



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



Diseño de una instalación solar fotovoltaica en la nave industrial Hermanos Calatayud situada en La Font de la Figuera (Valencia)

Memoria

Trabajo Final de Grado

Titulación: Grado en Ingeniería de Obras Públicas

Autor: Marcos Calatayud Benavent

Tutor: D. Miguel Ángel Pérez Martín

Valencia, Septiembre de 2015

ÍNDICE

1.INTRODUCCIÓN

2.ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1. ESPAÑA.PRODUCCIÓN Y ESTUDIO DE LOS PRECIOS

2.2. POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN EL MUNDO

3. OBJETO DE TRABAJO

4. METODOLOGÍA

5. LOCALIZACIÓN DE LA FÁBRICA

6. DIMENSIONES DE LAS CUBIERTAS

7. LEGISLACIÓN

7.1. NACIONAL

7.2. EUROPEA

8. POTENCIA Y ENERGÍA DEL SOL

8.1. IRRADIANCIA

8.1.1. Irradiancia módulos apoyados (13º)

8.1.2. Irradiancia modelo inclinado 35º

8.2. IRRADIANCIA MENSUAL

8.2.1. Irradiancia mensual modelo inclinado 13º

8.2.2. Irradiancia mensual modelo inclinado 35º

8.3. IRRADIACIÓN

9. ESTUDIO DEMANDA ENERGÍA

9.1. ORIGEN DE LOS DATOS DE CONSUMO

9.2. CONSUMOS POR ESTACIÓN

9.2.1. Consumo por metro cuadrado

9.3. CONSUMO ANUAL

9.3.1. Consumo anual por metro cuadrado

10. PRE-DISEÑO

10.1. MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

10.2. INVERSOR

10.3. COLOCACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

10.3.1. Módulos apoyados sobre la cubierta (inclinación 13º)

10.3.2. Módulos inclinados 35º

10.4. POTENCIA

10.4.1. Modelo apoyado

10.4.2. Modelo inclinado 35º

11. DISEÑO

11.1. DIMENSIONAMIENTO

11.1.1. Temperaturas

11.1.2. Cálculo de módulos en serie

11.1.3. Cálculo de módulos en paralelo

11.1.4. Cálculo de inversores

11.1.4. Comprobación de que no supere la potencia máxima

11.2. DISEÑO FÍSICO

11.3. DISEÑO ELÉCTRICO

11.4. RESISTENCIA DE LAS CUBIERTAS

12. ANÁLISIS AMBIENTAL

13. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

14. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

14.1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

14.2. INVERSIÓN INICIAL

14.3. INGRESOS ANUALES

14.4. GASTOS FINANCIEROS ANUAL Y TOTAL

14.5. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ANUAL

14.6. BENEFICIOS ANUALES

14.7. RESULTADO ECONÓMICO A MEDIO PLAZO

14.8. RENTABILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS

14.8.1. VAN (Valor Actualizado Neto)

14.8.2. Periodo de retorno del capital invertido

1.INTRODUCCIÓN

Vivimos en una sociedad todavía poco preocupada por la forma en la que consumimos y producimos la energía. Muchas veces no nos damos cuenta, pero estamos consumiendo más energía de la que es necesaria. Y encima, con el paso de los años, cada vez van apareciendo más dispositivos electrónicos que lo que hacen es aumentar nuestro consumo de energía. El móvil, la tablet o el ordenador se han hecho dispositivos indispensables en nuestra vida y cada día tenemos que cargarlos porque se les acaba la batería y al siguiente día los necesitaremos totalmente cargados.

Tenemos que pensar que si toda la población mundial viviera como vivimos en la sociedad occidental, el mundo no podría producir suficiente energía para todos estos aparatos que utilizamos día a día.

El problema del consumo excesivo de energía es de donde proviene la energía que consumimos y la mayoría proviene de los combustibles fósiles. España tiene una dependencia energética desmesurada del exterior, ya que como un país donde no tenemos casi que combustibles fósiles y tenemos que comprarlos a otros países. Los combustibles fósiles emiten gran cantidad de contaminantes a la atmósfera, lo que provoca gran cantidad de problemas, tanto medioambientales como para nuestra salud.

Las principales alteraciones atmosféricas provocadas por la contaminación son:

1. **Efecto invernadero**: Incremento de la temperatura de la tierra debido al aumento en las concentraciones de CO₂, CFC, CH₄, HF₆,PFC,HFC,N₂O y O₃.
2. **Reducción de la visibilidad**.
-Smog (smog húmedo o sulfuroso- Smog fotoquímico)
-Haze (neblina, bruma)
3. **Acidificación del medio ambiente**: Por retorno a la tierra en forma de ácidos, de los óxidos de S y N descargados a la atmósfera. Deposición seca o húmeda (lluvia ácida).
4. **Destrucción de la capa de ozono**: Disminución del espesor de la capa de O₃ de la estratosfera por la descarga de determinadas sustancias.

Tenemos que dirigirnos hacia una sociedad donde se consuma energía limpia y esto tiene fácil solución en nuestro país. Aquí tenemos gran cantidad de horas de sol y con ello una magnífica oportunidad para producir energía a partir de este. El problema es que, por ahora, los gobernantes que tenemos tienen intención de poner más trabas que facilidades para la energía solar. Pero ya se nota como el consumo de energía solar va aumentando a pesar de la trabas que se puedan poner. Somos el país del sol y tenemos que aprovecharlo.

Por otra parte, este último curso en la universidad, una de las definiciones que más me han marcado ha sido la de Desarrollo sostenible. La Asamblea de Naciones Unidas lo define como:

La satisfacción de las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Todos tendríamos que tener esta definición en la cabeza siempre, porque el mundo que tenemos ahora lo querrán disfrutar las generaciones futuras como lo hemos podido hacer nosotros.

Por todas estas razones que he expuesto anteriormente he decidido hacer un Trabajo Final de Grado sobre la energía solar. Pienso que es una muy buena forma para producir energía, porque es limpia, respetuosa con el medio ambiente y más rentable que la producción de energía a partir de combustibles fósiles.

2. ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.1. ESPAÑA. PRODUCCIÓN Y ESTUDIO DE LOS PRECIOS

El sector de la energía genera el 3.6% del PIB y el 1.4% del empleo y es fundamental para el desarrollo de todo el sistema productivo español. Dentro de él está incluido el de la energía eléctrica, donde participan diversos actores: los que se encargan de producirla, los que la transportan, los que la distribuyen y finalmente, los que la consumimos.

La mayor parte de la producción de electricidad en España está en manos de cinco empresas: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP y E. ON. Mientras que la distribución la realiza en exclusiva Red Eléctrica de España, una de las poquísimas empresas que todavía tiene capital público en su accionariado.

En la actualidad, España tiene una gran cantidad de potencia de producción de energía eléctrica instalada, 108.200 millones de vatios (MW) a finales de 2013, distribuidos entre las distintas fuentes de generación de acuerdo a la siguiente tabla:

Tipo de energía	Potencia instalada (MW)	Potencia instalada (%)	Energía producida (GWh)	Energía producida (%)	Coefficiente disponibilidad (%)
Ciclo combinado (gas)	27.200	25,1	28.700	10,2	11,9
Carbón	11.600	10,7	42.400	15,1	44,5
Fuel/Gas/Cogeneración	11.700	10,8	44.300	15,8
Nuclear	7.800	7,2	56.800	20,2	98,2
Eólica	23.000	21,3	54.700	19,5
Hidráulica	19.900	18,4	41.000	14,6
Solar	7.000	6,5	12.800	4,6

Tabla 2.1.

Las centrales que generan electricidad a partir de combustibles fósiles, fueron las responsables de la generación de la mayor parte de la energía eléctrica consumida durante el año pasado, el 41.1 % del total, aunque destaca la escasa aportación de las centrales de ciclo combinado respecto a su capacidad instalada. Esto es debido a que estas centrales sirven para apoyar a las renovables, cuando estas no están operativas por las razones que sean, entran en funcionamiento las de ciclo combinado.

El caso opuesto aparece al analizar la aportación de la energía de origen nuclear: aunque tiene únicamente el 7.2 % de la potencia instalada, produce más del 20 % de la electricidad que consumimos, con un coeficiente de utilización que es muy próximo al 100 %.

Las energías de generación renovables proporcionan menos cantidad de energía de la que podrían aportar al sistema por la potencia instalada debido a la naturaleza impredecible del viento, el sol y el agua.

Pero a pesar de ese carácter no predecible, la aportación del conjunto de las renovables a la cantidad total de energía eléctrica generada fue del 42 %, marcando un récord que se bate año tras año desde hace una década.

Así que España siempre ha dependido fuertemente de la importación de combustibles fósiles para abastecerse de energía y por tanto el precio de los combustibles fósiles (mayoritariamente petróleo) siempre ha sido un factor, por no decir el único factor determinante en la evolución de los precios en el pool. Sin embargo, esta relación empezó a romperse en el año 2009, como demuestra fig.1.

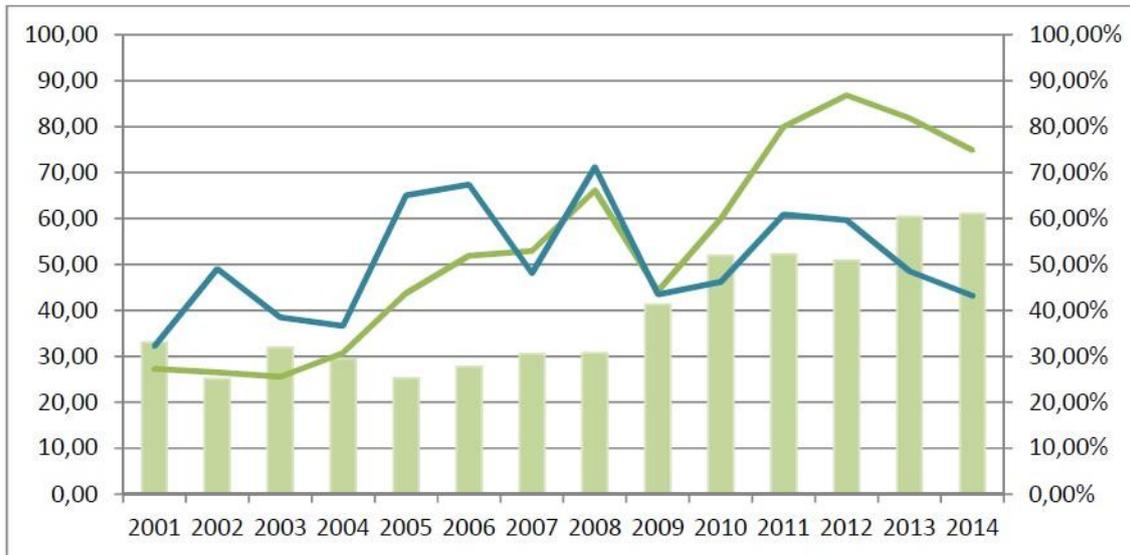


Fig. 1: La relación entre el precio de la electricidad en el mercado mayorista (pool, línea azul, en €/MWh), el precio del petróleo Brent (línea verde, en €/Baril) y la disponibilidad de fuentes de energía de coste 0 (barras verdes, en %) entre 2001 y 2014. Fuentes: OMIE (<http://www.omie.es>, precios de electricidad y fuentes de energía), EIA (<http://www.eia.gov>, precios de petróleo, en US\$), OANDA (<http://www.oanda.com>, tipos de cambio €/US\$). Los valores de todos los precios, tipos y porcentajes son valores medios anuales.

En la misma fig. 1 se aprecia claramente que en el mismo año 2009 empieza a dispararse la disponibilidad de lo que puede llamarse “fuentes de energía de coste 0”. Tradicionalmente la única fuente que puede permitirse ofrecer su electricidad en el pool a precios muy cerca de los 0 €/MWh, es la energía hidráulica, al consistir ésta en su totalidad de plantas de generación muy antiguas, todas construidas antes de 1975, y por tanto ya amortizadas y con muy bajos costes de operación y mantenimiento. Sin embargo, la disponibilidad de la energía hidráulica es un factor constante que suele oscilar entre el 6% y el 20% de toda la producción eléctrica anual, dependiendo de las precipitaciones caídas en cada año, con lo cual no se puede considerar un factor desestabilizante en el mercado eléctrico.

Las energías renovables primadas sin embargo, sí lo son, y sobre todo a partir del real decreto RD 661/2007. Aparte de las tarifas fijas garantizadas por unidad de electricidad para toda la vida útil de la planta, también se establece en él el derecho de las energías renovables a ofertar en el pool con prioridad, es decir por delante de otras fuentes de

energía, con excepción de energía nuclear y hidráulica por motivos técnicos. Es decir, RD 661/2007 hizo que las energías renovables podían permitirse el lujo de este momento y en adelante de ofrecer su electricidad en el pool a precio 0 porque recibirían sus ingresos de todas maneras; por ley las energías renovables se habían convertido en una nueva fuente de energía de coste cero.

En 2008 hubo un nuevo real decreto, el RD 1578/2008, que limitó el crecimiento de la energía solar fotovoltaica, lo cual dio vía libre a sobre todo la energía eólica a crecer como la espuma. De hecho, en 2013 más del 70% de toda la energía renovable instalada en España era energía eólica frente a tan solo un 15% de energía solar fotovoltaica (ver fig. 2), cifras que no cambiaron en 2014.

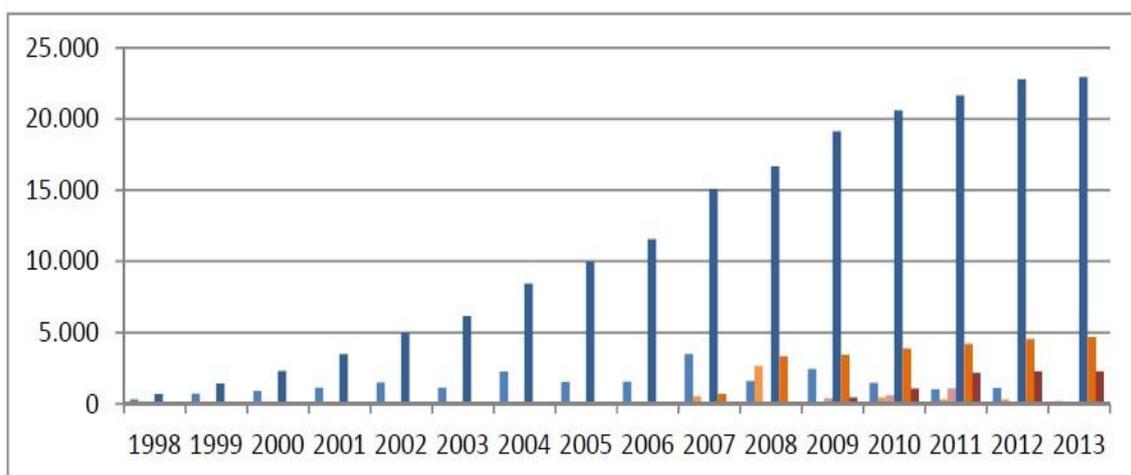


Fig. 2: Potencia renovable instalada en España: eólica (barras azules), solar FV (barras naranjas), solar termoeléctrica (barras color vino tinto); potencia instalada por año (barras en colores claros) y potencia acumulada (barras en colores oscuros). Todas las cifras en MWp. Fuentes: AEE (<http://www.aeolica.org>, eólica), EPIA (<http://www.epia.org>, solar FV), Schlumberger Energy Institute (<http://www.sbc.slb.com>, solar termoeléctrica).

La gran paradoja eléctrica

Mientras la tendencia para el precio mayorista de electricidad ha sido a la baja a partir de 2008, los precios para los usuarios finales no han dejado de crecer, como se puede contemplar en fig. 3. Esta evolución divergente y anti natural de los precios de electricidad se conoce por muchos nombres, como por ejemplo la gran paradoja eléctrica, o la vuelta energética.

Gran parte de esta paradoja, pero no todo, se explica con el aumento de las primas pagadas a las renovables, puesto que alguien tendrá que pagarlas: bien el contribuyente, bien el usuario final de la electricidad. A cual peor.

