT = 2.

### 5.4. Separación entre Filas de Módulos (d)

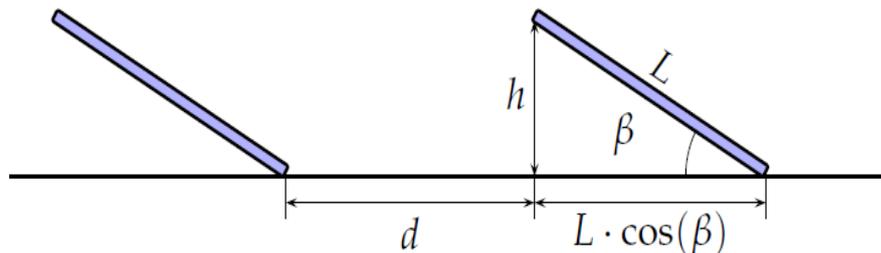


Imagen 5.4. Imagen de dos módulos inclinados un ángulo  $\beta$ . La distancia entre las filas de ambos módulos está acotada como "d"

#### 5.4.1. Modelo Horizontal.

En este caso, la distancia "d" no está condicionada por las sombras mutuas. Se ha tomado un valor de "**d**" de **1 metro**, para la **manipulación cómoda** de operarios durante la instalación y el mantenimiento.

#### 5.4.2. Modelo Inclinado.

Es de uso común el respetar un **mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno libres de sombra**. Para ello, la "d" ha de calcularse según la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

Siendo h, la distancia a la parte más alta del módulo a la superficie de cubierta en perpendicular y, el valor "gamma s" hace referencia a la altura solar en el mediodía del solsticio de invierno. A continuación se muestra la fórmula para calcular la altura solar (depende de la latitud).

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\phi| \simeq 67^\circ - |\phi|$$

En el caso de **Valencia**, la **altura solar toma el valor de 27,7**, aproximadamente. Y, teniendo en cuenta las dimensiones de nuestro módulo (en los apartados siguientes se detallarán todas sus características), la **distancia "d" para este proyecto es de 1,85 metros**, aproximadamente.

## 5.5. Módulo Solar Fotovoltaico

Se ha escogido el modelo **JKM265P-60** de la marca **Jnko**.



Imagen 5.4.2.A. Módulo escogido (Jnko JKM265P-60)

La **elección de este módulo** concreto viene justificada por las siguientes cuestiones. Es un modelo **TOP VENTAS** que comercializa una reconocida empresa distribuidora de material fotovoltaico en Valencia (TechnoSun). La **marca Jnko**, tiene prestigio internacional. Puede funcionar en un **amplio rango de temperaturas**. Su **eficiencia es alta en comparación** con otros modelos. Cuenta con una **destacable garantía de potencia** del 90 % a 12 años y del 80% a 25 año. Además, su **relación precio/potencia nominal es alta**.

Las **características físicas** del módulo son las siguientes:

Características Físicas	
Longitud (mm)	1650
Anchura (mm)	992
Grosor (mm)	40
Superficie (m2)	1,63
Peso (kg)	18,5

Tabla 5.4.2.A

### Características Eléctricas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Potencia nominal, Pnom (W)	250
Voltaje en el punto de máxima potencia, Vmpp (V)	30,5
Corriente en el punto de máxima potencia, Impp (A)	8,2
Voltaje de circuito abierto, Voc (V)	37,7
Corriente de cortocircuito, Icc (A):	8,85
Voltaje máximo del sistema, IEC (V)	1000
Temperatura nominal de operación, NOTC (°C)	45
Variación del voltaje V con la temperatura (%/°C)	-0,31
Variación de la corriente I con la temperatura (%/°C)	0,06
Variación de la Pnominal con la temperatura (%/°C)	-0,41
Eficiencia módulo (%)	15,27
Temperatura de funcionamiento (°):	-40 / 85
Tolerancia de potencia nominal (%)	0 / 3

Tabla 5.4.2.B

## 5.6. Inversores

### 5.6.1. Inversor 1

Se ha escogido el modelo **Xantrex™ GT100 E** de la marca **Schneider Electric**.



Imagen 5.6.1. Inversor 1 escogido (Xantrex™ GT100 E de Schneider Electric)

**Se ha elegido este modelo** porque es de **gran potencia (100 Kw)** y eso permite que sean precisos pocos inversores. El que haya un número bajo de inversores es recomendable debido a que el **mantenimiento será reducido**. Aún así, como veremos más adelante, hay suficientes inversores como para que si en una situación desfavorable dejara alguno de funcionar, la producción no descendería de manera grave. Por otra parte, la **marca Schneider Electric** cuenta con **prestigio internacional**, por lo que sus equipos deben tener una calidad contrastada.

Sus **características físicas** son las siguientes:

Características Físicas	
Altura (cm)	190,5
Anchura 1 (cm)	120,5
Anchura 2 (cm)	60,6
Peso (kg)	870

Tabla 5.6.1.A

Sus **características eléctricas** se muestran en la tabla inferior:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PARA EL CÁLCULO	
Potencia nominal de CA, $P_{NOM,I}$ (kW)	100
Rango de tensión MPP, $V_{MPP,I}$ (V):	300 / 650
Corriente continua máx $I_{CC,I}$ (A):	347
IN de salida, $I_{N,S}$ (A):	164
Coseno máx	> 0,99
Rendimiento máx. (%):	96,6
Temperatura de funcionamiento (°):	-10 / 45

Tabla 5.6.1.B

### 5.6.2. Inversor 2

El modelo escogido es el modelo **Conext TL 20000 E** de la marca **Schneider Electric**.



Imagen 5.6.2. Inversor 2 escogido (Conext TL 20000 E de Schneider Electric)

Como veremos más adelante, las características de los inversores imponen unas **limitaciones eléctricas** de voltaje e intensidad máximas y mínimas que hay que tener en cuenta en el diseño de la instalación. También hay unas **limitaciones físicas** impuestas por la geometría de cubierta. En este proyecto, para **optimizar la producción** de cada alternativa estudiada (*recordemos que cada alternativa contaba con módulos horizontales/inclinados y una superficie de generador distinta*) ha sido necesario **emplear un inversor complementario** de menor potencia porque las limitaciones eléctricas y físicas no permitían la optimización de la producción (*colocar el mayor número de módulos en la superficie de cubierta*).

Sus **características físicas**:

Características Físicas	
Altura (cm)	96
Anchura 1 (cm)	61,2
Anchura 2 (cm)	27,2
Peso (kg)	67,2

Tabla 5.6.2.A

Sus **características eléctricas**:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PARA EL CÁLCULO	
Potencia nominal de CC, $P_{NOM,I}$ (kW)	20
Rango de tensión MPP, $V_{MPP,I}$ (V):	350 / 800
Corriente continua máx $I_{CC,I}$ (A):	60
IN de salida, $I_{N,S}$ (A):	29
Coseno máx	> 0,99
Rendimiento máx. (%):	98,05
Temperatura de funcionamiento (°):	-20 / 60

Tabla 5.6.2.B

## 5.7. Producción horaria de electricidad

La **producción de electricidad depende de las horas que los rayos de Sol estén incidiendo sobre la superficie del generador fotovoltaico**. La posición relativa del Sol y la Tierra cambia permanentemente. A lo largo del día, **cuando los rayos de Sol inciden perpendicularmente en la superficie de los módulos es cuando la producción es**

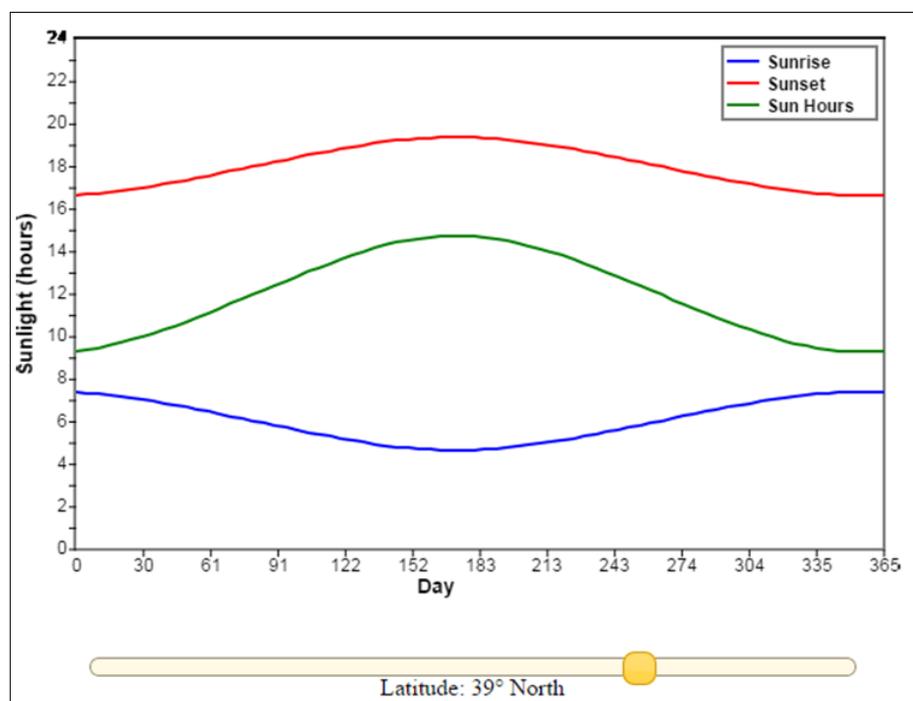
**máxima.** Ese momento del día se produce a su mitad, es decir, a las 12 del mediodía. También, **la función de producción horaria en cada día del año sigue formas diferentes.** Así, en los meses de verano (para el hemisferio Norte) la producción es mayor que a principio y a final del año.

Para **calcular cuál es la evolución de la producción a lo largo de cada día del año,** vamos a efectuar una **simplificación** en los cálculos. Trabajaremos con la evolución horaria de producción del **día del año percentil P50 en número de horas de Sol.** Es decir, trabajaremos con un único día que llamaremos a partir de ahora “día medio de horas de Sol”. La mitad de los días del año cuentan con mayor número de horas de Sol que este y la otra mitad, menos que este.

Así pues la **metodología de cálculo** será la siguiente:

1. Cálculo del día medio de horas de Sol (P50) en el año.
2. Cálculo irradiancia a lo largo del día medio
3. Producción horaria por unidad de superficie a lo largo del día medio

#### 5.7.1. Cálculo del día medio de horas de Sol (P50) en el año

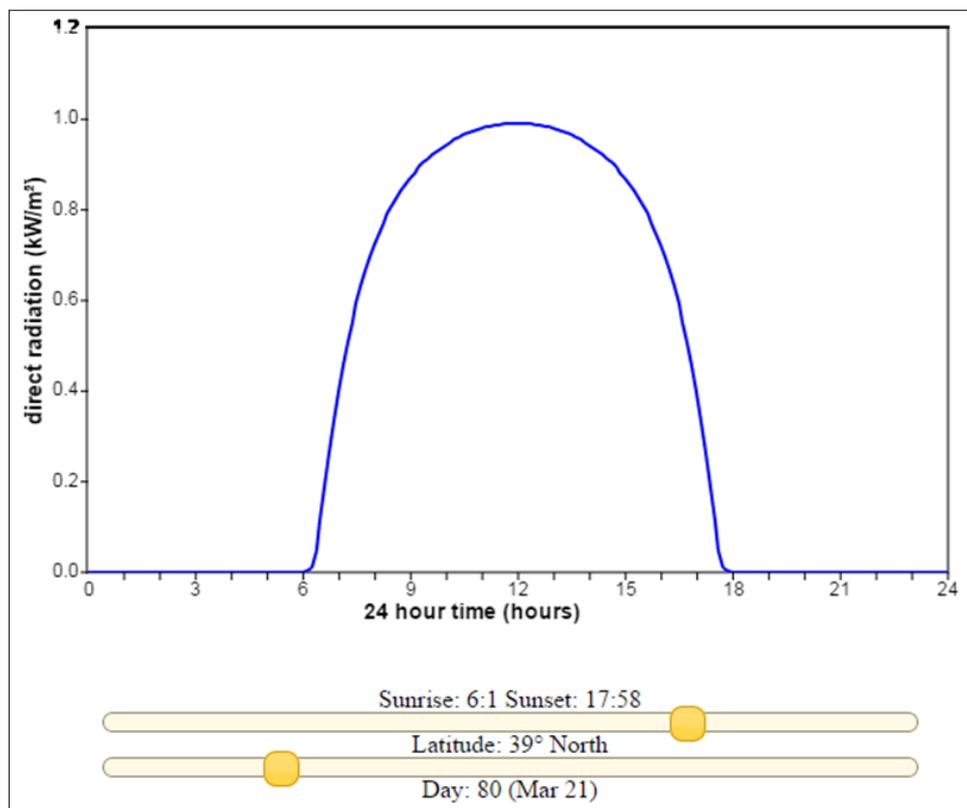


Gráfica 5.7.1. Gráfica que muestra el número de horas de sol y las horas a las que se produce la salida y el ocaso del Sol a lo largo de todos los días del año para una latitud de 39° (la de Valencia)

A partir de los datos exactos de las horas de sol diarias, se puede obtener el **día del percentil P50 o día medio**. Ese día, se ha calculado que **es el 80 desde el comienzo del año**, para la latitud de Valencia. Ese día cuenta con 11,956 horas de Sol.

En el anejo “02 de 03\_Anejo Cálculo del día medio de horas de Sol del año”, se muestra la tabla con los datos de la web PV Education.org y los cálculos de ese día medio.

### 5.7.2. Cálculo irradiancia (kW/m<sup>2</sup>) diaria



Gráfica 5.7.2. Gráfica que muestra la irradiancia directa del Sol (kW/m<sup>2</sup>) sobre el plano horizontal durante el día 80 del año para una latitud de 39° (la de Valencia)

La forma de la curva de la gráfica superior es una forma lógica y frecuente para la irradiancia solar durante el día, pero los valores son demasiado altos comparándolos con los datos de los organismos que en el punto anterior tratamos (SIAR, NASA y AEMet). Estos organismos no ofrecen gráficas de evolución horaria por lo que no hemos podido emplearlos. Esta gráfica pertenece a la web *PV Education.org* (web frecuentemente utilizada para obtener órdenes de magnitud en cálculos de tecnología

solar fotovoltaica). Por ello, se ha decidido contrastar sus resultados con los otros organismos de referencia.

Así, para calcular la irradiancia diaria se ha tomado los datos de la curva anterior que se pueden obtener exactos de la web y se han ajustado a los valores de los datos de los organismos de referencia.