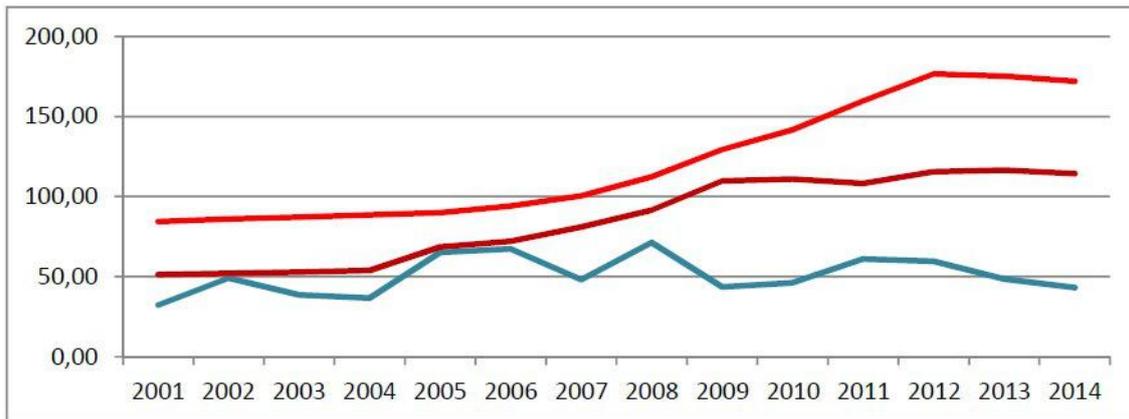


Fig. 3: Evolución de los precios para la industria (línea en color vino tinto) y los hogares (línea roja) en comparación con los precios para mayoristas (línea azul), todos los precios en €/MWh. Fuente: Eurostat (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>).

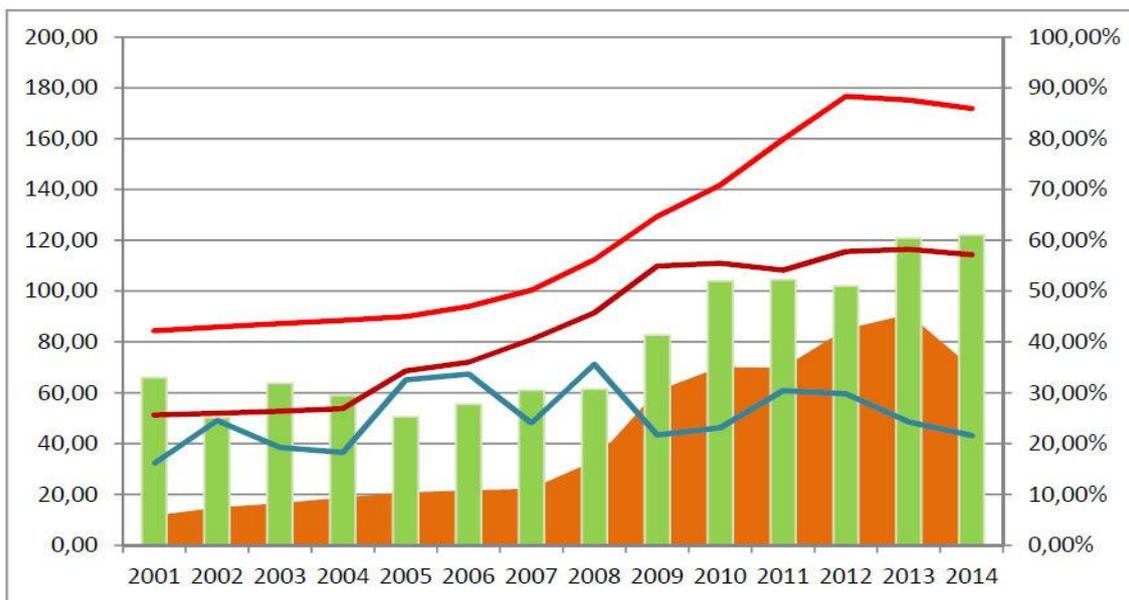


Fig. 4: El efecto perverso de las primas (área naranja, en cientos de millones de €): baja el precio pool (línea azul), pero suben los precios para los usuarios finales (líneas roja y de color vino tinto). Todos los precios en €/MWh. Fuentes coste o (barras verdes) en %. Cifras para 2014 estimadas.

El efecto sustitución

Según varios estudios sobre el mercado energético español elaborados por organismos de gran prestigio como CNE, BBVA Research y Price Waterhouse Coopers, el paulatino crecimiento del precio del petróleo provocará un efecto sustitución en que la energía renovable, siempre y cuando que ésta no reciba subvenciones, terminará expulsando las fuentes fósiles importados del mercado, un proceso que se verá acelerado por la reducción de costes de construcción que se prevé las próximas décadas para las instalaciones de energía renovable.

Dependiendo del ritmo de crecimiento del precio del petróleo, este efecto sustitución se dará más o menos rápido, pero en ningún caso antes de 2020; por ahora las fuentes

tradicionales serán más que necesarias ahora que el Régimen Especial ha iniciado su paulatino desmantelamiento.

La evolución típica de tal efecto sustitución es la de una función logística, es decir, la curva de crecimiento de la aportación de energía renovable sin primas tendrá la forma de una S: al principio el crecimiento es lento, luego se acelera hasta llegar a su máximo a mitad del proceso. Después el ritmo de crecimiento vuelve a decelerar hasta aproximarse a cero, que es cuando la sustitución será completa. Ver fig. 5.

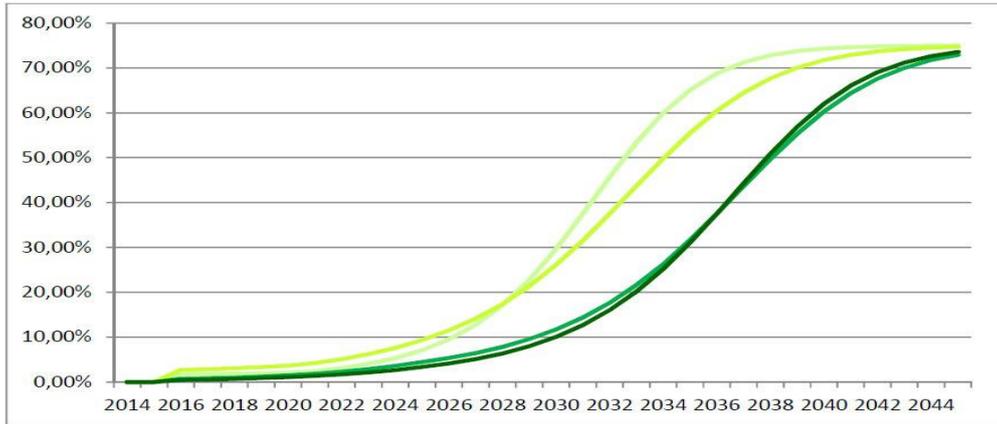
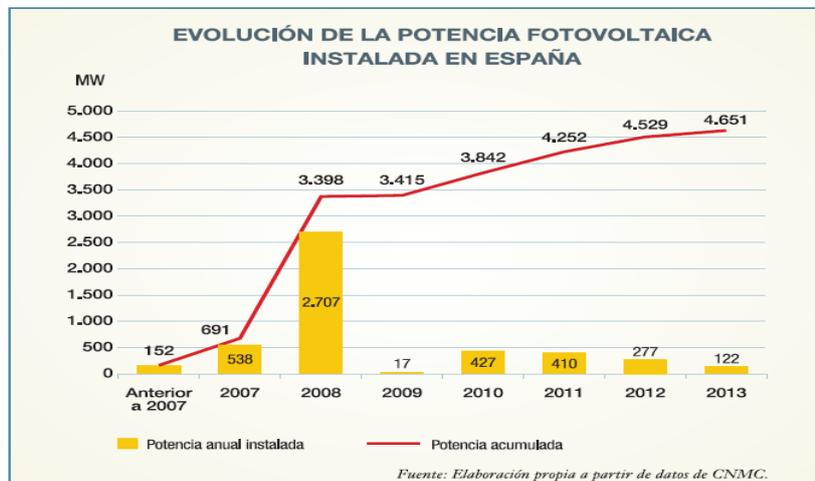


Fig. 5: Posibles patrones de crecimiento de la aportación de fuentes renovables sin primas a la generación de energía en diferentes escenarios para el precio del petróleo: OECD/AIE (verde agua), medio (verde lima) y BM/OPEP (verde oscuro).

Evolución de la potencia fotovoltaica instalada

Actualmente la capacidad del sistema fotovoltaico es de aproximadamente 4.651MW (Dirección de Energía Eléctrica CNMC Abril 2014). Como se puede observar en la figura siguiente, la evolución de la potencia instalada a lo largo de los años no ha sido constante. El 97% de la potencia se ha instalado en los últimos 7 años y cabe destacar que el 60% de la misma se instaló durante el año 2008.



.Figura 6

El cambio más llamativo se da con el RD 661/2007 y las condiciones atractivas de inversión que establece esta regulación. Es en este momento cuando el parque fotovoltaico sufre un crecimiento potente en su capacidad de generación. Tanto es así que, con el objetivo de llevar un mayor control de las nuevas instalaciones y cerrar el cupo del decreto anterior, aparece el RD 1578/2008 tan solo un año después. Según los datos de CNMC, en un solo año se llegaron a instalar 2.707 MW, la mayoría -82%- en rangos de 5 a 100 kW, ya que la prima era la más atractiva para este rango de tamaños (45 c€/kWh). Esta normativa dio lugar a la construcción de parques fotovoltaicos de gran potencia divididos a su vez en propiedades de 100 KW.

La puesta en vigor del RD 1578/2008 produce un efecto notable en el año 2009, como se puede apreciar en la curva de potencia instalada, en el que sólo se instalan 17 MW.

Producción de electricidad de la tecnología fotovoltaica

El conjunto de instalaciones fotovoltaicas españolas vertió, a cierre de 2013, 8.260 GWh (Dirección de Energía Eléctrica. CNMC. Diciembre, 2013). Al comparar la curva de producción frente a la de potencia instalada, se aprecia una clara compenetración entre ambas evoluciones a excepción del año 2008, en el que hay un destacado desajuste entre dichas curvas. La razón de este desfase es que la mayoría de las instalaciones se conectaron en la segunda mitad del año y la cantidad de potencia que se instaló durante ese año no se ha vuelto a producir. La potencia, por tanto, no funcionó durante todo el año, pero queda reflejada, por lo que no contabilizó en la producción de ese año.

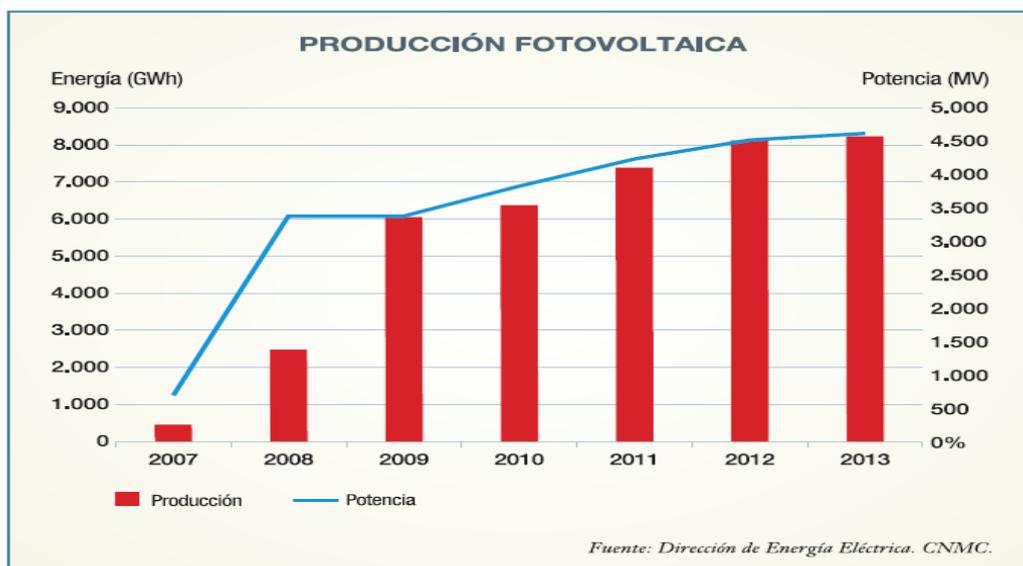


Figura 7

Evolución de costes de las instalaciones fotovoltaicas

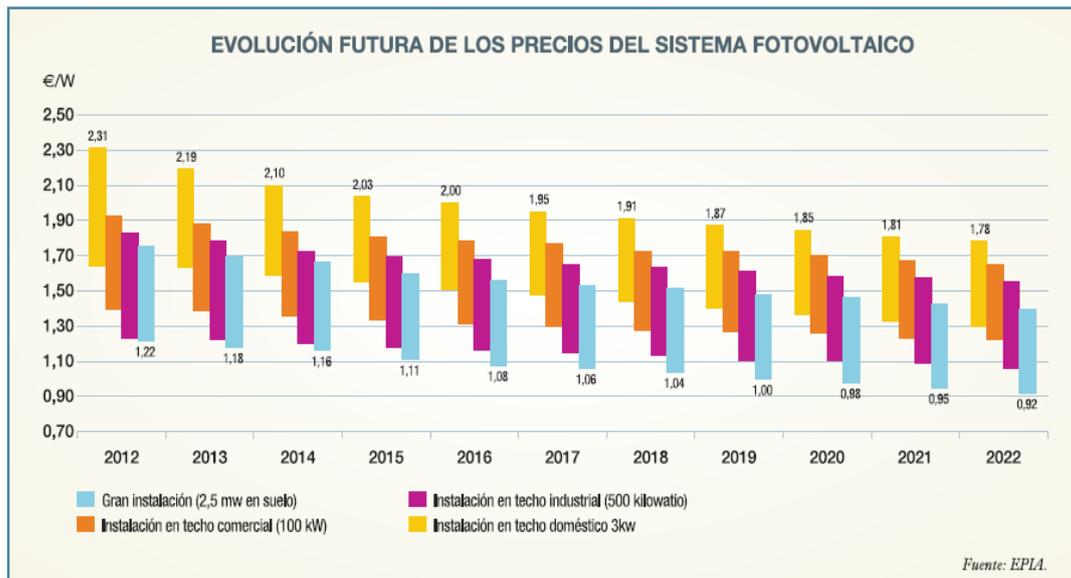


Figura 8

Se puede apreciar como cada año va disminuyendo el precio en cada uno de los cuatro casos. Por ejemplo, la instalación en techo doméstico de 3kW pasa de 2.31 €/W en 2012 a 1.73 €/W en 2022.

Evolución de las emisiones de CO₂

Las emisiones totales de CO₂ del sistema eléctrico peninsular en 2013 han disminuido considerablemente, llegando a ser 40,76% inferiores a las del año 2012, principalmente debido al aumento de las energías renovables que no tienen emisiones de gases de efecto invernadero. Esta disminución de las emisiones totales en 2013, que se cifran en 47.420.049 toneladas de CO₂ anuales, comparadas con las registradas en 2012 de 66.749.231 toneladas de CO₂ anuales beneficia la calidad ambiental del sistema eléctrico peninsular de las emisiones de dióxido de carbono.

Desde el punto de vista fotovoltaico los 8.260 GWh producidos por el sector fotovoltaico han supuesto un ahorro de 1.998.920 toneladas de CO₂, lo que equivale aproximadamente a la emisión de 68.000 coches funcionando durante un año en España.

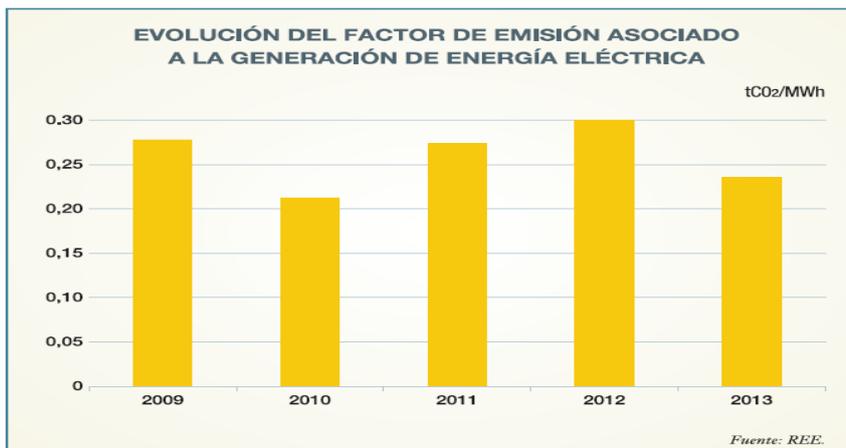


Figura 9

2.2. POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN EL MUNDO

En 2013 se alcanzó un nuevo récord mundial de potencia fotovoltaica instalada: 37.000 nuevos MW que suponen un aumento del 35% con respecto al año anterior y que suman una potencia total acumulada de 136.700 MW. Además, se espera que 2014 cierre con más de 55.000 nuevos MW instalados.