El factor reductor de ajuste de los valores se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de ajuste} = \frac{\frac{kW}{m^2 \text{ día}} (de PVEducation)}{\frac{kW}{m^2 \text{ día}} (de organismos de referencia)}$$

MODELO HORIZONTAL		
Kw/m2/día PVEducation	Kw/m2/día organismos	Factor de Ajuste
8,7	4,4	0,502

Tabla 5.7.2. A

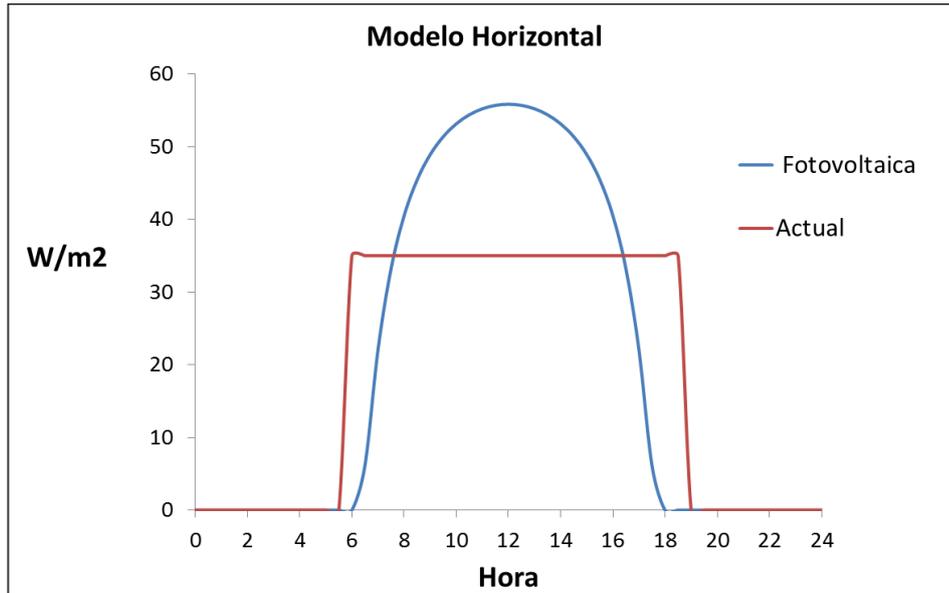
MODELO INCLINADO		
Kw/m2/día PVEducation	Kw/m2/día organismos	Factor de Ajuste
8,7	5,0	0,575

Tabla 5.7.2. B

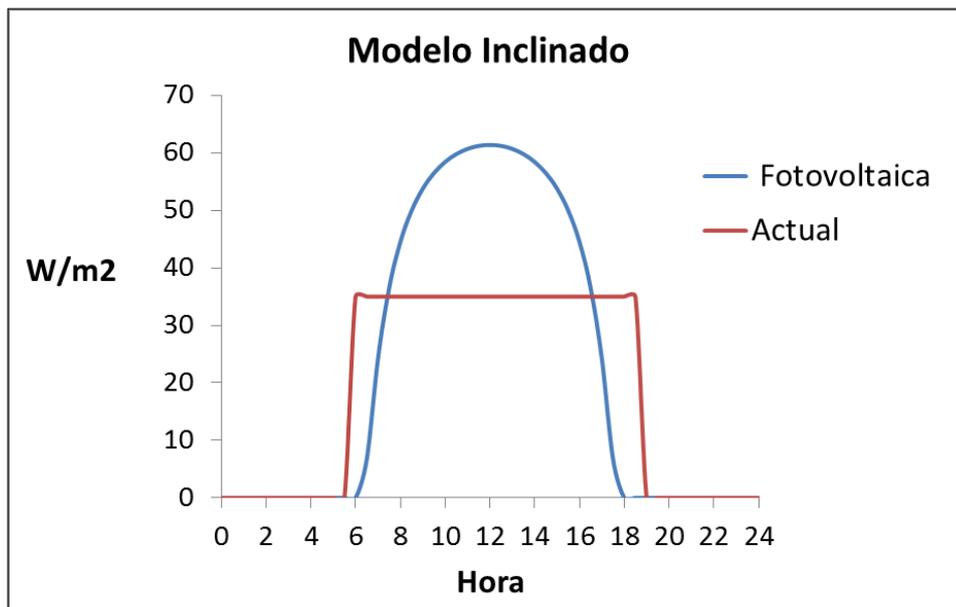
### 5.7.3. Producción horaria por unidad de superficie a lo largo del día medio

$$\text{Producción horaria /m}^2 = G_{h,ef} \times \text{Eficiencia módulo} \times F. \text{ Sombras} \times PR$$

Las unidades de producción horaria son Wh/h. A continuación aparece la gráfica de producción horaria del modelo horizontal y del inclinado:



Gráfica 5.7.3.A. Producción horaria/m<sup>2</sup>.Modelo horizontal.



Gráfica 5.7.3.A. Producción horaria/m<sup>2</sup>.Modelo inclinado.

Se observa que ambos modelos tienen una capacidad de producción por unidad de superficie que supera la necesaria para la demanda de la instalación actual. Aunque más adelante concluiremos que la superficie máxima de los generadores fotovoltaicos es menor que la superficie de cubierta con lo que no se supera la demanda de la instalación.

## 5.8. Colocación módulos fotovoltaicos

### 5.8.1. Separación de cada módulo con el exterior

Siguiendo con los valores de separación habituales en proyectos de tecnología solar fotovoltaica, se ha dispuesto lo siguiente:

- **Separación lateral entre marcos de módulos colocados en serie: 20 mm**
- **Separación entre la arista inferior del módulo y la superficie de la cubierta : 100 mm**

Los valores de separación entre módulos suelen justificarse de la manera siguiente:

- Los módulos han de estar suficientemente **separados para** que exista una eficiente **ventilación de los mismos**. De ahí, el disponer una separación lateral.
- La **fuerza** que ejerce el **viento** sobre los módulos también puede verse afectada por la separación, creando esta una mayor **garantía de seguridad**
- La separación de 100 mm **entre módulo y cubierta** tiene sentido porque a **temperaturas altas** se produce la **dilatación** tanto de módulos como de la cubierta.

### 5.8.2. Distancia entre filas/ramas de módulos

Ya tratamos anteriormente la distancia “d” entre filas o ramas de módulos en serie que debía ser suficiente para la operatividad en la instalación y mantenimiento de módulos como para aquilatar las pérdidas por sombras mutuas.

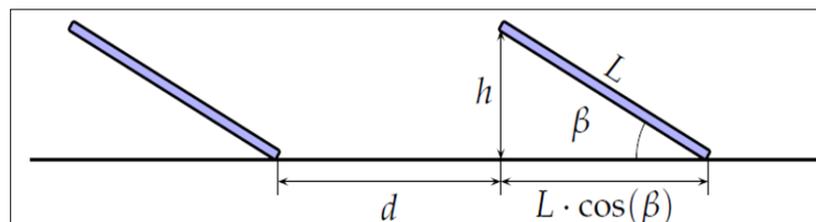


Imagen 5.4. Imagen de dos módulos inclinados un ángulo  $\beta$ . La distancia entre las filas de ambos módulos está acotada como “d”

#### 5.8.2.a. Cálculo “d” Modelo Horizontal

Tengamos en cuenta que el **ángulo de inclinación,  $\beta$** , para el modelo horizontal es **0**.  
Así,  $L \times \cos(\beta) = L$

**Distancia entre módulos en dirección corta** (65 metros) (disposición de módulos en ramas):

$$- d + L = 1 + 1,65 \approx \mathbf{2,70 \text{ metros}}$$

**Distancia entre módulos en dirección larga** (105 metros) (disposición módulos en serie):

$$- \text{Ancho módulo} + \text{separación (20 mm)} \approx \mathbf{1 \text{ metro}}$$

**La superficie de cubierta que ocupa un módulo es el producto de ambas distancias calculadas anteriormente.**

Superficie nominal de un módulo en el modelo horizontal =  $2,70 \times 1 = \mathbf{2,70 \text{ m}^2}$

#### 5.8.2.b. Cálculo “d” Modelo Inclinado

Tengamos en cuenta que el **ángulo de inclinación,  $\beta$** , para el modelo horizontal es **30'8°**.