La tecnología fotovoltaica deja de ser una apuesta europea para convertirse en una alternativa competitiva en las principales potencias económicas. Así, la región Asia-Pacífico, con China (11.300 nuevos MW) y Japón (6.900 MW) a la cabeza, lidera el ranking de nueva potencia fotovoltaica instalada durante el pasado año, con 21.000 nuevos MW totales, frente a los 10.330 nuevos MW instalados en Europa, que pierde el primer puesto.

En cuanto a nueva potencia fotovoltaica instalada en 2013 se sitúa Estados Unidos, con 4200 nuevos MW instalados el pasado año.

Sin embargo, los 10 GW de nueva capacidad instalada en el continente europeo en 2013 sólo representaron el 28% del nuevo mercado mundial. Una desaceleración, motivada por las medidas perniciosas y retrospectivas que han afectado gravemente la confianza y la viabilidad de las inversiones fotovoltaicas, que continúa la tendencia de los últimos años: mientras que en 2011 Europa concentraba más del 70% de las nuevas instalaciones de energía fotovoltaica del mundo, en 2012 redujo su peso en nuevas instalaciones al 59% del total mundial.

La disminución del apoyo político a las fotovoltaicas ha llevado al descenso de los mercados fotovoltaicos en varios países europeos: Alemania, Italia, Bélgica, Francia y España por ejemplo.

Por el contrario, las nuevas tarifas primadas en países como China o Japón han propiciado el dinamismo en esos mercados. Un factor muy destacado también para el desarrollo de la fotovoltaica es su integración en la red. Un desafío cada vez más importante por la mayor presencia de las energías renovables en el mix energético.

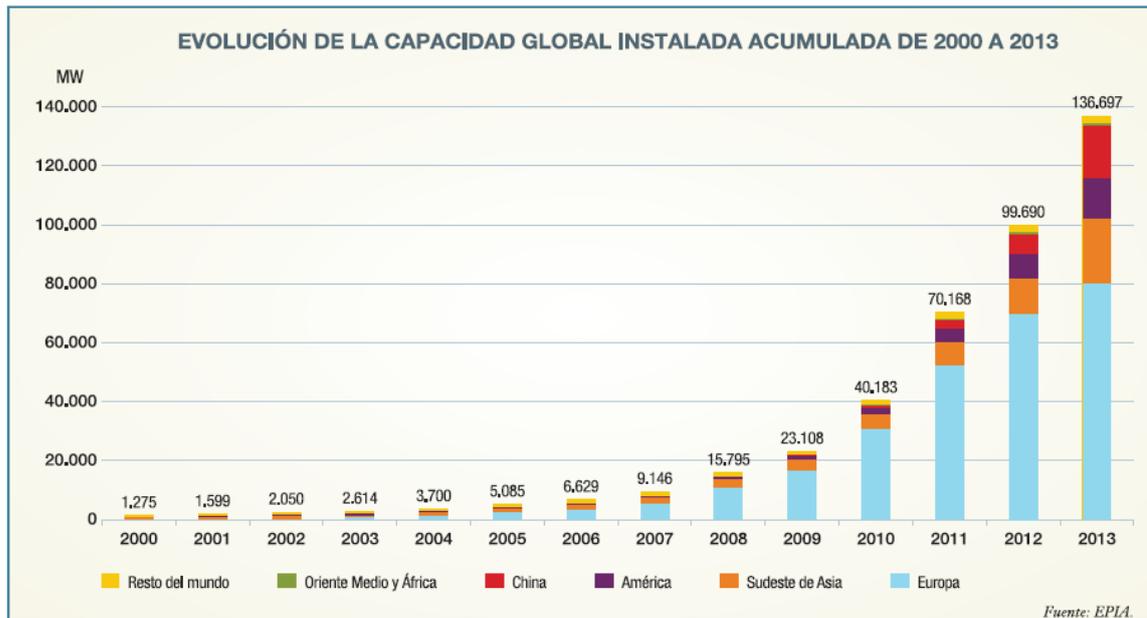


Figura 10

3. OBJETO DEL TRABAJO

El trabajo consiste en el diseño y el estudio económico de una instalación fotovoltaica en las cubiertas de las naves de una fábrica. Se va a estudiar la posibilidad de que con toda la superficie de cubierta que tiene la fábrica sea posible el diseño de una instalación fotovoltaica que produzca toda la energía que la fábrica consume día a día. Y su rentabilidad económica, hay que comprobar que no se pierde dinero. También se busca una producción de energía más respetuosa con el medio ambiente y desmarcarse de las grandes eléctricas que utilizan mayoritariamente combustibles fósiles para producir la energía.

Hay varias razones para aprovechar la Energía solar fotovoltaica:

1. **Siempre disponible**. La energía que produce el sol es la fuente de energía más abundante del planeta y es prácticamente inagotable.
2. **Ecológica**. Su producción es totalmente renovable y no involucra emisiones contaminantes, ruidos ni vibraciones, por lo que resulta respetuosa con el medio ambiente.
3. **Ahorrativa**. Al contar con un sistema fotovoltaico como fuente de energía contrarresta el consumo de electricidad.
4. **Altamente rentable**. Una vez realizada la inversión inicial, los costos de operación y de mantenimiento se limitan a una simple limpieza de los paneles y a mínimos ajustes técnicos.
5. **Flexible**. Los paneles solares brindan múltiples posibilidades para integrarse a cualquier tipo de inmueble, con un mínimo impacto visual y sin alterar la arquitectura del mismo.

4. METODOLOGÍA

Primero de todo estudiaremos la irradiancia (potencia) y la irradiación (energía).

-Irradiancia: energía que llega en cada instante de tiempo.

-Irradiación: volumen de energía total que llega en un tiempo determinado.

Estudiaremos también cual es la inclinación óptima para recibir la mayor cantidad de irradiancia y así producir la mayor cantidad de energía posible.

Luego pasaremos al estudio de los consumos de la fábrica, tanto diarios, como mensuales y anuales. El consumo nos sirve para poder comprobar si con las placas que podemos instalar en las cubiertas de la fábrica vamos a poder producir la suficiente energía como para cubrir estos consumos.

El siguiente paso es el pre-diseño, que contiene el cálculo de la superficie nominal que ocuparan los módulos fotovoltaicos y la producción de energía de estos.

La superficie nominal es la distancia que tiene que haber entre los módulos tanto en horizontal como en vertical, ya que estos no pueden estar totalmente pegados porque en el caso de los módulos inclinados se harían sombra y también para su instalación o reparación en caso de avería los técnicos necesitan espacio para poder trabajar.

Cuando ya tenemos calculado la máxima cantidad de módulos que pueden caber en cada cubierta, procedemos al cálculo de la energía neta que producirán estos. Este cálculo se obtiene a partir de diversos factores: la eficiencia del módulo, la irradiancia que llega del sol, la superficie útil y el factor de sombras.

La producción de energía se tiene que comparar con el consumo de la fábrica para comprobar si produce suficiente energía o por el contrario se excede y no necesitamos tantos módulos.

El diseño eléctrico ya consiste en el dimensionamiento de la instalación, es decir, los paneles que podremos conectar en serie y en paralelo.

Y luego, también tenemos que calcular si la cubierta podrá soportar la instalación de los módulos solares.

Por último, el estudio económico. Estudiaremos la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica.

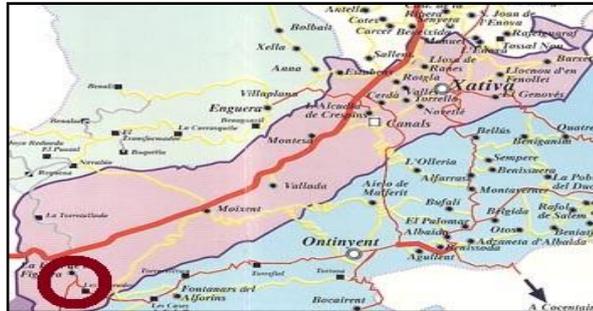
5. LOCALIZACIÓN DE LA FÁBRICA

La fábrica está situada en el término municipal de La Font de la Figuera (Valencia), más concretamente en el Polígono El Planet. Con una altura sobre el nivel del mar de 505m.

Las coordenadas son:

-Latitud: 38.80

-Longitud: -0.87



6. DIMENSIONES DE LAS CUBIERTAS



Imagen 1

La fábrica consta de 5 naves. La delantera son las oficinas y todas las demás son parte de la fábrica en dónde se encuentra la maquinaria.

El estudio de este trabajo va a utilizar las cubiertas de las tres naves de detrás que están juntas y con la misma orientación. Todas tres tienen una cubierta a dos aguas, se va a estudiar la cara de la cubierta que está orientada hacia el sur para un mayor aprovechamiento de la irradiancia. La cubierta de las naves 2a y 2b es de chapa metálica grecada de 0.6 mm de espesor precalada en color, colocada a doble cara formando un sándwich con relleno de lana de roca de 80 mm con una iluminación cenital de placas traslucidas de poliéster reforzado colocadas también a doble capa

con un 20% de la superficie de la cubierta en cada agua de la cubierta a todo lo largo de las naves y tiene una inclinación de 13°.

La geometría de las naves industriales son las siguientes:

Geometría Naves			
	Ancho (m)	Largo (m)	Superficie (m ²)
Nave 1	15	53	795
Nave 2a	20	53	1060
Nave 2b	20	53	1060

Tabla 6

7. LEGISLACIÓN

7.1. NACIONAL

La tecnología fotovoltaica necesita de una regulación estable, predecible y a largo plazo, dado que se trata de proyectos con una vida útil de varias décadas. En el caso particular de las energías renovables esto cobra una mayor importancia dado que los costes variables son menores y es necesario realizar un gran desembolso inicial que, normalmente, debe ser financiado.

A continuación se recogen las principales leyes que regulan la generación fotovoltaica en nuestro país:

- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- 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.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología 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.

7.2. EUROPEA

La Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables.

8. POTENCIA Y ENERGÍA DEL SOL

Primeramente de todo cabe explicar que para el cálculo de la potencia y la energía del sol se han utilizado dos ángulos de inclinación de las placas solares. El primero es 13°, es decir, la misma inclinación que la cubierta de las naves; se ha utilizado esta inclinación para un mayor ahorro económico, al no hacer falta estructuras para la inclinación de los módulos. Los módulos irán apoyados y anclados a la cubierta.

El segundo ángulo que voy a estudiar es 35°. Este es el ángulo óptimo que me indicaba el programa PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) y con el que obtenía la mayor irradiancia, que es lo que nos interesa para una instalación fotovoltaica. Hay muchas fórmulas para calcular la inclinación óptima, pero en ningún caso obtenía más potencia que con el ángulo obtenido con el PVGIS.

Por lo tanto, vamos a estudiar dos alternativas, módulos apoyados (inclinación de 13°) y módulos con una inclinación de 35°. A continuación vamos a ver la potencia y la energía que obtenemos con estos dos ángulos en un día despejado y en un día normal.

8.1. IRRADIANCIA

La irradiancia se ha calculado con la página PvEducation.org y con el PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Se han obtenido datos de tres meses: diciembre, que es mes con menor irradiancia del año, junio que es el mes con más irradiancia del año y el mes de marzo que tiene una irradiancia intermedia.

Todas las tablas de datos de las gráficas se expondrán en los anejos.

8.1.1. Irradiancia módulos apoyados (13°)

PvEducation



Figura 11

Con el PvEducation solo podemos obtener irradiancia de días despejados y en la posición horizontal de los módulos.

Se observa en esta primera gráfica como la mayor irradiancia se da en junio, y concretamente el día 21 de junio que es el día más largo del año. Se sobrepasan los 1000 W/m².

PVGIS

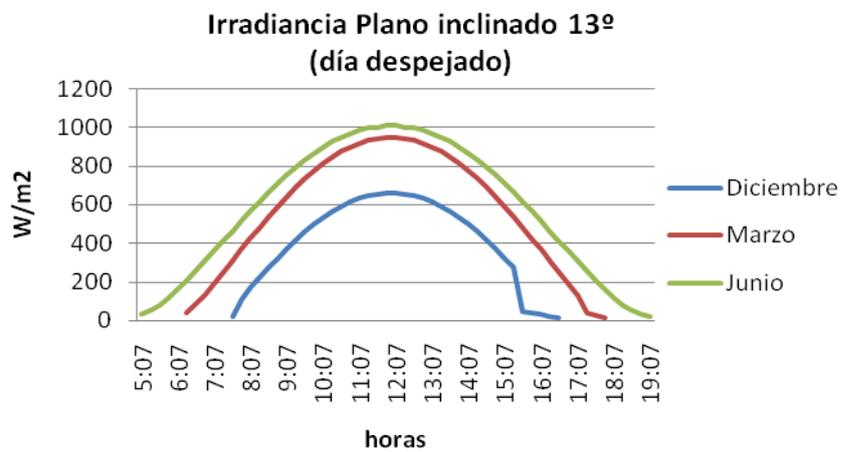


Figura 12

La irradiancia con plano inclinado 13º en un día despejado obtenida con el PVGIS es bastante parecida a la obtenida con el PvEducation, también sobrepasa los 1000 W/m².

PVGIS

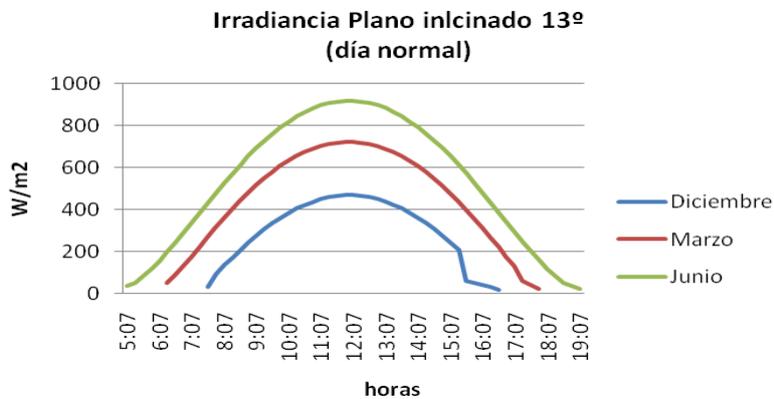


Figura 13

En un día normal la irradiancia es más baja debido a la nubosidad que puede haber algunos días. En este caso se sobrepasan los 900 W/m^2 en el mes de junio.

8.1.2. Irradiancia modelo inclinado 35°

La irradiancia con modelo inclinado solo la hemos podido obtener con el PVGIS debido a que el PVEDUCATION solo nos devuelve datos con módulos en plano horizontal.

PVGIS

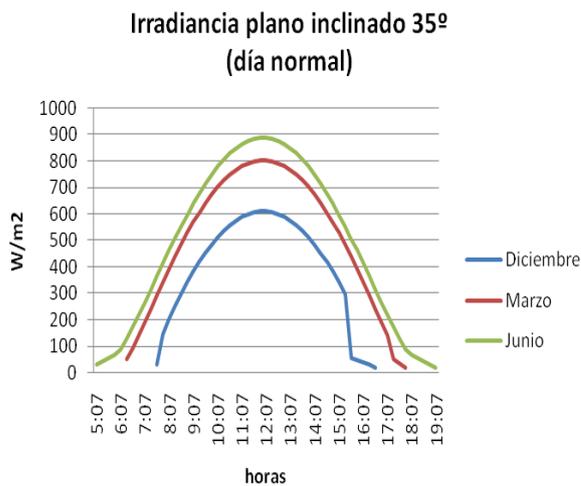


Figura 14

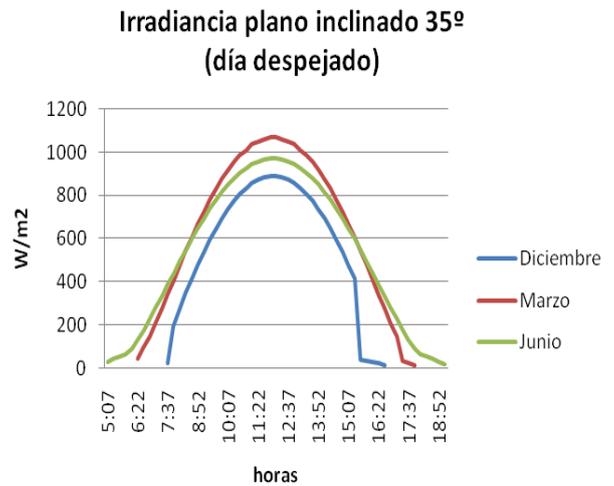


Figura 15

Comparando las dos gráficas podemos observar como en un día normal y con la inclinación de 35° llegamos a una irradiancia de 900 W/m^2 en el mes de junio al mediodía, mientras que en un día despejado sobrepasamos claramente los 1000 W/m^2 en el mes de marzo.

Si lo comparamos con los datos obtenidos con el PVGIS, podemos observar como con el plano inclinado 35° se obtiene mayor irradiancia.

8.2. IRRADIANCIA MENSUAL

8.2.1. Irradiancia mensual modelo inclinado 13°

En este caso vamos a obtener las gráficas de irradiancia mensual con los datos que obtenemos del PVGIS. Hemos elegido utilizar este programa porque es con el que se puede trabajar con módulos inclinados y porque a partir de él hemos encontrado la inclinación óptima para los módulos solares.

Por otra parte, el día que hemos utilizado es el día normal por su mayor adecuación a la realidad, es decir, no todos los días está despejado, así que no podemos utilizar el día despejado.

Desglosaremos los datos en meses y luego una segunda gráfica que ya nos mostrará la irradiancia durante todos los meses del año.

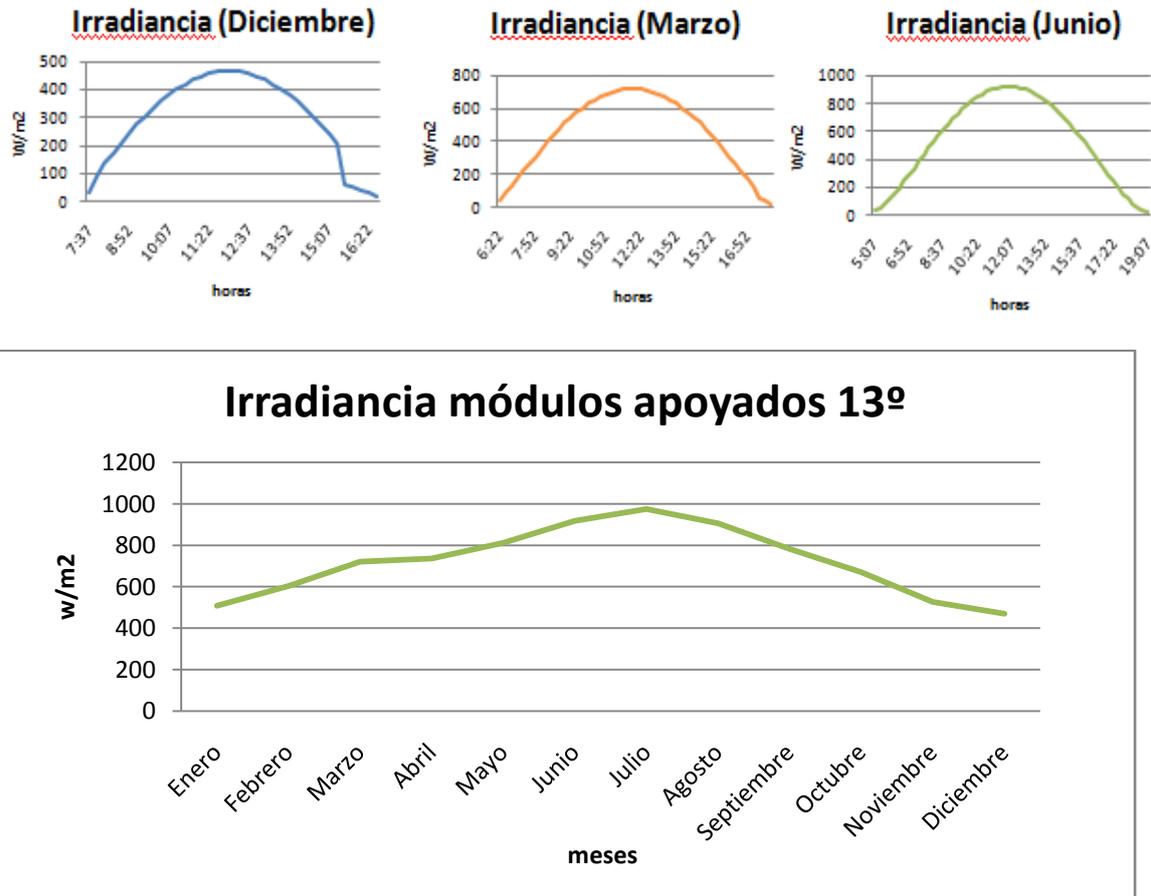
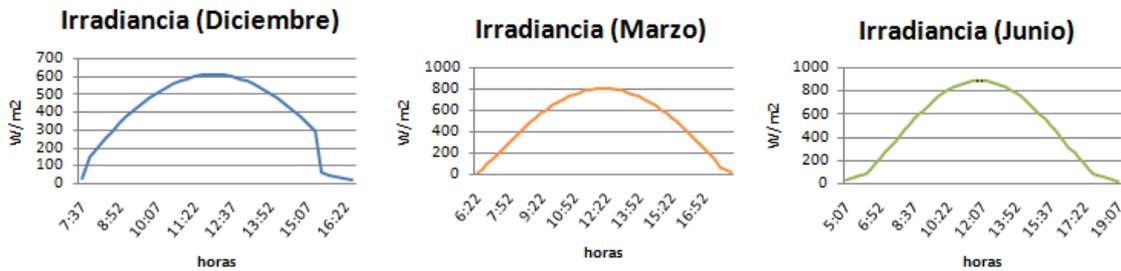


Figura 16

Los meses de mayor irradiancia son Junio, Julio y Agosto al tener mayor duración el día, por el contrario Diciembre y Enero son los meses con menor irradiancia por la menor duración del día.

8.2.2. Irradiancia mensual modelo inclinado 35º

Las gráficas de cada mes se han obtenido con el PVGIS.



En este caso la gráfica siguiente se ha obtenido con los datos de la hora con mayor irradiancia del día, que son las 12 del mediodía. Observamos como sucede lo mismo que con la inclinación de 13º; en los meses de verano es cuando mayor irradiancia obtenemos. Llegando en julio a las 12 del mediodía a obtener una irradiancia superior a los 900 W/m². La menor irradiancia al mediodía se dará en los meses de invierno, cuando nos situamos en unos datos sobre los 600 W/m².

La gráfica corresponde a los datos de un día normal, debido a la mayor aproximación a la realidad que un día despejado, ya que en el municipio en el que se sitúa en la fábrica no disfrutan de días soleados todo el año.

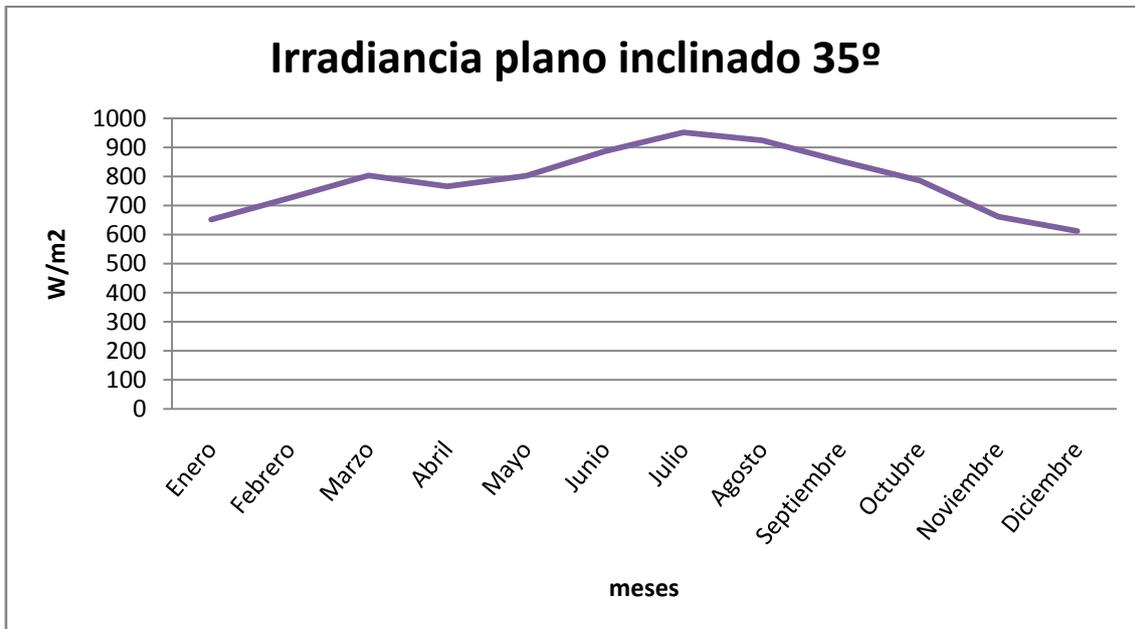


Figura 17

8.3. IRRADIACIÓN

La irradiación es la energía que obtenemos del Sol y vamos a estudiar ahora la irradiación que podemos conseguir en nuestra localización. Los datos están obtenidos con el PVGIS con una inclinación de 35° y 13°.

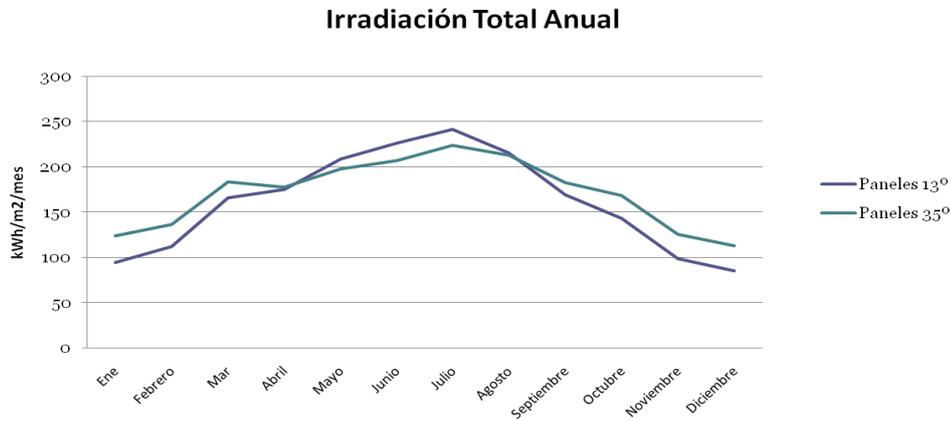


Figura 18

	kWh/m ² /año	kWh/m ² /día
Irradiación 13°	1939.08	5.31
Irradiación 35°	2048.94	5.61

Tabla 8.3

Primero vamos a comentar la forma de la gráfica, luego ya los datos.

Como podemos observar en los meses de invierno obtenemos mayor irradiación con los paneles inclinados 35°. Pero a medida que vamos avanzando en los meses del año, llega un punto que los se obtiene mayor irradiación con los paneles inclinados 13°. Esto es debido a que a partir de finales de primavera y hasta finales de verano los rayos del sol inciden perpendicularmente sobre la Tierra y entonces los módulos que están en una posición más horizontal reciben más energía del Sol. Luego ya a partir Septiembre vuelve a estar la línea verde (paneles 35°) por encima de la azul (paneles 13°).

En la tabla de debajo de la gráfica se nos indica la irradiación total del año con paneles a 35° y con paneles a 13°. En el primer caso recibiríamos una energía de 2048.94 kWh/m²/año y en el segundo caso 1939.08 kWh/m²/año. Por lo tanto con una inclinación de los paneles de 35° obtendríamos mayor irradiación. Además la fábrica necesita más electricidad durante el invierno y con mayor inclinación obtenemos mayor irradiación en invierno. Pero esto lo vamos a ver ahora con el estudio demanda de energía.

9. ESTUDIO DEMANDA ENERGÍA

En este punto vamos a empezar a estudiar el consumo de energía de la fábrica, es decir, la energía que tendremos que producir con los módulos solares.

Se trata de una fábrica de puericultura que tiene máquinas de tres tipos:

- **Neumáticas**

-Atornilladoras, lijadoras manuales, grapadoras.

- **Eléctricas**

-Sierras de cinta, moldureras, regruesadoras, compresor y sistemas de aspiración.

- **Electrónicas**

-Control numérico, fresadora, seccionadora y robot de pintura.

Todos los datos se han obtenido a partir de la persona encargada de la electricidad en la fábrica el cual me ha facilitado los Excel de cada mes del 2013 y 2014, lo que me ha facilitado bastante la tarea para estudiar la demanda de energía de la fábrica. Con estos datos he elaborado las gráficas de consumo mensual y anual.

9.1. ORIGEN DE LOS DATOS DE CONSUMO

Todos los datos que voy a utilizar durante el estudio de la demanda de energía son del 2013 y a partir de febrero, porque no dispongo de los datos del mes de enero.

Estas dos gráficas son dos ejemplos de consumos diarios de la fábrica. La fábrica trabaja de Lunes a Viernes, descansado el fin de semana. En la gráfica se puede ver como el fin de semana no hay consumo ninguno.

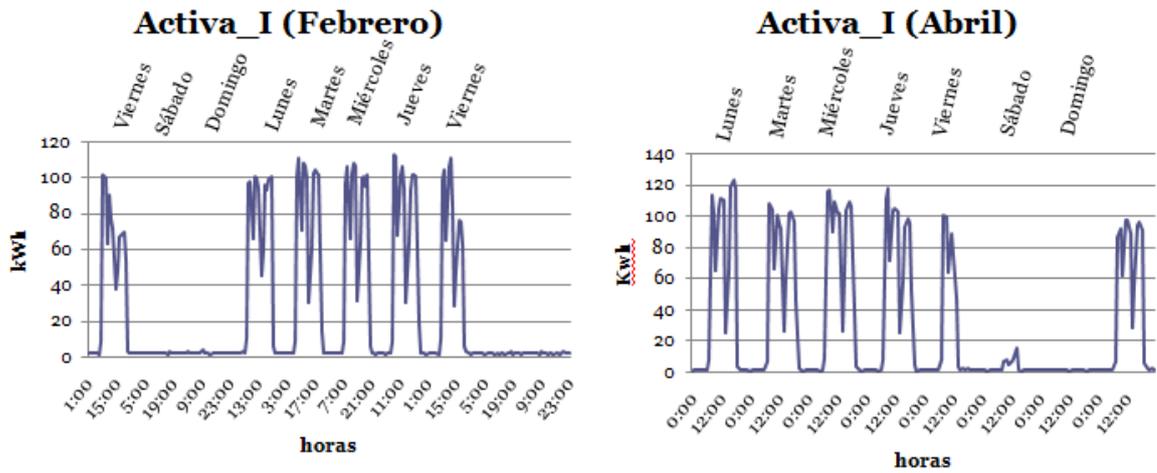


Figura 19

9.2. CONSUMOS POR ESTACIÓN

Los datos de agosto no están incluidos en la gráfica de verano porque distorsiona la serie al estar de vacaciones la fábrica i no haber consumo eléctrico ese mes.

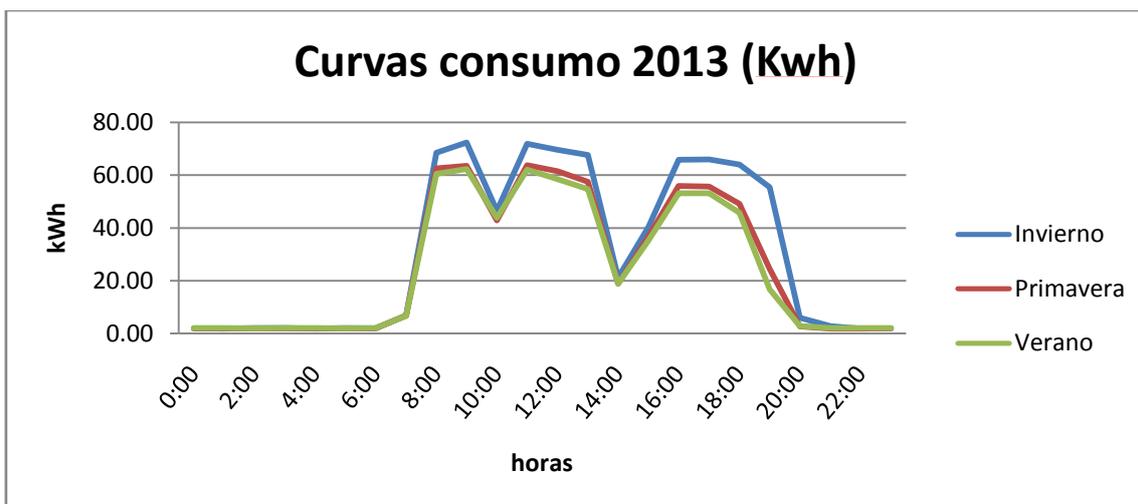


Figura 20

En invierno el consumo es de **70 kWh** en las horas de más actividad en la fábrica que son: desde las 8 de la mañana hasta la 13:00h con un descanso para almorzar que se ve reflejado claramente en la gráfica, de 9:00 a 9:30h. Luego tenemos el descanso para comer de 13:00h a 14:30h y la fábrica cierra sobre las siete de la tarde.