**Distancia entre módulos en dirección corta** (65 metros) (disposición de módulos en ramas):

$$- d + L \cos(\beta) \approx \mathbf{3,3 \text{ m}}$$

**Distancia entre módulos en dirección larga** (105 metros) (disposición módulos en serie):

$$- \text{Ancho módulo} + \text{separación (20 mm)} \approx \mathbf{1 \text{ metro}}$$

**La superficie de cubierta que ocupa un módulo es el producto de ambas distancias calculadas anteriormente.**

Superficie nominal de un módulo en el modelo horizontal =  $3,3 \times 1 = \mathbf{3,3 \text{ m}^2}$

#### 5.9. Diseño instalación

La **metodología** a seguir será la siguiente:

- Cálculo limitaciones eléctricas
- Cálculo limitaciones físicas
- Máximo número de módulos/inversor
- Número total de módulos
- Número de inversores 100 kW
- Número de módulos no asociados a inversores de 100 kW
- Número de inversores 20 kW

#### 5.9.1 Cálculo limitaciones eléctricas

Como ya hemos citado anteriormente, **las características eléctricas de los inversores condicionan la temperatura y, por ello, el voltaje que puede alcanzar el conjunto de la instalación** dependiente de ellos. Así, estas limitaciones condicionan el número de módulos a disponer en serie y el número de filas o ramas a disponer en paralelo.

#### Temperaturas

Temperatura máxima que puede alcanzar el módulo:

$$T_{m\acute{a}x} = T_{amb, m\acute{a}x} + G_{m\acute{a}x} \frac{NOCT - 20}{800} = \mathbf{81,25^{\circ}C}$$

Temperatura mínima que puede alcanzar el módulo:

$$T_{m\acute{i}n} = T_{amb, m\acute{i}n} + G_{m\acute{i}n} \frac{NOCT - 20}{800} = \mathbf{-3,75^{\circ}C}$$

La tabla siguiente ofrece los datos necesarios para ejecutar las fórmulas anteriores:

NOCT (°)	45
Gmín (W/m2)	200
Gmáx (W/m2)	1000
Tamb,máx(°)	50
Tamb,mín(°)	-10

Tabla 5.9.1.A

NOCT, es la temperatura normal de funcionamiento de la célula fotovoltaica; G, es la irradiancia y , $T_{amb}$ , son las temperaturas ambiente máxima y mínimas tenidas en cuenta. Dado que este proyecto se sitúa en Valencia, pues se ha considerado esas temperaturas extremas.

### Tensiones

Tensión (V) máxima en condiciones normales de funcionamiento que puede alcanzar la célula:

$$V_{mpp,m\acute{a}x} = V_{mpp} + V_{mpp} \frac{dV}{dT} (T_{m\acute{i}n, m\acute{o}d} - T_{amb}) = \mathbf{33,8 (V)}$$

Tensión (V) máxima en condiciones de circuito abierto que puede alcanzar la célula:

$$V_{m\acute{a}x,oc} = V_{oc} + V_{mpp} \frac{dV}{dT} (T_{m\acute{i}n, m\acute{o}d} - T_{amb}) = \mathbf{41,8 (V)}$$

Tensión (V) mínima en condiciones normales de funcionamiento que puede alcanzar la célula:

$$V_{mpp,m\acute{i}n} = V_{mpp} + V_{mpp} \frac{dV}{dT} (T_{m\acute{a}x, m\acute{o}d} - T_{amb}) = \mathbf{28,1 (V)}$$

### Número de módulos

Máximo número de módulos a conectar en serie en condiciones normales de funcionamiento:

$$N_{s \text{ máx},mpp} = \frac{V_{mpp \text{ máx},inversor}}{V_{mpp \text{ máx},m\acute{o}dulo}}$$

Máximo número de módulos a conectar en serie en condiciones de circuito abierto:

$$N_{s \text{ máx},oc} = \frac{V_{m\acute{a}x,inversor}}{V_{oc \text{ máx},m\acute{o}dulo}}$$

Mínimo número de módulos a conectar en serie en condiciones normales de funcionamiento:

$$N_{s \text{ mín},mpp} = \frac{V_{mpp \text{ mín},inversor}}{V_{mpp \text{ mín},m\acute{o}dulo}}$$

Observando las fórmulas, se concluye que **dependiendo del inversor las limitaciones en el número de módulos será diferente**. En las tablas siguientes aparecen los resultados:

Inversor 20 kW	
Ns máx,mpp	23
Ns mín,mpp	<b>12</b>
Ns máx,oc	23

Tabla 5.9.1.B

Inversor 100 kW	
Ns máx,mpp	19
Ns mín,mpp	<b>10</b>
Ns máx,oc	<b>14</b>

Tabla 5.9.1.C

### Intensidad

Intensidad máxima de un módulo (la de cortocircuito):

$$I_{\max,cc} = I_{cc} + I_{cc} \frac{dI}{dT} (T_{amb, \max} - T_{amb}) = \mathbf{8,98 \text{ (A)}}$$

### Número de filas/ramas de módulos

Máximo número de filas de módulos:

$$N_{p,\max} = \frac{I_{\max \text{ cc, inversor}}}{I_{\max \text{ cc, módulo}}}$$

En la tabla inferior aparecen los resultados para el inversor de 100 y el de 20 Kw:

Inversor	Np,máx
100 Kw	38
20 Kw	6

Tabla 5.9.1.D

### 5.9.2.Cálculo limitaciones físicas

**Estas limitaciones están relacionadas con las dimensiones de la planta de la cubierta.** Así, 105 metros de longitud limitará el número de módulos a disponer en serie y los 65, de anchura, el número de filas en paralelo.

Máximo número de módulos en serie en la dirección larga de cubierta (105 metros):

$$N_{s,m\acute{a}x} = \frac{105}{\text{Ancho m\acute{o}dulo} + \text{Separaci\acute{o}n Lateral}} = \mathbf{105 \text{ m\acute{o}dulos}}$$

M\acute{a}ximo n\acute{u}mero de filas de m\acute{o}dulos en la direcci\acute{o}n corta de cubierta (65 metros):

$$N_{p,m\acute{a}x} = \frac{65}{\text{Longitud m\acute{o}dulo} + \text{Separaci\acute{o}n}}$$

En la tabla inferior se muestran los resultados de l n\acute{u}mero de ramas en paralelo m\acute{a}ximo:

Modelo	N <sub>p,m\acute{a}x</sub>
Horizontal	24
Inclinado	19

Tabla 5.9.2.A

As\acute{i}, teniendo en cuenta tanto las limitaciones el\acute{e}ctricas como las f\acute{i}sicas expuestas y calculadas todas anteriormente, en las tablas que aparecen a continuaci\acute{o}n se muestran la “convergencia” de limitaciones:

N <sub>p,m\acute{a}x</sub>		
	Inversor 100 Kw	Inversor 20 Kw
M Horizontal	24	6
M Inclinado	19	6

Tabla 5.9.2.B

N <sub>s,m\acute{a}x</sub>		
	Inversor 100 Kw	Inversor 20 Kw
M Horizontal	14	23
M Inclinado	14	23

Tabla 5.9.2.C

### 5.9.3.M\acute{a}ximo n\acute{u}mero de m\acute{o}dulos asociados a un inversor

As\acute{i} pues si realizamos el producto del m\acute{a}ximo n\acute{u}mero de m\acute{o}dulos en serie y el m\acute{a}ximo n\acute{u}mero de filas de m\acute{o}dulos para el modelo horizontal y el inclinado, resulta el m\acute{a}ximo n\acute{u}mero de m\acute{o}dulos que pueden funcionar asociados a un inversor. En la tabla inferior se muestran los resultados:

Nm <sub>máx</sub> /inversor		
	Inversor 100 Kw	Inversor 20 Kw
M Horizontal	336	138
M Inclinado	266	138

Tabla 5.9.3.A

En este momento ya estamos en disposición de calcular el número de inversores de cada modelo (100 y 20 Kw) para un número total de módulos de generador. Se realiza de la siguiente manera:

$$\text{N}^{\circ} \text{ inversores} = \frac{\text{Número de módulos}}{\text{Nm}_{\text{máx}} / \text{inversor}}$$

#### 5.9.4. Superficie de alternativas de trabajo

Como ya se comentó en la metodología inicial del proyecto (punto 2), en este proyecto se ha trabajado con 10 alternativas a estudiar su viabilidad económica. Estas alternativas diferían entre ellas en la inclinación de los módulos (horizontales o inclinados) y en la superficie de generador. Las alternativas de máxima superficie de generador son 1 de modelo horizontal y otra de inclinado. Esta superficie, en ambas alternativas, tiene el valor máximo que puede darse para las condiciones geométricas de la planta de cubierta. A continuación, vamos a calcular estas superficies máximas para el modelo horizontal y el inclinado.