En primavera y verano las gráficas son bastante parecidas debido a que el día alarga más y hay más horas de luz y se necesita menos electricidad para iluminación y para calefacción. El máximo de consumo para estas estaciones se encuentra sobre los 60 kWh.

9.2.1. Consumo por metro cuadrado

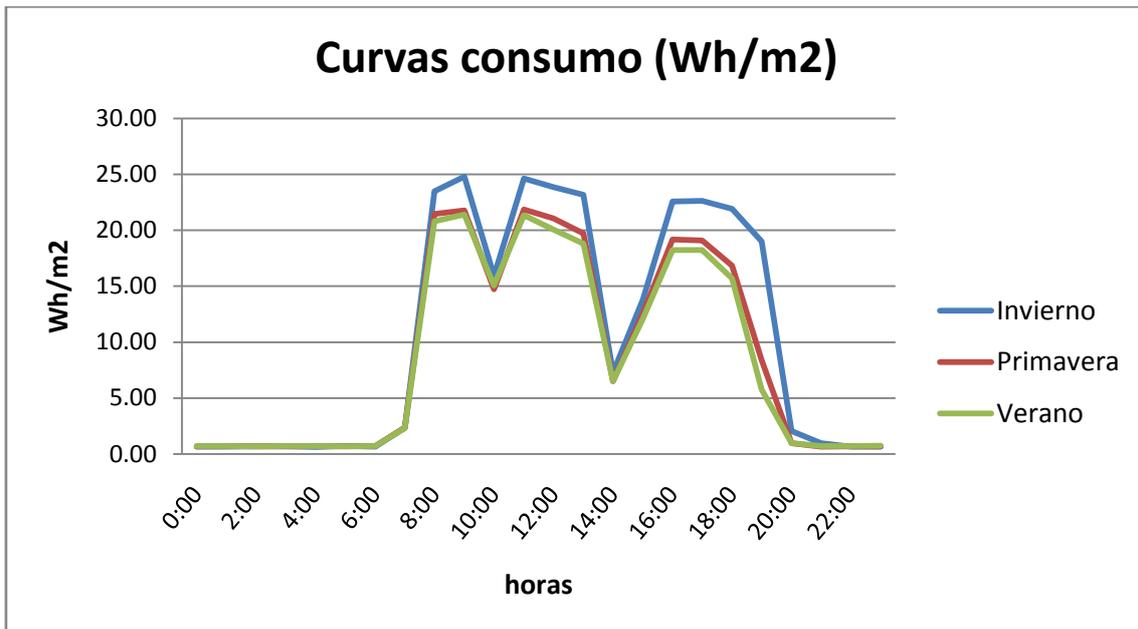


Figura 21

En esta gráfica lo que se nos muestra es el consumo de la fábrica subdividido en tres estaciones del año y dividido por la superficie total de las cubiertas de las naves industriales de la fábrica, la Nave 1, la Nave 2a y la 2b. El máximo de consumo por metro cuadrado se da en invierno y está sobre los **25 Wh/m²**, es un dato no muy alto y esto es debido a que se trata de una empresa mediana afectada por la crisis.

9.3. CONSUMO ANUAL

En la siguiente gráfica vamos a exponer en una gráfica el consumo anual de la fábrica en los años 2013 y 2014.

Se han cogido todos los datos de cada mes y se ha hecho un promedio de todos estos datos obteniendo un único dato promedio para cada mes. En el año 2013 falta el valor del mes de Enero y empieza en Febrero.

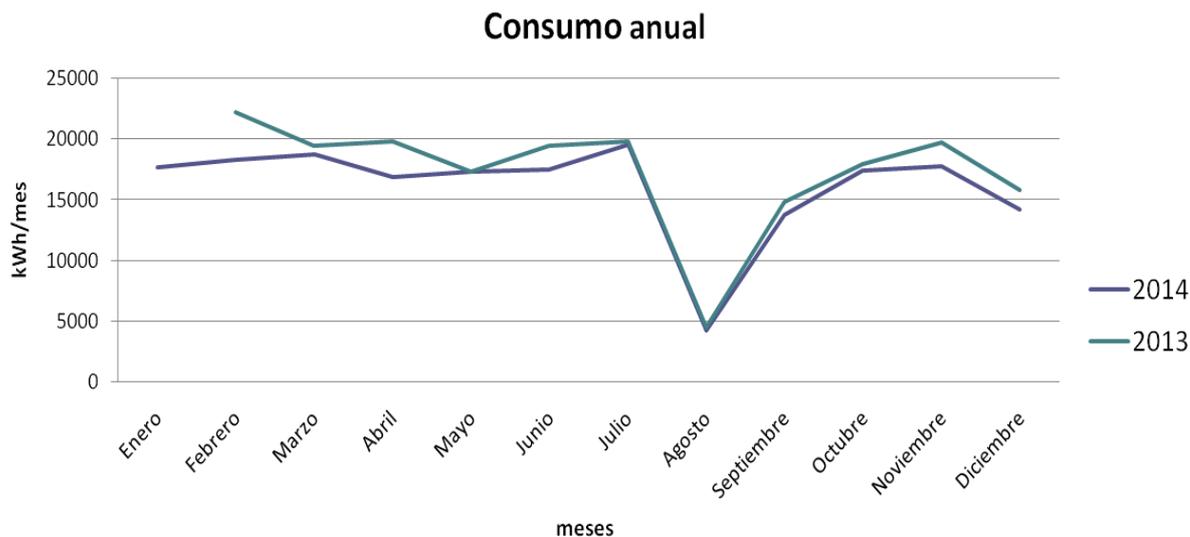


Figura 22

Las gráficas son muy parecidas, pero se puede observar como en 2014 hay una disminución del consumo energético y esto es debido a la crisis económica que tenemos en España. Hubo algunos despidos y esto se traduce también en menos consumo energético al haber menos producción.

En el mes de Agosto la fábrica se va de vacaciones y en la gráfica hay una caída bastante grande, quedando el consumo entre los 4000 kWh.

	Meses máximo consumo	kWh
2013	Febrero	22.251
2014	Julio	19.564

Tabla 9.3.

Los meses de mayor consumo cada año no son el mismo. En 2013 el mes con mayor consumo fue Febrero con 22.251 kWh, mientras que en el año 2014 el mes con mayor consumo fue Julio con 19.564 kWh. Se aprecia también la bajada de consumo entre los dos años en los datos de meses con máximo consumo.

Total 2013	193.477	kWh/año
Total 2014	191.091	kWh/año

Tabla 9.3.A

En el consumo total de cada año tenemos en 2013 un consumo total de 193.477 kWh/año, mientras que en el año 2014 se consumieron un total de 191.091 kWh/año. El descenso del consumo anual fue del 1,2 % entre el 2013 y el 2014 que no es un descenso muy grande, pero hay que tener en cuenta que falta el mes de Enero de 2013 y este descenso será un poco mayor.

9.3.1. Consumo anual por metro cuadrado

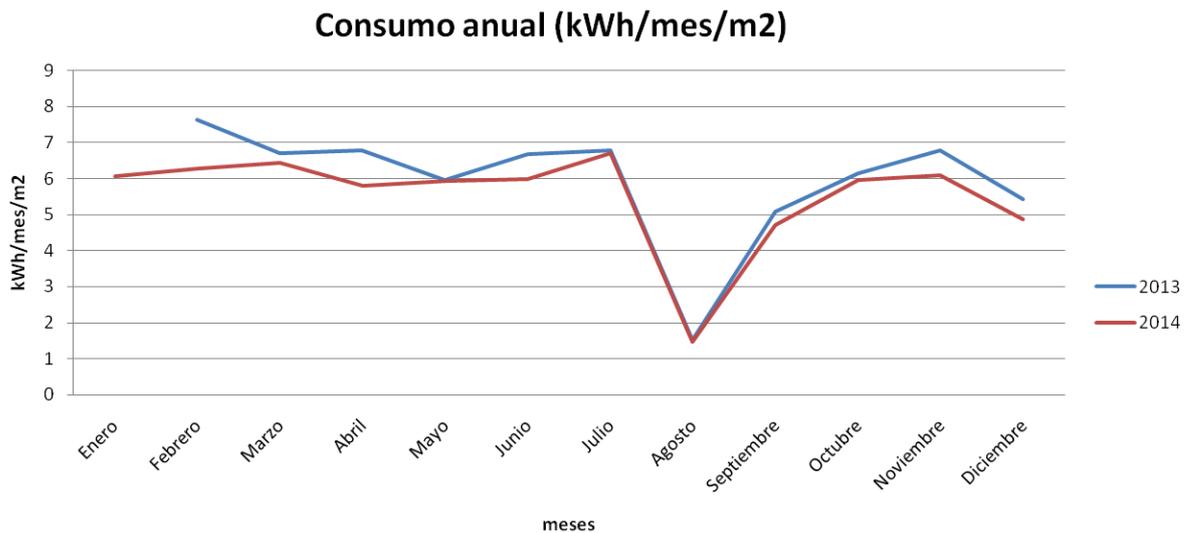


Figura 23

En esta gráfica se exponen los consumos anuales por metro cuadrado del año 2013 y 2014. Esto se ha calculado dividiendo el consumo mensual entre la superficie de las cubiertas de la fábrica, la Nave 1, la Nave 2a y 2b.

Total 2013	65,55	kWh/año/m²
Total 2014	66,37	kWh/año/m²

Tabla 9.3.1.

El consumo total anual por metro cuadrado del año 2013 es de 65,55 kWh/m², mientras que en el año 2014 es de 66,37 kWh/m². Como podemos observar el valor total del año 2013 es menor que el de 2014 y esto es debido a que falta el valor de Enero de 2013.

El consumo total por metro cuadrado es inferior al del conjunto de industrias porque se trata de una empresa mediana con poco consumo eléctrico y afectada por la crisis también.

10. PRE-DISEÑO

Entramos ya en materia dentro del trabajo. Ya hemos visto, la potencia y la energía que podemos obtener en nuestra localización; también hemos estudiado la demanda de energía de la fábrica y con estos datos vamos a empezar a calcular, diseñar y dimensionar toda la instalación.

Primeramente de todo, vamos a ver las características físicas y eléctricas del modulo solar fotovoltaico escogido y del inversor.

Posteriormente, vamos a calcular la cantidad de módulos solares que caben en las cubiertas de las naves. Cabe recordar que la cubierta es a dos aguas y que vamos a utilizar la cara de la cubierta orientada hacia el sur, para un mayor aprovechamiento de la luz solar y en el caso de que haga falta más superficie, utilizaríamos la cara de la cubierta orientada hacia el norte.

La siguiente imagen nos muestra una vista aérea de la fábrica indicando la cara sur de cada nave, que es la superficie que vamos a estudiar.



Imagen 2

Y por último calcularemos la producción horaria de los paneles solares que caben en las cubiertas y lo compararemos con el consumo de la fábrica para ver si se produce suficiente potencia o necesitamos más espacio para poner más paneles.

10.1. MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

El módulo escogido es el **Sunmodule Plus SW 250 W**. Diseñados construidos y certificados con los estándares de la ISO 9001 y 14001.

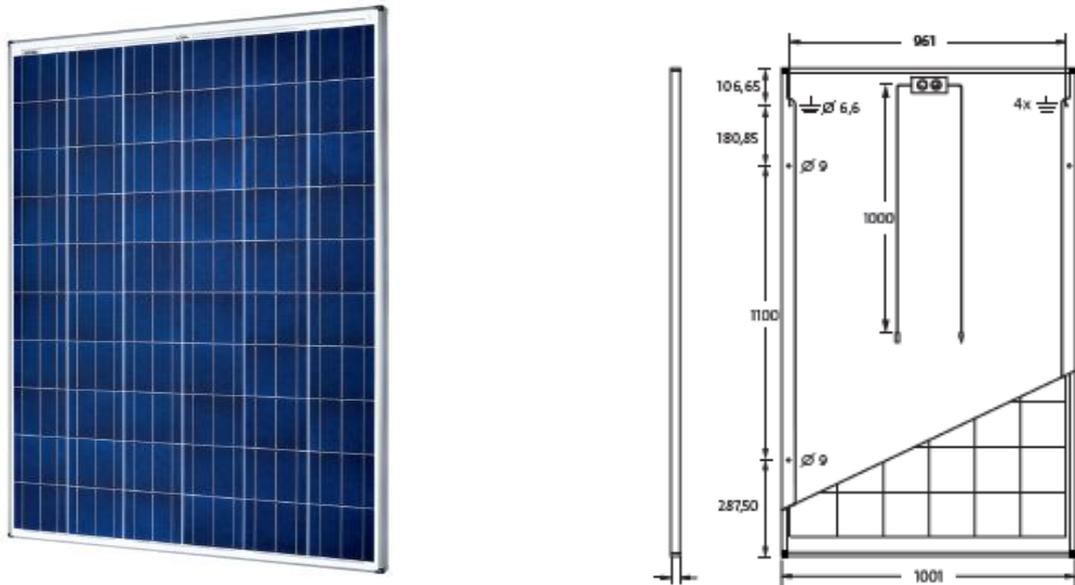


Imagen 3. Sunmodule Plus SW 250 W

Los módulos están compuestos por 60 células en serie de silicio policristalino (156.5 mm²) de alto rendimiento con coeficiente de eficiencia de 14.92 %.

Este módulo tiene un rendimiento máximo gracias a la utilización de células de alta eficiencia y las esquinas de drenaje están patentadas para una auto limpieza optimizada.

El perfil de marco delgado es de 33mm de altura y combina lo último en estética con funcionalidad completa.

Una solución ligera con la estabilidad avanzada, proporcionando una durabilidad mecánica máxima de 8.5 kN/m².

Resistencia probada a los factores ambientales extremos: la resistencia probada a niebla salina, las heladas y el granizo a prueba, resistente al amoníaco, polvo y arena.

Las características físicas del módulo son las siguientes:

Características físicas	
Longitud (mm)	1675
Anchura (mm)	1001
Grosor (mm)	33
Superficie (m ²)	1.67
Peso (kg)	18
Marco	Aluminio claro anodizado

Tabla 10.1.

Características eléctricas:

	Notación	Valor	Unidad de medida
Potencia máxima	P _{nom}	250	Wp
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	37.6	V
Tensión en el punto de máxima potencia	V _{mpp}	30.5	V
Corriente de cortocircuito	I _{cc}	8.81	A
Corriente en el punto de máxima potencia	I _{mpp}	8.27	A
Eficiencia módulo	η _m	14.91	%
Voltaje máximo del sistema		1000	V
Temperatura nominal de operación	NOTC	46	°C
Variación del voltaje con la T ^a	β	0.051	%/°K
Variación de la corriente con la T ^a	α	-0.31	%/°K
Variación de la P _{máx} con la T ^a		-0.41	%/°K

Tabla 10.1.A

Datos en condiciones estándar: irradiación de 1000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula de 25°C. Las características eléctricas están clasificadas dentro de ±10% de los valores indicados de I_{sc}, V_{oc} y de 0 a +5% de P_{max} (tolerancia de medición de potencia ±3%).

La representación de las curvas características corriente/potencia en función de la tensión con una temperatura ambiente de 25°C se muestra en la siguiente gráfica.

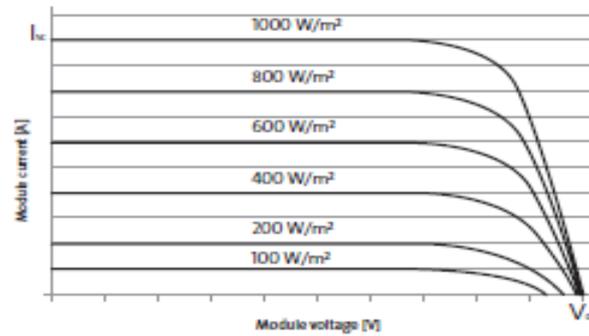


Figura 24

10.2. INVERSOR

El inversor es un elemento esencial en una instalación conectada a red, ya que es el enlace que existe entre la instalación solar y la red eléctrica. Éste dispositivo tiene como función convertir la energía eléctrica que le proporcionan los módulos fotovoltaicos en corriente continua, en energía eléctrica de corriente alterna, es decir, es el encargado de transformar la corriente continua en una función de tipo senoidal. Además es el encargado de sincronizar la onda generada con la onda que circula por la red.

El inversor escogido para nuestra instalación fotovoltaica es el **SIRIO K64** de la marca AROS SOLAR TECHNOLOGY.