##### 5.9.4.a. Máxima superficie para modelo horizontal

La superficie de cubierta que necesita un módulo horizontal es de 2,7 metros cuadrados. La superficie total de cubierta es de 6825 m<sup>2</sup>. Por tanto, el **máximo número de módulos**:

$$\frac{6825}{2,7} = \mathbf{2527 \text{ módulos}}$$

La superficie de cada módulo es de 1,64 m<sup>2</sup>. Así pues la **máxima superficie de generador es**:

$$1,64 \times 2527 = \mathbf{4136 \text{ m}^2}$$

**Esta superficie de generador se consigue ocupando un 100 % de la superficie de cubierta.**

##### 5.9.4.b. Máxima superficie para modelo inclinado

La superficie de cubierta que necesita un módulo inclinado es de 3,3 metros cuadrados. La superficie total de cubierta es de 6825 m<sup>2</sup>. Por tanto, el **máximo número de módulos**:

$$\frac{6825}{3,3} = \mathbf{2068 \text{ módulos}}$$

La superficie de cada módulo es de 1,64 m<sup>2</sup>. Así pues la **máxima superficie de generador es**:

$$1,64 \times 2068 = \mathbf{3385 \text{ m}^2}$$

**Esta superficie de generador se consigue ocupando un 100 % de la superficie de cubierta.**

#### 5.9.4.c. Superficie alternativas de trabajo

Así pues **el resto de alternativas de trabajo tendrán ,progresivamente, 500 m<sup>2</sup> menos de superficie de generador que la anterior.** Por **ejemplo**, con respecto al **modelo horizontal**:

De las 5 alternativas, la 1ª es la de máxima superficie de generador, es decir, de **4136 m<sup>2</sup>**. La 2ª, contará con 500 m<sup>2</sup> menos y resultará **3636 m<sup>2</sup>**. Y así, sucesivamente con las siguientes 3 que contarán con **3136, 2636 y 2136 m<sup>2</sup>**.

Por último, las alternativas de trabajo de **modelo inclinado** contarán con **3385, 2885, 2385, 1885 y 1385 m<sup>2</sup>**, respectivamente.

#### 5.10. Número de módulos (N):

Se calcula mediante el **cociente entre la superficie del generador y la del módulo individual.**

##### 5.10.a. Modelo Horizontal

	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
Smód (m <sup>2</sup> )	4136	3636	3136	2636	2136
N	2527	2221	1916	1610	1305

Tabla 5.10.a.A

### 5.10.b.Modelo Inclinado

	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
Smód (m2)	3385	2885	2385	1885	1385
N	2068	1763	1457	1152	846

Tabla 5.10.b.A

### 5.10.c.Porcentaje de superficie de cubierta ocupado.

MODELO HORIZONTAL				
4136	3636	3136	2636	2136
100%	88%	76%	64%	52%

Tabla 5.10.c.A

MODELO INCLINADO				
3385	2885	2385	1885	1385
100%	85%	70%	56%	41%

Tabla 5.10.c.B

**Observamos como las distintas alternativas ocupan desde el 100 % de la cubierta hasta menos del 50 %. Eso quiere decir que la validez de las conclusiones servirá para múltiples opciones.**

### 5.11.Número de inversores

Ya se ha visto la fórmula anteriormente. El criterio de diseño es que el mantenimiento sea el menor posible, por ello se debe emplear principalmente inversores de 100 Kw. Por ello, calcularemos primero el número de inversores de 100 Kw y si el número de inversores no resulta ser entero (sin decimales) pues se emplearán inversores de 20 kW para cubrir ese restante necesario de inversor.

Realizaremos un cálculo de ejemplo. Resolvamos el número de inversores del generador 1 del modelo inclinado:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{2068 \text{ módulos}}{266 \text{ módulos /inversor}} = 7,774 \text{ inversores}$$

Así emplearemos 7 inversores de 100 Kw. Pero, se necesitan inversores de 20 kW porque aún se puede optimizar el cálculo.

$$7 \text{ inversores} \times 266 \text{ módulos/inversor} = 1862 \text{ módulos}$$

Esos 1862 módulos serán acogidos con módulos de 100 Kw. Los restantes 206 módulos se asociarán inversores de 20 Kw. Dado que el máximo número de módulos para el inversor de 20 kW es 138, pues se necesitarán 2 inversores de 20 Kw.

Definitivamente, se emplearán 2 inversores de 20 Kw y 7 de 100.

#### 5.11.a. Modelo Horizontal

	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
N	2527	2221	1916	1610	1305
N inv100	7	6	5	4	3
N inv20	1	2	2	2	2

Tabla 5.11.a.A

#### 5.11.b. Modelo Inclinado

	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
N	2068	1763	1457	1152	846
N inv100	7	6	5	4	3
N inv20	2	1	1	1	1

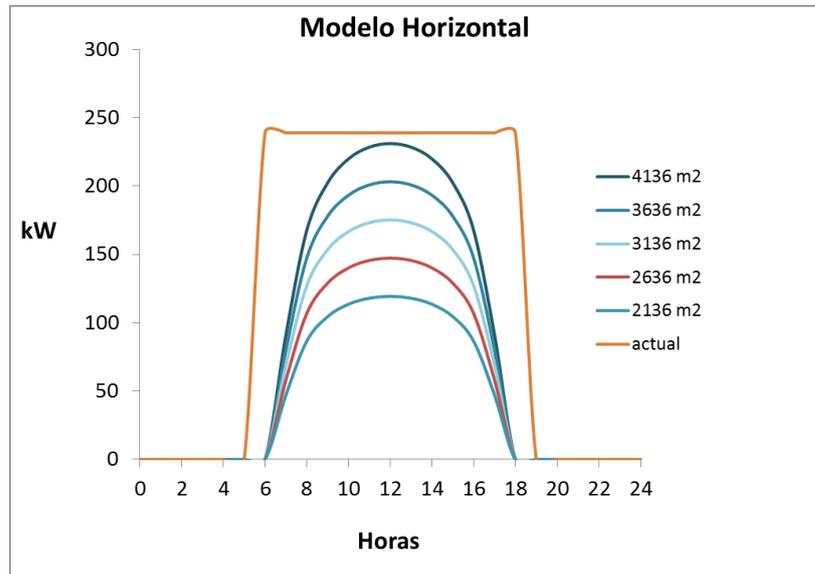
Tabla 5.11.b.A

#### 5.12. Potencia

En este punto del cálculo, ya conociendo los equipos y superficie de cada alternativa, puede ya calcularse y graficarse.

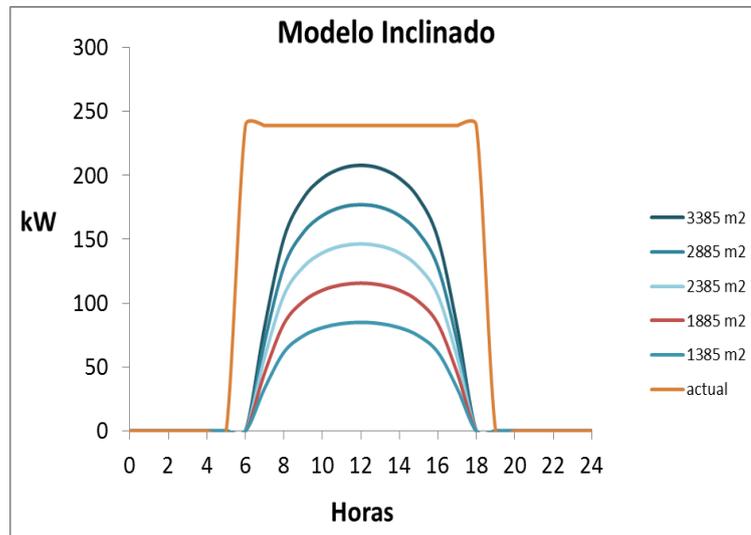
**Producción horaria =  $G_{h,ef} \times \text{Eficiencia mód.} \times F. \text{ Sombras} \times PR \times \text{Superficie Generador.}$**

### 5.12.a.Modelo Horizontal



Gráfica 5.12.a.A. Producción a lo largo del día medio del año(P50) de las diferentes alternativas del modelo horizontal

### 5.12.b.Modelo Inclinado



Gráfica 5.12.b.A Producción a lo largo del día medio del año(P50) de las diferentes alternativas del modelo inclinado

Fijándonos en las dos gráficas superiores, se observa como **la potencia que alcanzan las alternativas no alcanza la de la instalación actual (239 kWp)**. Por lo tanto, no se desperdicia energía producida. **Se debe tener en cuenta que se han realizado los cálculos en base al día medio, P50, en horas de Sol del año.** Pudiera ser que en los meses de más alta irradiancia (verano) la potencia superara los 239 kWp.

También se concluye que la **cobertura de potencia de las alternativas de máxima producción** (4136 m<sup>2</sup>, del modelo horizontal y 3385, del inclinado) **es muy importante**. Pero, es mayor en el modelo horizontal.

### 5.13.Producción Anual

$$\text{Producción anual} = G_{a,ef} \times \text{Eficiencia mód.} \times F. \text{ Sombras} \times PR \times \text{Superficie Generador}$$

#### 5.13.a.Modelo Horizontal

G,ef (kWh/m <sup>2</sup> /año)	Eficiencia M.	F. Sombras	PR	kWh/m <sup>2</sup> /año
1595	0,1527	1	0,74	180

Tabla 5.13.a.A

Generador (m <sup>2</sup> )	MWh/año	% cobertura
4207	758	74
3636	655	64
3136	565	55
2636	475	46
2136	385	38

Tabla 5.13.a.B

#### 5.13.b.Modelo Inclinado

G,ef (kWh/m <sup>2</sup> /año)	Eficiencia M.	F. Sombras	PR	kWh/m <sup>2</sup> /año
1826	0,1527	0,96	0,74	198

Tabla 5.13.b.A

Generador (m <sup>2</sup> )	MWh/año	% cobertura
3384	670	65
2885	571	56
2385	472	46
1885	373	36
1385	274	27

Tabla 5.13.b.B

**Se observa como las alternativas de modelo horizontal cubren mayor porcentaje de la demanda anual actual** de la instalación (1024 MWh/año). No sorprende, después de que hayamos visto justo antes como pasaba lo mismo con la producción horaria.

## 5.14.Resultados instalación

### 5.14.a.Modelo Horizontal

MODELO HORIZONTAL					
Superficie de Generador (m2)	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Número de Módulos	2527	2221	1916	1610	1305
Nº inversores 100 Kw	7	6	5	4	3
Nº inversores 20 Kw	1	2	2	2	2
Potencia Pico Instalación (Kw)	632	555	479	403	326
Producción Anual (MWh)	758	655	565	475	385
% Cobertura de producción anual	74	64	55	46	38

Tabla 5.14.a.A

### 5.14.b.Modelo Inclinado

MODELO INCLINADO					
Superficie de Generador (m2)	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Número de Módulos	2068	1763	1457	1152	846
Nº inversores 100 Kw	7	6	5	4	3
Nº inversores 20 Kw	2	1	1	1	1
Potencia Pico Instalación (Kw)	517	441	364	288	212
Producción Anual (MWh)	670	571	472	373	274
% Cobertura de producción anual	65	56	46	36	27

Tabla 5.14.b.A

## 6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

### 6.1.Presupuesto de Ejecución Material

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Módulos	731303	642748	554482	465927	377661
Número de Módulos	2527	2221	1916	1610	1305
Coste Individual Módulo	289	289	289	289	289
Inversores	175313	154316	129777	105239	80700
Número de inversores 100kW	7	6	5	4	3
Número de inversores 20kW	1	2	2	2	2
Coste Individual Inversor 100 Kw	24539	24539	24539	24539	24539
Coste Individual Inversor 20 Kw	3542	3542	3542	3542	3542
Módulos + Inversores (PEM)	906616	797064	684260	571166	458361

Tabla 6.1.A

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Módulos	598470	510205	421650	333384	244829
Número de Módulos	2068	1763	1457	1152	846
Coste Individual Módulo	289	289	289	289	289
Inversores	178855	150774	126236	101697	77158
Número de inversores 100kW	7	6	5	4	3
Número de inversores 20kW	2	1	1	1	1
Coste Individual Inversor 100Kw	24539	24539	24539	24539	24539
Coste Individual Inversor 20Kw	3542	3542	3542	3542	3542
Módulos + Inversores (PEM)	777325	660979	547885	435081	321987

Tabla 6.1.B

## 6.2. Inversión Inicial

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Módulos + Inversores (PEM)	906616	797064	684260	571166	458361
Instalación (10% PEM)	90662	79706	68426	57117	45836
Transporte (0,33% PEM)	2992	2630	2258	1885	1513
Ingeniería (1% PEM)	9066	7971	6843	5712	4584
Capital Inicial Necesario	1009336	887371	761786	635879	510293
Inversión Inicial (20% CI)	201867	177474	152357	127176	102059

Tabla 6.2.A

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Módulos + Inversores (PEM)	777325	660979	547885	435081	321987
Instalación (10% PEM)	77733	66098	54789	43508	32199
Transporte (0,33% PEM)	2565	2181	1808	1436	1063
Ingeniería (1% PEM)	7773	6610	5479	4351	3220
Capital Inicial Necesario	865396	735868	609961	484375	358468
Inversión Inicial (20% CI)	173079	147174	121992	96875	71694

Tabla 6.2.B. Inversión inicial modelo inclinado

### 6.3.Ingresos anuales

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Ingresos Anuales	90988	78639	67825	57011	46197
Ahorro MWh de Red	90988	78639	67825	57011	46197
Coste MWh	120	120	120	120	120

Tabla 6.3.A.Ingresos anuales modelo horizontal

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Ingresos Anuales	80437	68576	56691	44806	32921
Ahorro MWh de Red	80437	68576	56691	44806	32921
Coste MWh	120	120	120	120	120

Tabla 6.3.A.Ingresos anuales modelo horizontal

### 6.4.Gastos Financieros Anual y Total

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Gastos Financieros	41585	36560	31386	26198	21024
Crédito/año (20 años)	40373	35495	30471	25435	20412
Intereses /año (20 años) (3%)	1211	1065	914	763	612
Crédito (20 años)	807469	709897	609429	508703	408235

Tabla 6.4.A.Gastos financieros anual y total, modelo horizontal

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Gastos Financieros	35654	30318	25130	19956	14769
Crédito/año (20 años)	34616	29435	24398	19375	14339
Intereses /año (20 años) (3%)	1038	883	732	581	430
Crédito (20 años)	692317	588694	487968	387500	286774

Tabla 6.4.B.Gastos financieros anual y total, modelo inclinado

## 6.5.Gastos de Explotación Anual

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Gastos Explotación Anuales	6318	5553	4790	4025	3263
Gastos Fijos y Mantenimiento (€/kWp/año)	10	10	10	10	10

Tabla 6.5.A.Gastos de explotación anual, modelo horizontal

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Gastos Explotación Anuales	5170	4407,5	3642,5	2880	2115
Gastos Fijos y Mantenimiento (€/kWp/año)	10	10	10	10	10

Tabla 6.5.B.Gastos de explotación anual, modelo inclinado

## 6.6.Beneficios Anuales

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Ingresos	90988	78639	67825	57011	46197
Gastos Financieros	41585	36560	31386	26198	21024
Gastos Explotación	6318	5553	4790	4025	3263
Beneficios antes de Impuestos	43086	36527	31649	26788	21910
Impuesto de sociedades (25%)	10772	9132	7912	6697	5478
Beneficios después de impuestos	32315	27395	23737	20091	16433

Tabla 6.6.A.Beneficios anuales, modelo horizontal

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Ingresos	80437	68576	56691	44806	32921
Gastos Financieros	35654	30318	25130	19956	14769
Gastos Explotación	5170	4408	3643	2880	2115
Beneficios antes de Impuestos	39612	33850	27918	21970	16037
Impuesto de sociedades (25%)	9903	8463	6979	5492	4009
Beneficios después de impuestos	29709	25388	20938	16477	12028

Tabla 6.6.B.Beneficios anuales, modelo inclinado

## 6.7.Resultados económicos a medio plazo

Las siguientes dos tablas son cuadros de resultados económicos a 10 años.