Imagen 4. SIRIO K64 (AROS TECHNOLOGY)

Características del inversor:

- Con transformador de aislamiento en baja frecuencia.
- Elevada eficiencia de conversión.
- Plena potencia nominal hasta los 45°C.
- Ventiladores a velocidad controlada para una mayor rendimiento.
- Panel LCD táctil a colores con la función de datalogger.
- Acceso facilitado a los componentes desde la parte frontal de la maquina.
- 2 slot de expansiones para la conexión de tarjetas evolucionadas de comunicación.
- Dispositivo de seccionamiento lado CA y CC.
- Adecuados para el funcionamiento con módulos que requieren la puesta a tierra de un polo.

Las características físicas del inversor son las siguientes:

Características físicas	
Longitud (mm)	1900
Anchura (mm)	800
Grosor (mm)	800
Color	RAL 7035
Peso (kg)	600
Marco	Aluminio claro anodizado

Tabla 10.2.

Las características eléctricas se muestran en la tabla inferior:

	Valor	Unidad de medida
Potencia nominal corriente alterna	64	kVA
Potencia máxima corriente alterna	64	KW
Valores de entrada		
Tensión de continua máxima en circuito abierto	800	Vcc
Rango completo de MPPT	330-700	Vcc
Corriente de entrada máxima	206	Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	390	Vcc
Valores de salida		
Tensión de ejercicio	400	Vca
Intervalo operativo	340-460	Vca
Intervalo de frecuencia configurable	47.5-51	Hz
Corriente nominal	92	Aca
Corriente máxima	103	Aca
Corriente de cortocircuito	175	Aca
Rendimiento máximo		
	96.1	%

Tabla 10.2.A

10.3. COLOCACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La presencia de objetos que lleguen a tapar parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del período de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En el caso que nos ocupa, no existen obstáculos cercanos a las naves que nos puedan hacer sombras.

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: 100mm.

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 100mm entre módulo y cubierta tiene sentido porque a temperaturas altas se produce la dilatación tanto de módulos como de la cubierta.
- La separación entre módulos también sirve para la movilidad de los técnicos en reparaciones y trabajos en caso de avería de algún módulo fotovoltaico.

Por otra parte, los módulos requieren estructura de soporte ya que por ellos mismos no son adecuados para integración arquitectónica sustituyendo elementos constructivos convencionales como acristalamiento en tejado o verticales.

La estructura de montaje del generador debe poder soportar cargas de nieve y velocidades de viento previstos. En la parte inferior de los bastidores de los módulos existen unas aperturas para permitir el desagüe del agua de lluvia.

Cada módulo se debe fijar de forma segura a la estructura de montaje por cuatro puntos, como mínimo. Los laterales largos del bastidor del módulo han sido testados a prueba de tensiones y se deben usar para fijar los módulos a la estructura de montaje.

Con todo esto, vamos a estudiar dos alternativas:

- Módulos apoyados sobre la cubierta (inclinación 13º)
- Módulos inclinados 35º (inclinación óptima)

De cada alternativa se van estudiar la colocación de los módulos en las tres naves.

10.3.1. Módulos apoyados sobre la cubierta (inclinación 13º)

En este caso vamos a calcular la cantidad de módulos que podríamos instalar en las cubiertas con los módulos inclinados 13º que es la inclinación de la nave, por lo tanto, son módulos apoyados. Se va a utilizar el mismo procedimiento que con los módulos en posición horizontal.

-Distancia entre módulos en dirección corta: $d + L = 0.5 + 1.675 = 2.175m$

-Distancia entre módulos en dirección larga: Ancho módulo + (separación) 20mm = **1.021 m**

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 = $2.175 \times 1.021 = 2.22 \text{ m}^2$

Veamos la siguiente tabla:

	Nave 1	Nave 2a	Nave 2b
Superficie total (m²)	795	1060	1060
Superficie media cubierta (m²)	397.5	530	530
Superficie nominal módulo (m²)	2.22	2.22	2.22
Nº de filas	3	4	4
Nº de módulos por fila	51	51	51
Superficie útil (m²)	339.66	452.88	452.88
Superficie útil/ superficie cubierta	42.72%	42.72%	42.72%
Peso total/m² media cubierta	6.92	6.92	6.92

Tabla 10.3.1.

En cada columna los datos de las tres naves. La superficie nominal que ocupan los módulos es de 2.22 m^2 y con esta superficie en la Nave 1 caben 153 módulos, en la Nave 2a y 2b caben 204 módulos. En la Nave 1 se ocupa el 42.7 % del total de la cubierta, el mismo porcentaje que ocupan los módulos en la Nave 2a y 2b. Y en la última fila se nos indica el peso por metro cuadrado de los módulos que en este caso es de 6.92 kg/m^2 para todas las naves. Estos son el máximo de módulos que podríamos instalar en cada cubierta, luego estudiaremos si hacen falta más o menos de los que caben.

10.3.2. Módulos inclinados 35°

El cálculo de la colocación de los módulos con una inclinación de 35° tiene más dificultad que el modelo de placas apoyadas. En este caso β será 22°, porque la cubierta tiene una inclinación de 13°.

La distancia entre filas se calculará de la siguiente forma:

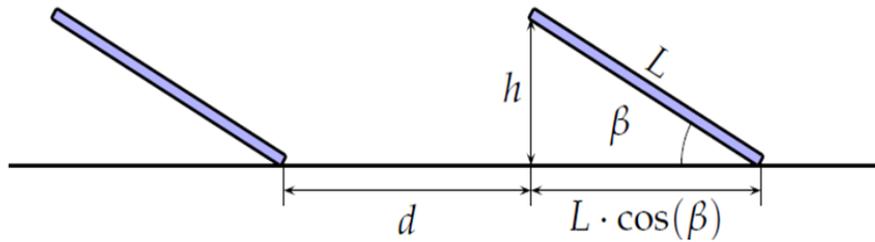


Imagen 5

Siendo L el largo del módulo, β el ángulo de inclinación del módulo, h la distancia de la parte más alta del módulo a la superficie de la cubierta en perpendicular, d la distancia entre módulos y γ_s hace referencia a la altura solar en mediodía del solsticio de invierno.

Fórmula para calcular la altura solar (depende de la latitud):

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

La latitud de nuestra localización es de 38.80° , por lo tanto la altura solar toma el valor de 28.2 y la distancia entre módulos es de 1.17 metros.

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

Tabla resumen:

L	1.675	m
Φ	38.8	º
β	22	º
h	0.627	m
Lcos(β)	1.55	m
γ_s	28.2	º
d	1.17	m

Tabla 10.3.2.

-Distancia entre módulos en dirección corta: $d + L \cos(\beta) = 1.17 + 1.55 = 2.712 \text{ m}$

-Distancia entre módulos en dirección larga: $\text{Áncho módulo} + \text{separación (20mm)} = 1.021 \text{ m}$

Veamos la siguiente tabla:

	Nave 1	Nave 2ª	Nave 2b
Superficie total (m ²)	795	1060	1060
Superficie media cubierta (m ²)	397.5	530	530
Superficie nominal módulo (m ²)	2.76	2.76	2.76
Nº de filas	2	3	3
Nº de módulos por fila	51	51	51
Superficie útil (m ²)	281.52	422.28	422.28
Superficie útil/ superficie cubierta	35.41%	39.83%	39.83%
Peso total/m ² media cubierta	4.61	5.19	5.19

Tabla 10.3.2.A

En cada columna los datos de las tres naves. La superficie nominal que ocupan los módulos es de 2.76 m², que es superior a la del modelo apoyado; y con esta superficie en la Nave 1 caben 102 módulos, en la Nave 2ª y 2b caben 153 módulos. En la Nave 1 se ocupa el 35.41% del total de la cubierta, mientras que la Nave 2a y 2b ocupan un 39.83%. Y en la última fila se nos indica el peso por metro cuadrado de los módulos que en este caso es de 4,61 kg/m² en la Nave 1 y 5.19 kg/m² en las otras dos naves. Estos son el máximo de módulos que podríamos instalar en cada cubierta, luego estudiaremos si hacen falta más o menos de los que caben.

10.4. POTENCIA

Después de calcular la cantidad de módulos que caben en cada cubierta y la superficie que ocupan, ahora vamos a utilizar estas superficies para calcular la producción horaria de los módulos y comprobar si con esta producción podemos abastecer el consumo de la fábrica.

Para el cálculo de la producción horaria vamos a emplear la siguiente fórmula:

Producción horaria: Irradiancia horaria x Eficiencia mód. X 0.75 x superficie útil

La irradiancia horaria se ha calculado a partir de los datos de todos los meses del año, haciendo un promedio de cada hora. La eficiencia del módulo es de 14.91% y la superficie útil depende de la cantidad de módulos que instalemos.

Se han estudiado diversas alternativas, siempre teniendo en cuenta el cálculo del punto 10.1 en el cuál se indica la cantidad máxima de módulos que se pueden instalar en cada cubierta.

10.4.1. Modelo apoyado

En la tabla siguiente se indican todas las alternativas que hemos utilizado. Las filas no corresponden a una nave solo, se han sumado las filas de todas las naves.

Nº de filas	Nº de módulos por fila	Total módulos	Superficie útil total (m ²)
11	51	561	1245.42
8	51	408	905.76
7	51	357	792.54
5	51	255	566.1

Tabla 10.4.1.

Con todos estos datos sale la siguiente gráfica que nos compara el consumo de la fábrica con la producción horaria de los módulos.

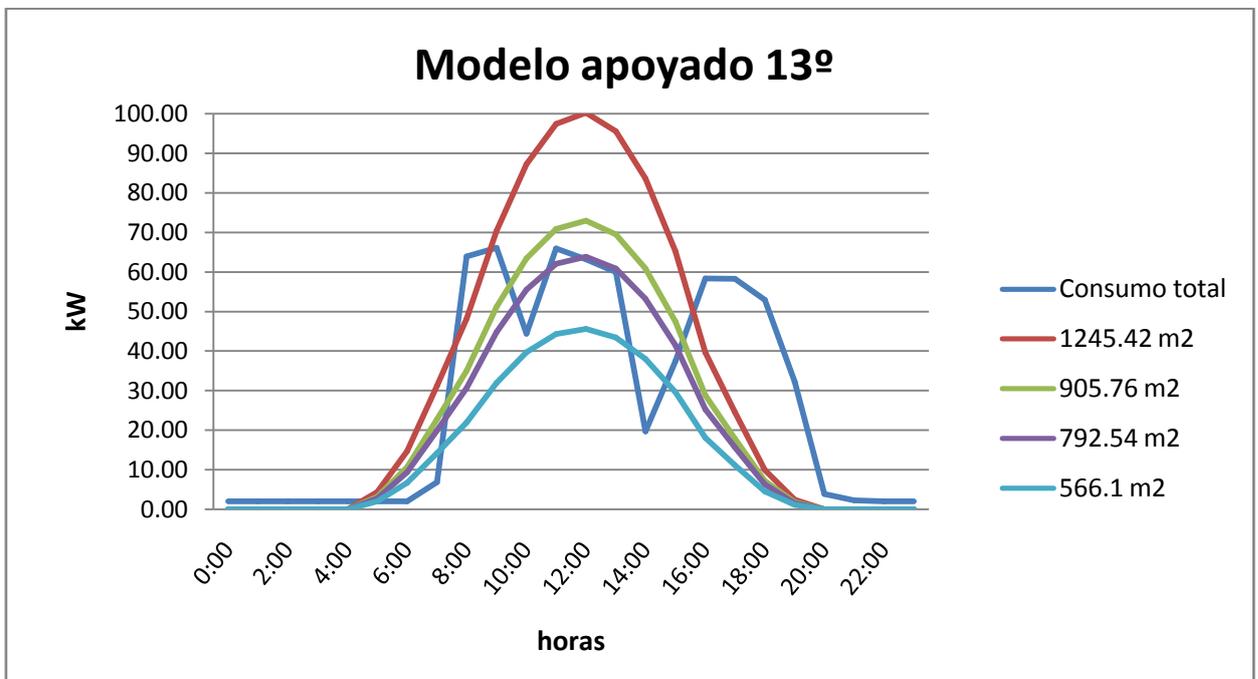


Figura 25

Tenemos dos alternativas: la de 1245.42 m² y 905.76 m² que sobrepasan la potencia necesaria para nuestra instalación y por lo tanto, estas dos alternativas no nos son útiles porque vamos a desperdiciar energía producida. La mejor opción es con la superficie útil de 566.1 m² en donde se alcanza un potencia de 45 kWp aproximadamente.

La tabla con los datos de la potencia producida con el modelo apoyado se encuentra en el Anejo 3.

10.4.2. Modelo inclinado 35°

Para el modelo inclinado vamos a utilizar el mismo método de cálculo de potencia que con el modelo apoyado. La tabla siguiente nos muestra las diferentes alternativas que tenemos para este modelo.

Nº de filas	Nº de módulos por fila	Total módulos	Superficie útil total (m2)
8	51	408	1126.08
7	51	357	985.32
5	51	255	703.8
4	51	204	563.04

Tabla 10.4.2.

De cada una de las alternativas sale una gráfica de las que tenemos debajo que son comparadas con el consumo de la fábrica para ver cual es la más adecuada para esta.

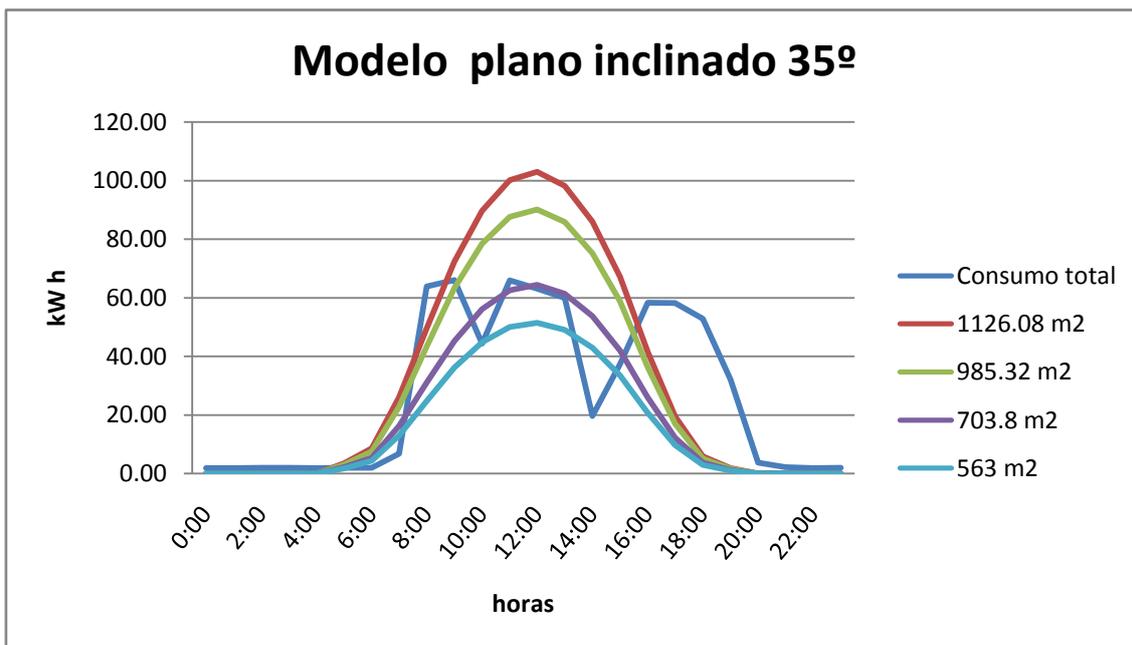


Figura 26

De las cuatro alternativas, dos se pasan de potencia. Estas no las vamos a escoger porque se desperdicia mucha potencia. Nos quedan dos alternativas: la de 703.8 m² y 563 m². Y vamos a escoger la de 563 porque es la que mejor se adecua a la curva de consumo de la fábrica.

La tabla con los datos de la potencia producida con el modelo inclinado 35º se encuentra en el Anejo 3.

11. DISEÑO

Una vez escogidos los elementos que formarán parte de la instalación solar fotovoltaica, se procede al cálculo del número de módulos colocados en serie y paralelo. Para ello, se emplearán los datos técnicos del módulo y el inversor que hemos expuesto anteriormente en las tablas.

- Las células en serie tienen igual intensidad y la tensión aumenta en cada célula.
- Las líneas en paralelo tienen igual tensión y se suman las intensidades.

En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de diseño de una instalación solar.