Cuadro de resultados a 10 años					
MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
Ingresos	909882	786387	678248	570109	461970
Gastos Financieros	415846	365597	313856	261982	210241
Gastos Explotación	63175	55525	47900	40250	32625
Beneficios antes de Impuestos	430861	365265	316492	267877	219104
Impuesto de sociedades (25%)	107715	91316	79123	66969	54776
Beneficios después de impuestos	323146	273949	237369	200908	164328

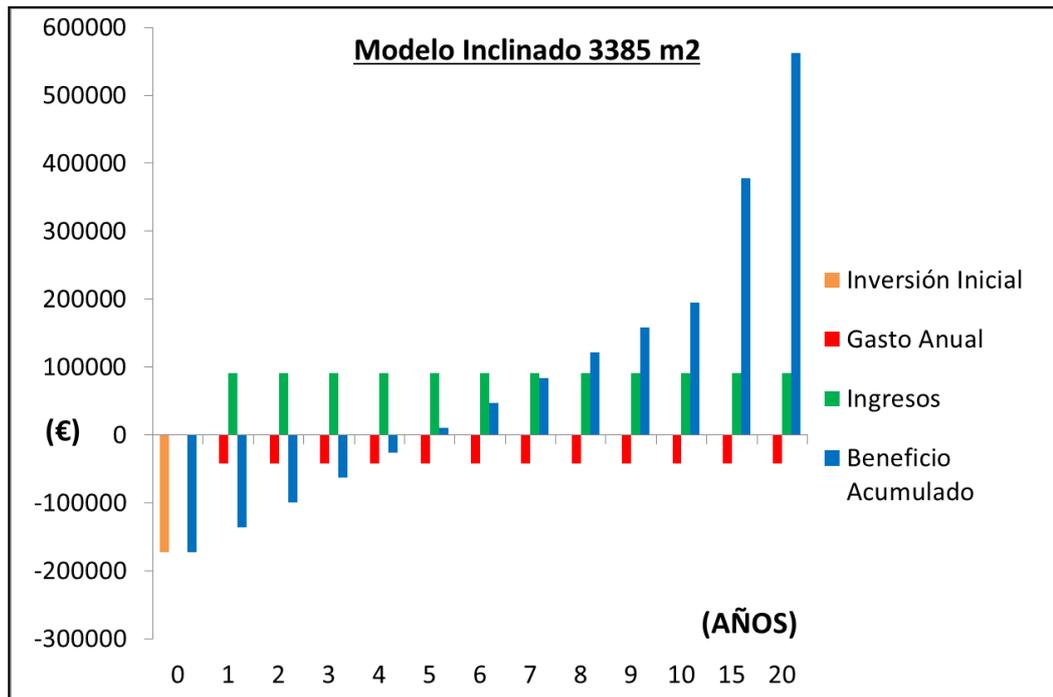
Tabla 6.7.A. Cuadro de resultados a 10 años, modelo horizontal

Cuadro de resultados a 10 años					
MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
Ingresos	909882	786387	678248	570109	461970
Gastos Financieros	356543	303178	251304	199563	147689
Gastos Explotación	63175	55525	47900	40250	32625
Beneficios antes de Impuestos	490164	427685	379045	330297	281656
Impuesto de sociedades (25%)	122541	106921	94761	82574	70414
Beneficios después de impuestos	367623	320764	284283	247722	211242

Tabla 6.7.B. Cuadro de resultados a 10 años, modelo inclinado

**Se puede observar como la cantidad monetaria de los beneficios después de impuestos a 10 años es notable. Su relación con la inversión inicial es del doble, aproximadamente.**

La gráfica siguiente muestra la alternativa que más beneficios aporta a lo largo de los años. Este modelo de gráfica se ha realizado para todas las alternativas; el resto están en el anexo llamado "03 de 03\_Anejo Evolución económica a corto, medio y largo plazo de las alternativas".



Gráfica 6.7.A. Evolución temporal de la inversión inicial, gasto anual, ingresos y beneficio acumulado de la alternativa de módulos inclinados de 3385 m2

Esta alternativa es la que más beneficios aporta (560000 €, aproximadamente, 20 años después de la inversión), pero su inversión inicial también es alta aunque no la mayor.

Cabe decir que estos resultados no están calculados con tasas de actualización o descuento.

### 6.8. Rentabilidad de las alternativas.

#### 6.8.a.VAN. (Valor Actualizado Neto)

El VAN, como puede observarse en su fórmula que aparece justo abajo, es el beneficio acumulado a lo largo del tiempo pero, reduciendo los beneficios anuales (“I-G”) a partir de una tasa llamada de descuento.

$$VAN = -II + \sum_1^N \frac{(I - G)i}{(1 - r)^n}$$

Siendo II, la inversión inicial; I, ingresos y G, gastos.

MODELO HORIZONTAL	EUROS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
VAN 10 AÑOS (R = 2,5 %)	80952	62288	55390	48660	41762
VAN 20 AÑOS (R = 4 %)	237298	194831	170235	145865	121269

Tabla 6.8.a.A. VAN modelo horizontal

MODELO INCLINADO	EUROS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
VAN 10 AÑOS (R = 2,5 %)	148667	133561	126815	119933	113187
VAN 20 AÑOS (R = 4 %)	326532	288755	264358	127056	215392

Tabla 6.8.a.B. VAN modelo inclinado

El valor del VAN nos indica que es más rentable un proyecto según sea más alto. Así pues, observamos que **las alternativas de módulos inclinados cuentan con un VAN más alto que las de módulos horizontales**. Aún así, **el VAN es positivo en todas las alternativas y eso es indica que son rentables todas ellas**.

#### 6.8.b.TIR (Tasa Interna de Rentabilidad)

MODELO HORIZONTAL	%				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
TIR 10 AÑOS	10	9	9	9	10
TIR 20 AÑOS	15	15	15	15	16

Tabla 6.8.b.A. TIR modelo horizontal

MODELO INCLINADO	%				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
TIR 10 AÑOS	11	11	11	11	11
TIR 20 AÑOS	17	17	17	17	16

Tabla 6.8.b.B. TIR modelo inclinado

El TIR es la tasa de descuento que habría que aplicar para que el VAN fuera igual a 0 en un periodo determinado. Observamos como **todas las alternativas obtienen valores muy parecidos**. Además, es un **indicador positivo de rentabilidad económica** el que la tasa de descuento ("r") tuviera que ascender hasta valores cercanos al 10 % en tan sólo 10 años y casi al 20 % en 20 años.

#### 6.8.c.Periodo de Retorno del Capital Invertido.

El periodo de retorno del capital invertido, es el tiempo que ha de pasar desde la inversión inicial para obtener los primeros beneficios.

MODELO HORIZONTAL	AÑOS				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
PAY-BACK (VAN 10 AÑOS )	7	8	8	7	7
PAY-BACK (VAN 20 AÑOS )	8	8	8	8	8

Tabla 6.8.c.A. PAY-BACK modelo horizontal

MODELO INCLINADO	AÑOS				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
PAY-BACK (VAN 10 AÑOS )	7	7	7	7	7
PAY-BACK (VAN 20 AÑOS )	7	7	7	7	7

Tabla 6.8.c.B. PAY-BACK modelo inclinado

Observando ambos cuadros, observamos que en unos 7 años se dan los primeros beneficios para cualquier alternativa.

#### 6.8.d.Otros Análisis (I)

Este indicador se ha calculado con el **cociente entre el VAN y la Inversión Inicial**.

MODELO HORIZONTAL	€ (beneficio) / € (inversión inicial)				
	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
10 años	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
15 años	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8
20 años	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2

Tabla 6.8.d.A. € beneficio /€ inversión inicial, modelo horizontal

MODELO INCLINADO	€ (beneficio) / € (inversión inicial)				
	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
10 años	0,9	0,9	1,0	1,2	1,6
15 años	1,4	1,4	1,6	1,8	2,3
20 años	1,9	2,0	2,2	2,5	3,0

Tabla 6.8.d.B. € beneficio /€ inversión inicial, modelo inclinado

Este **indicador puede ser muy útil y gráfico para un potencial inversor** ya que muestra los **euros de beneficio** que se obtienen a **10, 15 y 20 años por cada euro invertido inicialmente**. Observamos como **las alternativas con módulos inclinados superan sobradamente los resultados de los módulos dispuestos en horizontal**. La **rentabilidad**, podemos ver que es **muy alta para la alternativa de 1385 m2**.

#### 6.8.e.Otros Análisis (II)

Con los indicadores siguientes observamos el coste de la potencia instalada (€/Wp), teniendo en cuenta el Capital Inicial Necesario y la Potencia Instalada, y el coste de producir un kWh.

MODELO HORIZONTAL	4136 m2	3636 m2	3136 m2	2636 m2	2136 m2
€/ Wp	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
€/ kWh	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3

Tabla 6.8.e.A. Coste unitario potencia y producción, modelo horizontal

MODELO INCLINADO	3385 m2	2885 m2	2385 m2	1885 m2	1385 m2
€/ Wp	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
€/ kWh	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

Tabla 6.8.e.B. Coste unitario potencia y producción, modelo inclinado

Se puede observar como los valores son similares para todas las alternativas. Con respecto al coste de la potencia instalada, es muy parecido al actual en España (del entorno de 1,5 €), lo cuál indica que los supuestos que se han tenido en cuenta en este proyecto son razonables.

## 7.CONCLUSIONES.

- Se ha observado a lo largo del análisis económico anterior como **todas las alternativas son rentables**. El que además haya disparidad de alternativas que se caracterizan por cubrir toda la cubierta con paneles o hacerlo menos de la mitad, hace que podamos concluir que **es rentable económicamente colocar una instalación fotovoltaica en la cubierta de una nave industrial**. Con esto, ya se ha respondido a la pregunta inicial objeto del proyecto sobre la rentabilidad económica.
- Observando la producción anual de las alternativas, se concluye que **no se puede cubrir la demanda anual al 100 %**. Pero, mediante la alternativa de máxima producción, que es la de 4136 m<sup>2</sup> y módulos horizontales, **puede cubrirse el 75 %** de la demanda mediante 760 MWh/año.
- Analizando el punto 6.9.d., se observa que **las opciones de módulos inclinados sacan mayor provecho económico de la inversión inicial**. Y, la opción que supera a todas es la de **1385 m<sup>2</sup>** con la que se obtienen **3 euros por cada 1 invertido** inicialmente **en 20 años**.
- Con respecto a la **inversión inicial**, que es de un 20 % del capital inicial necesario, la más alta asciende al entorno de los **200.000 euros** y la más baja, **70.000**, aproximadamente. Una inversión de 200000 euros, obteniendo de beneficios
- Ha de tenerse en cuenta que la tecnología fotovoltaica es cada día más económica y más eficiente. La eficiencia del módulo de este proyecto es del 15,3 %. **Según un informe del MIT del año 2015, con 15,3 % estamos siendo conservadores**, se manejan media de eficiencia de módulos comerciales del 18 %. Se puede desprender que esa tecnología no es habitual en España, pero sí en países algo más avanzados en esta materia como Alemania, EEUU, China o Japón. Ese **3 % de diferencia de eficiencia, se traduciría en un 18 % más de producción anual**.
- Se ha visto también que el **periodo de retorno de la inversión es razonablemente bajo (7-8 años)** para cualquier alternativa.
- Cabe decir que el coste de la electricidad que una nave industrial paga a la empresa que le suministra depende de la potencia instalada de las instalaciones (no sólo de la demanda anual). Así, es más costosa una instalación cuánto mayor es su potencia. Por ello, **se recomienda una instalación fotovoltaica de alta cobertura de la potencia actual**.

## 8.AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer, de la manera más sincera, al profesor Miguel Ángel Pérez Martín por el tiempo tan valioso que me ha dedicado y por las enseñanzas, consejos, supervisión y tutoría de mi proyecto. Sin su apoyo cercano, la calidad y la coherencia de contenidos tanto a nivel global como de detalle hubiera sido sensiblemente inferior.

También me gustaría dar las gracias a mis amigos y, especialmente, a mi familia que me han permitido permanecer “aislado” de la vida social normal durante toda la realización del proyecto para que trabajara en él con el ambiente más fructífero posible.

Por último, para este proyecto he consultado continuamente el libro “Diseño de Sistemas Fotovoltaicos” del autor Óscar Perpiñán Lamigueiro. Este autor, tiene colgado su libro en internet con acceso libre y gratuito. Doy las gracias a este autor y a todos aquellos expertos en cualquier materia que, con toda la generosidad, cuelgan sus publicaciones gratuitamente en internet permitiendo el acceso libre y completo a cualquiera, sin necesidad de recursos económicos suficientes. He de decir que admiro esta clase de actitudes.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

1. "Informe anual 2014". Unión Española Fotovoltaica (UNEF)
2. Fernández Salgado, JM. *Guía Completa de la energía solar fotovoltaica*. (2007)
3. Hernández Sánchez, JM. "Consumo energético y emisiones asociadas del sector residencial". *Dpto. Proyectos de Ingeniería*, UPC. (2012)
4. Perpiñán Lamigueiro, O. *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. Versión 1.8 (2015)
5. "Guía de auditorías energéticas en edificios de oficinas en la Comunidad de Madrid". Fundación de la energía de la comunidad de Madrid. (2009)
6. "Documento Básico HE Ahorro de Energía". Código Técnico de la Edificación (CTE). (2013)
7. "Atlas de Radiación Solar en España". Agencia Estatal de Meteorología, AEMet (2012)
8. PV Education.org. URL: <http://pveducation.org>
9. "TECHNO SUN, lista de precios solar fotovoltaica". Techno Sun. (2015)
10. *Datos de radiación solar*. National Aeronautics and Space Agency (NASA)
11. Datos de la red de estaciones agrometeorológicas del Servicio de Información Agroclimática para el Regadío (SIAR). Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
12. "Plan nacional de acción de eficiencia energética 2014-2020". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. (2014)
13. "Global market outlook for photovoltaics 2014-2018". European Photovoltaic Industry Association (EPIA)
14. "Recent Facts about Photovoltaics in Germany". Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2015)
15. "Escala calificación energética para edificios de nueva construcción". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE.
16. "Legislación Fotovoltaica". Grupo de Sistemas Electrónicos de Potencia, Universidad Carlos III. (2015)

17.DIRECTIVA 2010/31/UE.relativa a la eficiencia energética de los edificios. Diario Oficial de la Unión Europea.(2010)

18. "Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Locales Comerciales de la Comunidad Valenciana". Agencia Valenciana de la Energía (AVEN)

19."Plan de Energías Renovables (PER) 2010-2020". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE.