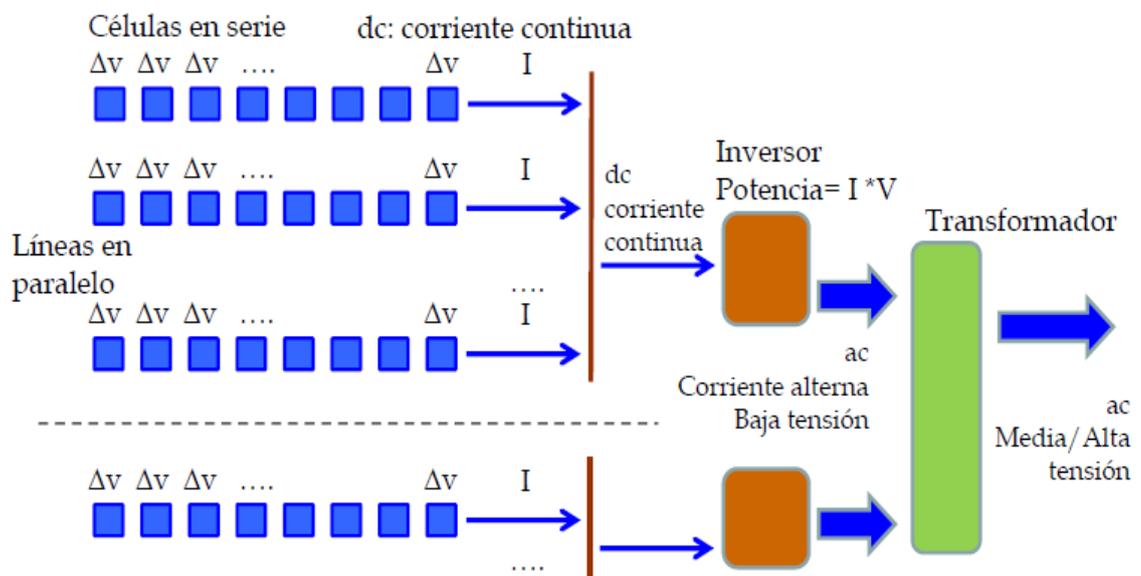


Imagen 7

11.1. DIMENSIONAMIENTO

Las especificaciones técnicas de los inversores, que hemos indicado anteriormente en las tablas de características eléctricas del inversor, nos proporcionan información a tener en cuenta para el diseño e instalación de los módulos fotovoltaicos, dependiendo de la configuración que se seleccionen y de las características de los módulos se determina el número, la potencia y la tensión de funcionamiento de los inversores.

A continuación vamos a calcular las limitaciones de temperatura que tienen los módulos.

11.1.1. Temperaturas

- Temperatura máxima que puede alcanzar el módulo:

$$T_{m\acute{a}x} = T_{amb} (m\acute{a}x) + \frac{25}{800} \times S^{m\acute{a}x} = 73.90 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Siendo $S^{m\acute{a}x}$ la máxima irradiancia que se produce en todo el año.

- Temperatura mínima que puede alcanzar el módulo:

$$T_{m\acute{i}n} = T_{amb} (m\acute{i}n) + \frac{25}{800} \times S^{m\acute{a}x} = -4^{\circ}\text{C}$$

En el caso de la temperatura mínima, al producirse de noche y no haber irradiancia el segundo sumando es 0 y por lo tanto la temperatura mínima que se puede alcanzar es de -4°C .

La tabla siguiente muestra los datos necesarios para realizar las fórmulas anteriores:

$T_{amb}(m\acute{a}x)$	41°C
$T_{amb}(m\acute{i}n)$	-4°C
$S^{m\acute{a}x}$	1052.68 W/m ²

Tabla 11.1.1.

11.1.2. Cálculo de módulos en serie

En la siguiente tabla tenemos los datos que nos van a hacer falta para el cálculo de los módulos en serie:

Nomenclatura	Valor	Unidad de medida
V _{mpp} (STC)	30.5	V
V _{oc} (STC)	37.6	V
T _{mín}	-4	°C
T _{máx}	73.90	°C
T _{stc}	25	°C
μ _v	-0.11656	
β	-0.0031	%/°k
S _{max}	1052.68	W/m ²

Tabla 11.1.2.

Para el cálculo de módulos en serie vamos a emplear las siguientes fórmulas:

Ns: número de módulos en serie

$$V_{m\acute{a}x} (T_{m\acute{i}n}) = V_{mpp}^{STC} \times N_S (1 + (T_{m\acute{i}n} - T^{STC})\mu_V)$$

$$V_{oc} (T_{m\acute{i}n}) = V_{oc}^{STC} \times N_S (1 + (T_{m\acute{i}n} - T^{STC})\mu_V)$$

$$V_{m\acute{i}n} (T_{m\acute{a}x}) = V_{mpp}^{STC} \times N_S (1 + (T_{m\acute{a}x} - T^{STC})\mu_V)$$

Ns	Vmáx	Voc	Vmin
1	33.24195	40.98024	25.8768678
2	66.4839	81.96048	51.7537356
3	99.72585	122.94072	77.6306034
4	132.9678	163.92096	103.507471
5	166.20975	204.9012	129.384339
6	199.4517	245.88144	155.261207
7	232.69365	286.86168	181.138075
8	265.9356	327.84192	207.014942
9	299.17755	368.82216	232.89181
10	332.4195	409.8024	258.768678
11	365.66145	450.78264	284.645546
12	398.9034	491.76288	310.522414
13	432.14535	532.74312	336.399281
14	465.3873	573.72336	362.276149
15	498.62925	614.7036	388.153017
16	531.8712	655.68384	414.029885
17	565.11315	696.66408	439.906752
18	598.3551	737.64432	465.78362
19	631.59705	778.62456	491.660488
20	664.839	819.6048	517.537356
21	698.08095	860.58504	543.414224
22	731.3229	901.56528	569.291091
23	764.56485	942.54552	595.167959
24	797.8068	983.52576	621.044827
25	831.04875	1024.506	646.921695
26	864.2907	1065.48624	672.798563
27	897.53265	1106.46648	698.67543
28	930.7746	1147.44672	724.552298
29	964.01655	1188.42696	750.429166
30	997.2585	1229.4072	776.306034

Tabla 11.1.2.A

Después de calcular todos los datos que hemos expuesto en la anterior tabla, tenemos que tener en cuenta las limitaciones por tensión del inversor.

Limitación por máxima tensión (en condiciones de frío)

Máx tensión admisible por frío en circuito abierto (condiciones pésimas) < Tensión máxima admisible $V_{máx DC}$

$$V_{oc} < V_{máx DC} = 800 \text{ V}$$

Máx tensión en funcionamiento óptimo por frío < Tensión máxima de funcionamiento óptimo $V_{max DC}$ (MPP)

$$V_{máx}(T_{mín}) < V_{máx DC} \text{ (MPP)} = 700 \text{ V}$$

Limitación por mínima tensión (en condiciones de calor)

Mín tensión en funcionamiento óptimo por calor > Tensión mínima funcionamiento óptimo $V_{min DC}$ (MPP)

$$V_{min}(T_{máx}) > V_{mín DC} \text{ (MPP)} = 330 \text{ V}$$

Con todas estas limitaciones y todos estos cálculos vemos que podemos instalar entre **13 y 19** módulos en serie.

11.1.3. Cálculo de módulos en paralelo

En la siguiente tabla tenemos los datos que nos van a hacer falta para el cálculo de los módulos en paralelo:

Nomenclatura	Valor	Unidad de medida
Isc(STC)	8.81	A
S(STC)	1000	W/m ²
Smax	1052.68	W/m ²
Tmáx	73.89616295	° C
Tstc	25	° C
μ _a	0.0044931	
Isc(máx)	9.274086259	A
α	0.00051	%/°k
Imáx	206	A

Para el cálculo de los módulos en paralelo se va a emplar las fórmulas de limitación del inversor por intensidad, es decir, limitar por la máxima intensidad que puede tener el inversor en las condiciones pésimas (corto circuito y calor).

N_p : número de módulos en paralelo

$$I_{SC}^{max}(T_{max}) = I_{SC}^{max} \cdot N_p \cdot (1 + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_A)$$

Siendo **$S^{máx}$** la máxima irradiancia horaria que se produce en el año en un día despejado.

Para el cálculo de I_{SC}^{max} se emplea la siguiente fórmula:

$$I_{SC}^{max} = \frac{S^{máx}}{S^{STC}} I_{SC}^{STC}$$

Con las fórmulas anteriores se procede al cálculo de la intensidad asociada a distinto número de módulos en paralelo. De este modo, como se muestra en la tabla siguiente, se averigua el número máximo de módulos en paralelo que podrían instalarse sin llegar a alcanzar la intensidad máxima soportable por el inversor, siendo este valor de $I_{máx} = 206 A$.

N_p	Isc máx (A)
1	11.31155988
5	56.55779942
7	79.18091919
8	90.49247907
10	113.1155988
18	203.6080779
19	214.9196378
22	248.8543174
23	260.1658773
24	271.4774372
25	282.7889971
30	339.3467965
40	452.4623954
45	509.0201948

Tabla 11.1.3.A

Entonces la máxima intensidad admisible, con máxima irradiancia y máxima temperatura en corto circuito < Intensidad máxima de funcionamiento $I_{m\acute{a}xDC} = 206 \text{ A}$

Con una limitación de intensidad del inversor de 206 A podríamos instalar un máximo de **18** módulos en paralelo.

11.1.4. Cálculo de inversores

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = 252 \text{ módulos} \cdot 250 \text{ W} = 63000 \text{ W} = 63 \text{ kW}$$

Por lo tanto necesitamos un inversor de 64 kW para nuestra instalación.

11.1.4. Comprobación de que no supere la potencia máxima

Finalizado el dimensionamiento y calculados la cantidad de módulos en serie y paralelo que podemos conectar a la instalación fotovoltaica, vamos a proceder a comprobar si con esa cantidad de módulos no se supera la potencia máxima del inversor que es de 64 kW.

La tabla resumen de todos los datos que hemos calculado hasta el momento es la siguiente:

Nomenclatura	Valor	Unidad de medida
P_{max} módulo	250	W
P_{max} inversor	64	Kw
N_s	14	
N_p	18	

Tabla 11.1.4.

Y la fórmula de comprobación de que no supere la potencia máxima es esta:

$$P_{m\acute{a}x} \text{ inversor} \geq N_p \cdot (N_s \cdot P_{m\acute{a}x} \text{ módulo})$$

$$64 \text{ kW} \geq 18 \times (14 \times 250) / 1000 = 63 \text{ kW}$$

Con este número de módulos en serie y en paralelo si que se cumplen las limitaciones de potencia máxima del inversor, es la cantidad límite de módulos que podemos

instalar para que no se supere la potencia máxima del inversor. Por lo tanto, tendríamos una cantidad total de 254 módulos.

Vamos a comparar ahora el diseño eléctrico con el diseño físico, es decir, la cantidad de módulos que caben en las cubiertas de las naves con la forma en la que hay que instalarlos para que con ese diseño no se supere la potencia máxima del inversor, que en nuestro caso es de 64 kW.

11.2. DISEÑO FÍSICO

El diseño físico es la cantidad de módulos que caben en cada cubierta para producir la suficiente potencia que necesita la fábrica y se ha calculado en el punto 10. Pre-diseño. Vamos a escoger el modelo inclinado 35º porque es el que necesita menos módulos instalados, produce más potencia y es la alternativa más económica.

Se escoge la alternativa que ocupa una superficie de cubierta de 563.04 m² y tiene 4 filas de módulos y 51 módulos por fila, en total 204 módulos. En este caso instalaríamos dos filas en la Nave 2a y dos filas en la Nave 2b.

En esta imagen se muestra como quedaría el diseño físico:

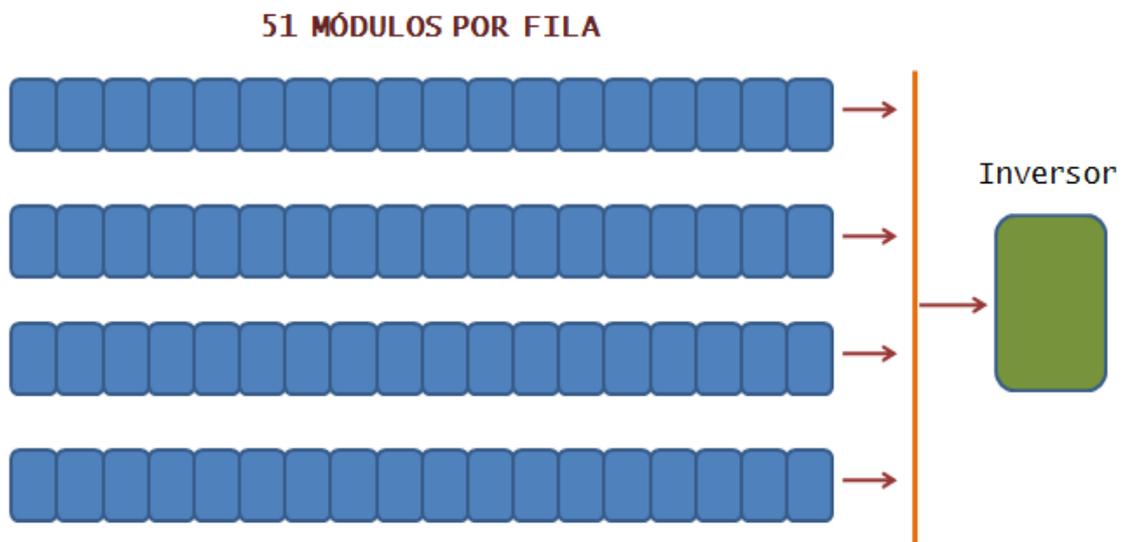


Imagen 8

Sería el esquema general del diseño físico, porque en la realidad irían dos filas de módulos en una nave y dos filas de módulos en otra.

11.3. DISEÑO ELÉCTRICO

En el diseño eléctrico hemos calculado que necesitamos 14 módulos en serie y 18 módulos en paralelo, que suman un total de 252 módulos. Pero para el consumo de la fábrica 208 módulos nos producen la potencia suficiente para la fábrica, entonces tendremos que poner 13 módulos en serie y 16 módulos en paralelo. Son 4 módulos más que los 204 que habíamos calculado, pero esto no nos varía mucho la instalación. Además si no queremos instalarlos, no se instalan. En este caso también utilizaremos el modelo inclinado 35°.

En la siguiente imagen se nos muestra como quedaría la instalación:

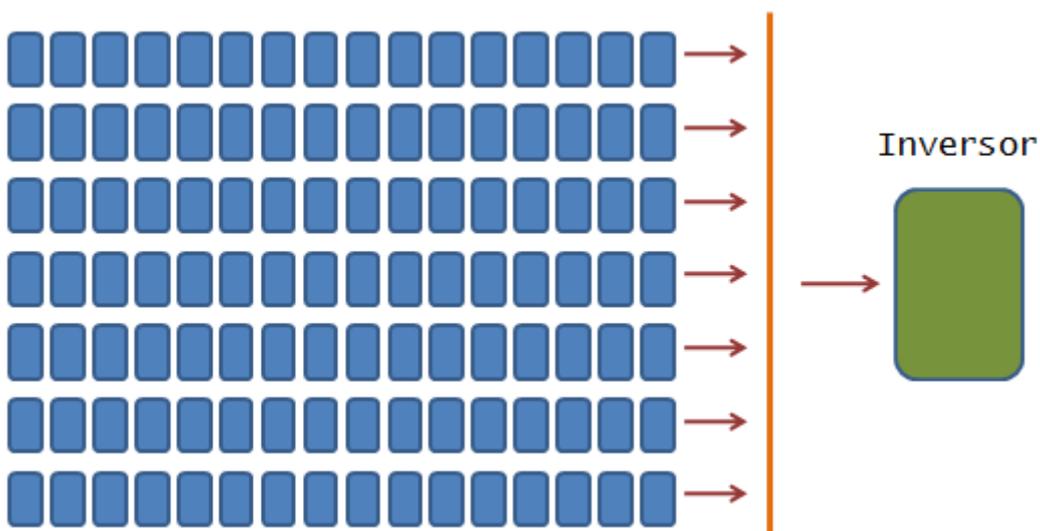


Imagen 9

Pero tenemos que tener en cuenta la superficie de cubierta que tenemos, para el modelo inclinado 35° los módulos que caben en cada cubierta son los siguientes:

	Nave 1	Nave 2a	Nave 2b
Nº de filas	2	3	3
Nº de módulos por fila	51	51	51

Tabla 11.3.

Esto no es un problema porque los módulos se pueden conectar en serie o en paralelo independientemente de la posición en la que estén. Los 208 módulos que vamos a instalar caben perfectamente en nuestras cubiertas.

11.4.RESISTENCIA DE LAS CUBIERTAS

Tenemos que comprobar si las cubiertas van a soportar el peso de los módulos y las estructuras sobre las que irán apoyados estos. Vamos a estudiar si resisten sobre las cubiertas de las naves 2a y 2b que ya hemos descrito en apartados anteriores. Los datos los vamos a sacar del proyecto de estas dos naves y son los siguientes:

- Peso propio correas: 4.96 kg/m²
- Peso propio max. cubierta: 25 kg/m²
- Sobrecarga cubierta: 10 kg/m²
- Sobrecarga de viento: 6.45 kg/m²
- Sobrecarga de nieve max: 58.10 kg/m²

Entre todas las acciones suman un total de **104.51 kg/m²**

Por otra parte:

Cada módulo pesa 18 kg = 204 x18 =3672 kg

41 estructuras para los módulos fotovoltaicos = 41 x10 =410 kg

3672 kg +410 kg/ 2120 = **1.92 kg/m²**

Dividiendo los dos términos:

$$\text{Resistencia del tejado} = \frac{1.92 \text{ kg/m}^2}{104.51 \text{ kg/m}^2} \cdot 100 = 1.83 \% < 5 \%$$

Las cubiertas resisten perfectamente el peso de los módulos y sus estructuras.

12. ANÁLISIS AMBIENTAL

En este apartado se intenta analizar el impacto medioambiental que tienen las instalaciones solares fotovoltaicas. Haciendo un análisis de los diferentes factores como el ruido, destrucción de ecosistema, emisiones o residuos, se puede considerar que tiene un impacto nulo, dándose estos factores exclusivamente en la fabricación pero no en la utilización de estas instalaciones.

En los procesos industriales de la fabricación de los diferentes elementos que componen la instalación, se utilizan componentes y procesos de fabricación en los que se generan emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos que tienen un impacto sobre el medioambiente.

Estos vertidos y residuos están regulados por ley, impidiendo que las empresas fabricantes puedan verterlo y provocar un efecto nocivo para el medio ambiente. Los residuos son almacenados por las empresas mediante sistemas de almacenaje hasta la retirada de los mismos por empresas especializadas en la gestión de residuos.

Esto implica un aumento del coste en la fabricación debido al reciclaje, y un coste asociado al proceso de diseño que ha de tener en cuenta los posibles residuos.

En cuanto al proceso de funcionamiento, se puede verificar que es una energía limpia, no ruidosa, ya que la generación fotovoltaica es un proceso totalmente silencioso, y la conversión producida por el inversor al trabajar en muy altas frecuencias, no son audibles para los humanos.

La ubicación donde se realiza la instalación es un polígono industrial sin vegetación ni fauna cerca, luego no supone un efecto nocivo para el ecosistema.

Por último, debido a que los elementos de los que se compone el sistema no necesitan verter ningún residuo, ya que su funcionamiento es puramente eléctrico y su refrigeración se realiza por convección natural hacen a las instalaciones solares fotovoltaicas, sistemas limpios y renovables.

13. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Según el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción se debe incluir en el proyecto el estudio de seguridad y salud que a continuación se detallan una serie de normas que se deben cumplir obligatoriamente para la realización de la obra por el personal autorizado.

Entre los riesgos laborales que podemos encontrar en la obra del sistema solar fotovoltaico destacan los siguientes:

- Caídas del personal a distintos niveles o mismo nivel.
- Electrocutaciones.
- Quemaduras producidas por descargas eléctricas.
- Caídas de materiales y rebotes.
- Desplome de las estructuras.
- Generación excesiva de polvo.
- Sobresfuerzos por posturas incorrectas.

Para prevenir los riesgos expuestos anteriormente y otros de menor importancia pero que puedan ocasionar peligro para la salud, el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, establece una serie de medios para la protección del personal, entre las que destacan:

- Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de esta estación a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.
- Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de "Peligro de muerte".
- No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.
- No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.
- Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente los sistemas de seguridad como son:

- Casco
- Cuerdas para la fijación del cinturón.
- Guantes aislantes.
- Calzado de seguridad.
- Protectores auditivos.

- Caretas.
- Gafas.

- En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario.
- También, y en sitio visible, debe figurar el presente pliego de condiciones y esquema de todas las conexiones de la instalación.
- Se dispondrá de botiquín de primeros auxilios con el contenido necesario, y se informará al inicio de la obra de la situación de los diferentes puntos con primeros auxilios a los cuales se deberá trasladar a los accidentados.

14. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado se va a estudiar la viabilidad económica de las diferentes alternativas que hemos planteado, tanto en el modelo apoyado como con el modelo inclinado.

14.1. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Primeramente de todo, en este apartado se evalúa el coste económico que supone la instalación solar fotovoltaica. Se desglosa por módulos e inversores con su precio por unidad y las unidades que se necesitan.

MODELO APOYADO	EUROS						
	Módulos	Número de Módulos	Coste Individual Módulo	Inversores	Número de inversores	Coste Individual Inversor	Módulos + Inversores (PEM)
792.54 m ²	80682	357	226	21668	2	10834	102350
566.1 m ²	57630	255	226	10834	1	10834	68464

Tabla 14.1.

MODELO INCLINADO	EUROS						
	Módulos	Número de Módulos	Coste Individual Módulo	Inversores	Número de inversores	Coste Individual Inversor	Módulos + Inversores (PEM)
703.8 m ²	57630	255	226	10834	1	10834	68464
563.04 m ²	46104	204	226	10834	1	10834	56938

Tabla 14.1.A

14.2. INVERSIÓN INICIAL

MODELO APOYADO	EUROS					
	Módulos + Inversores	Instalación (10% PEM)	Transporte (0,33% PEM)	Ingeniería (1% PEM)	Capital Inicial Necesario	Inversión Inicial (20% CI)
792.54 m ²	102350	10235	338	1024	113946	22789
566.1 m ²	68464	6846	226	685	76221	15244

Tabla 14.2.

MODELO INCLINADO	EUROS					
	Módulos + Inversores	Instalación (10% PEM)	Transporte (0,33% PEM)	Ingeniería (1% PEM)	Capital Inicial Necesario	Inversión Inicial (20% CI)
703.8 m ²	68464	6846	226	685	76221	15244
563.04 m ²	56938	5694	188	569	63389	12678

Tabla 14.2.A

14.3. INGRESOS ANUALES

MODELO APOYADO	EUROS		
	Ingresos Anuales	Ahorro MWh de Red	Coste MWh
792.54 m ²	18838	18838	120
566.1 m ²	13456	13456	120

Tabla 14.3.

MODELO INCLINADO	EUROS		
	Ingresos Anuales	Ahorro MWh de Red	Coste MWh
703.8 m ²	16729	16729	120
563.04 m ²	13383	13383	120

Tabla 14.3.A

14.4. GASTOS FINANCIEROS ANUAL Y TOTAL

MODELO APOYADO	EUROS			
	Gastos Financieros	Crédito/año (20 años)	Intereses / año (20 años) (3%)	Crédito (20 años)
792.54 m ²	8328	8085	243	161690
566.1 m ²	5949	5775	173	115507

Tabla 14.4.

MODELO INCLINADO	EUROS			
	Gastos Financieros	Crédito/año (20 años)	Intereses / año (20 años) (3%)	Crédito (20 años)
703.8 m ²	7396	7181	215	143618
563.04 m ²	5917	5745	172	114890

Tabla 14.4.A

14.5. GASTOS DE EXPLOTACIÓN ANUAL

MODELO APOYADO	EUROS	
	Gastos Explotación Anuales	Gastos Fijos y Mantenimiento (€/kWp/ año)
792.54 m ²	1211	10
566.1 m ²	865	10

Tabla 14.5.

MODELO INCLINADO	EUROS	
	Gastos Explotación Anuales	Gastos Fijos y Mantenimiento (€/kWp/ año)
703.8 m ²	1075	10
563.04 m ²	860	10

Tabla 14.5.A

14.6. BENEFICIOS ANUALES

MODELO APOYADO	EUROS					
	Ingresos	Gastos Financieros	Gastos Explotación	Beneficios antes de Impuestos	Impuesto de sociedades (25%)	Beneficios después de impuestos
792.54 m ²	18838	8328	1211	9299	2325	6974
566.1 m ²	13456	5949	865	6642	1661	4982

Tabla 14.6.

MODELO INCLINADO	EUROS					
	Ingresos	Gastos Financieros	Gastos Explotación	Beneficios antes de Impuestos	Impuesto de sociedades (25%)	Beneficios después de impuestos
703.8 m ²	16729	7396	1075	8258	2065	6194
563.04 m ²	13383	5917	860	6606	1652	4955

Tabla 14.6.A

14.7. RESULTADO ECONÓMICO A MEDIO PLAZO

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

Cuadro de resultados a 10 años						
MODELO APOYADO	EUROS					
	Ingresos	Gastos Financieros	Gastos Explotación	Beneficios antes de Impuestos	Impuesto de sociedades (25%)	Beneficios después de impuestos
792.54 m ²	188385	83286	14791	90308	22577	67731
566.1 m ²	134561	59491	10565	64505	16126	48379

Tabla 14.7.

Cuadro de resultados a 10 años						
MODELO INCLINADO	EUROS					
	Ingresos	Gastos Financieros	Gastos Explotación	Beneficios antes de Impuestos	Impuesto de sociedades (25%)	Beneficios después de impuestos
703.8 m ²	167291	73961	13545	79785	19946	59839
563.04 m ²	133832	59168	10836	63828	15957	47871

Tabla 14.7.A

Los beneficios después de impuestos a 10 años han aumentado considerablemente, son 3 o 4 veces mayor que la inversión inicial.

A continuación se muestra la gráfica de la alternativa que mayores beneficios produce a lo largo de los años que es la alternativa de "MODELO APOYADO" y 792.54 m² de superficie útil que produce unos beneficios a los 10 años de 67731 €.

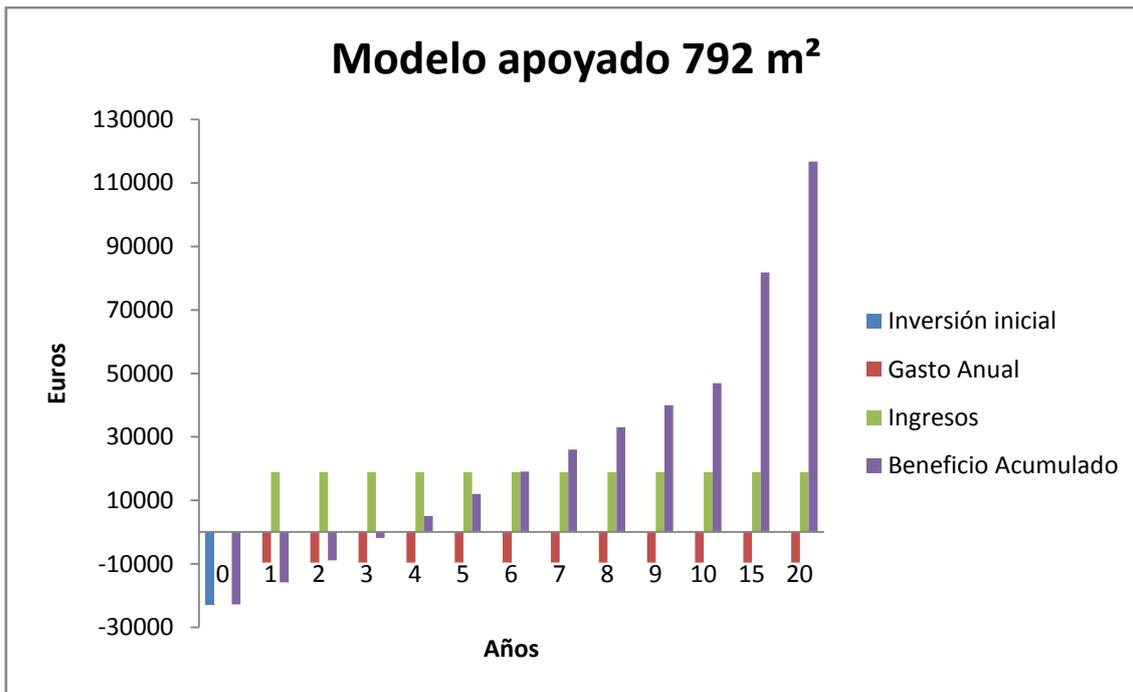


Figura 27

Como se puede observar en la gráfica hasta el 4 año no se obtienen beneficios, siendo la inversión inicial de esta alternativa de 22789 €. Con esta alternativa llegamos a unos beneficios a los 20 años de aproximadamente 120000€, pero su inversión inicial es la mayor de todas las alternativas.

Los resultados no están calculados con tasas de actualización o descuento

Las demás alternativas están en el Anejo 4 que se expondrán al final del trabajo.

14.8. RENTABILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS

14.8.1. VAN (Valor Actualizado Neto)

El valor actual neto también conocido como valor actualizado neto, cuyo acrónimo es VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, actualizar mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Las tasa que se aplica es la tasa de descuento, y en nuestro proyecto tenemos dos: una tasa de descuento del 2.5% para el VAN a 10 años y una tasa de descuento del 4% para el VAN a 20 años.

La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Siendo:

- V_t los flujos de caja en cada periodo t
- I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión
- N es el número de períodos considerado
- r es la tasa de descuento

MODELO APOYADO	EUROS	
	VAN 10 AÑOS (R= 2,5%)	VAN 20 AÑOS (R= 4%)
792.54 m ²	101053	540363
566.1 m ²	82258	401045

Tabla 14.8.1.

MODELO INCLINADO	EUROS	
	VAN 10 AÑOS (R= 2,5%)	VAN 20 AÑOS (R= 4%)
703.54 m ²	138441	530845
563.04 m ²	106030	435104

Tabla 14.8.1.A

El 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 apoyados. Aún así, el VAN es positivo en todas las alternativas y eso nos indica que son rentables todas ellas.

14.9. PERIODO DE RETORNO DEL CAPITAL INVERTIDO

Es el tiempo que ha de pasar desde la inversión inicial para obtener los primeros beneficios.

MODELO APOYADO	AÑOS
	PAY-BACK
792.54 m ²	3
566.1 m ²	3

Tabla 14.9

MODELO INCLINADO	AÑOS
	PAY-BACK
703.54 m ²	3
563.04 m ²	3

Tabla 14.9.A

En las dos alternativas hace falta el mismo periodo de tiempo para recuperar el capital invertido en la inversión inicial y es un periodo de 3 años.

15. CONCLUSIÓN

Las conclusiones que podemos sacar después de todo el estudio que acabamos de desarrollar son:

1. Para la localización de la fábrica con los módulos fotovoltaicos inclinados 35° es cuando se obtiene mayor irradiancia, por lo tanto, será esta inclinación la óptima para la instalación.
2. Con el modelo inclinado caben menos módulos en las cubiertas que con el modelo apoyado, esto es debido a que para los módulos inclinados se debe tener en cuenta la sombra que se puedan hacer entre ellos, porque esto influirá en su producción.
3. La potencia que produce el modelo inclinado es mayor con menos módulos que el modelo apoyado. Al haber menos módulos también será más económico.
4. Con el modelo inclinado y una superficie útil de 563.04 m^2 se cubre el 60 % de la demanda actual de la fábrica. Mientras que con la alternativa de 703.8 m^2 se cubre el 75% de la demanda actual. Las otras dos alternativas que tenemos con el modelo inclinado sobrepasan la demanda de la fábrica.
5. En el diseño físico se escoge la alternativa que ocupa una superficie de cubierta de 563.04 m^2 lo que viene a ser 4 filas de módulos y 51 módulos por fila, un total de 204 módulos.
6. El dimensionamiento eléctrico de la instalación nos indica que tienen que instalarse 13 módulos en serie y 16 módulos en paralelo. Esto es diferente de lo que habíamos calculado con el diseño eléctrico, pero no supone un problema porque los módulos se pueden conectar en serie o en paralelo independientemente de la posición donde estén.
7. Las cubiertas resisten el peso de los módulos y sus estructuras, ya que suponen un 1.83 % de las acciones que resisten las cubiertas, un porcentaje muy pequeño.
8. Todas las alternativas tienen un VAN positivo, es decir, todas las alternativas son rentables. Las que más rentabilidad obtienen son las del modelo inclinado.
9. Por otra parte, con el modelo apoyado 792 m^2 es con el que se obtienen un beneficio acumulado a 20 años mayor.

16. BIBLIOGRAFÍA

1. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
2. Pv Education.org. URL: <http://pveducation.org>
3. Ignacio Mártil, “ ¿Cómo es el sistema de producción de energía eléctrica en España?”, Público, 1 de octubre de 2014.
4. Frans Bakker, “ Una nueva oportunidad para la energía solar en España”, El periódico de la energía. com, 28 de mayo de 2015.
5. Unión Española Fotovoltaica (UNEF). Legislación fotovoltaica.
6. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA).
- 7.” La Energía fotovoltaica conquista el mercado”, Informe Anual 2014. Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
8. Proyecto básico y de ejecución de ampliación de nave sin uso determinado.

