



TÍTULO

**PLANEAMIENTO DE UN POLÍGONO INDUSTRIAL PARA UN
APROVECHAMIENTO FOTOVOLTAICO ÓPTIMO**

AUTOR

José Cayetano Bautista Expósito

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2018

Tutor	D. Juan de la Casa Higuera
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2013/14)</i>
ISBN	978-84-7993-560-3
©	José Cayetano Bautista Expósito
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2014



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



MÁSTER OFICIAL EN
TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

TRABAJO FIN DE MASTER

TÍTULO

**PLANEAMIENTO DE UN POLÍGONO INDUSTRIAL PARA
UN APROVECHAMIENTO FOTOVOLTAICO ÓPTIMO.**

Autor: José Cayetano Bautista Expósito
Tutor: D. Juan de la Casa Higuera.

Curso académico 2013-2014
Septiembre 2014.

Título del proyecto:

Planeamiento de un polígono industrial para un aprovechamiento fotovoltaico óptimo.

Autor:

José Cayetano Bautista Expósito.

Tutor:

D. Juan de la Casa Higueras.

Resumen:

En el presente documento se ha estudiado el posible aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas de las naves industriales del Parque Empresarial Nuevo Jaén y se han comparado los resultados obtenidos con los de dos alternativas de cubiertas industriales para justificar la importancia de incluir estudios de aprovechamiento fotovoltaico en la normativa de los planes parciales de desarrollo de los polígonos industriales.

Palabras clave:

Fotovoltaica, conectada en red, SFCR, BIPV, Planeamiento, Polígono Industrial, Jaén

Por la presente otorgo mi visto bueno al presente Trabajo Fin de Máster para su presentación.

El Tutor
D. Juan de la Casa Higueras

ÍNDICE

1.- Introducción.....	4
2.- Justificación.....	9
2.1.- Antecedentes.....	14
3.- Objetivos.....	15
4.- Metodología.....	16
5.- Desarrollo.....	20
5.1.- Estudio del recurso solar disponible en el Polígono Industrial Nuevo Jaén.....	20
5.1.1.- Localización y dimensiones.....	20
5.1.2.- Plano de ubicaciones y pérdidas por orientación e inclinación.....	21
5.1.3.- Cubiertas y generadores solares.....	23
5.1.4.- Inversores.....	23
5.1.5.- Pérdidas genéricas.....	24
5.1.6.- Simulaciones con PVSYST.....	25
5.1.7.- Energía anual producida.....	33
5.1.8.- Detalle de las ubicaciones.....	35
5.1.9.- Evacuación de la energía eléctrica producida.....	52
5.2.- Alternativas de sistemas fotovoltaicos en naves con orientación óptima.....	54
5.2.1.- Nave rectangular con cubierta plana horizontal y orientación norte-sur.....	54
5.2.2.- Nave rectangular con cubierta plana inclinada y orientación norte-sur.....	59
5.3.- Aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén según los requerimientos del Código Técnico de la Edificación.....	64
5.3.1.- Efecto del apartado 1.1. "Ámbito de aplicación" del CTE HE 5.....	64
5.3.2.- Efecto del apartado 2.2.1. "Potencia eléctrica mínima" del CTE HE 5.....	65
5.3.3.- Efecto del apartado 2.2.2 "Pérdidas por orientación, inclinación y sombras" del CTE HE 5.....	66
5.3.4.- Resumen del efecto de la aplicación del CTE HE 5.....	67
5.4.- Escenarios alternativos de aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén.....	68
5.4.1.- Escenario límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación del 10%. .	68
5.4.2.- Escenario límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación del 20%. .	70
5.5.- Aproximación económica. Tablas de comparación de resultados.....	70
6.- Conclusiones.....	75
6.1.- Recomendaciones.....	76
7.- Futuras Líneas de Investigación.....	78
8.- Índice de fotografías, gráficos, ilustraciones y tablas.....	81
8.1.- Índice de fotografías.....	81
8.2.- Índice de gráficos.....	81
8.3.- Índice de ilustraciones.....	81
8.4.- Índice de tablas.....	83
9.- Bibliografía.....	85
10.- Anexos.....	87
Anexo I. Acrónimos.....	87
Anexo II. Puntos de contraste de las mediciones sobre imágenes satelitales.....	88
Anexo III. Reparto de manzanas y parcelas del Parque Empresarial Nuevo Jaén.....	91
Anexo IV. Distancia entre filas de módulos en cubiertas horizontales.....	92
Anexo V. Características del módulo fotovoltaico ISF-250 P.....	93
Anexo VI. Características eléctricas de los inversores.....	95

1.- Introducción.

Los efectos del cambio climático ya son una realidad en todo el mundo y son visibles en todos los continentes y océanos del planeta y sobre todos los sistemas naturales y humanos, o al menos esta es la incontestable conclusión a la que ha llegado el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en su quinto informe de evaluación [1], [2], [3].

El aumento de la temperatura de la superficie terrestre, tanto de los continentes como de los océanos, el retroceso de las zonas glaciares y del hielo ártico, el aumento del nivel de los océanos o la acidificación de sus aguas son hechos contrastados por la comunidad científica internacional [1].

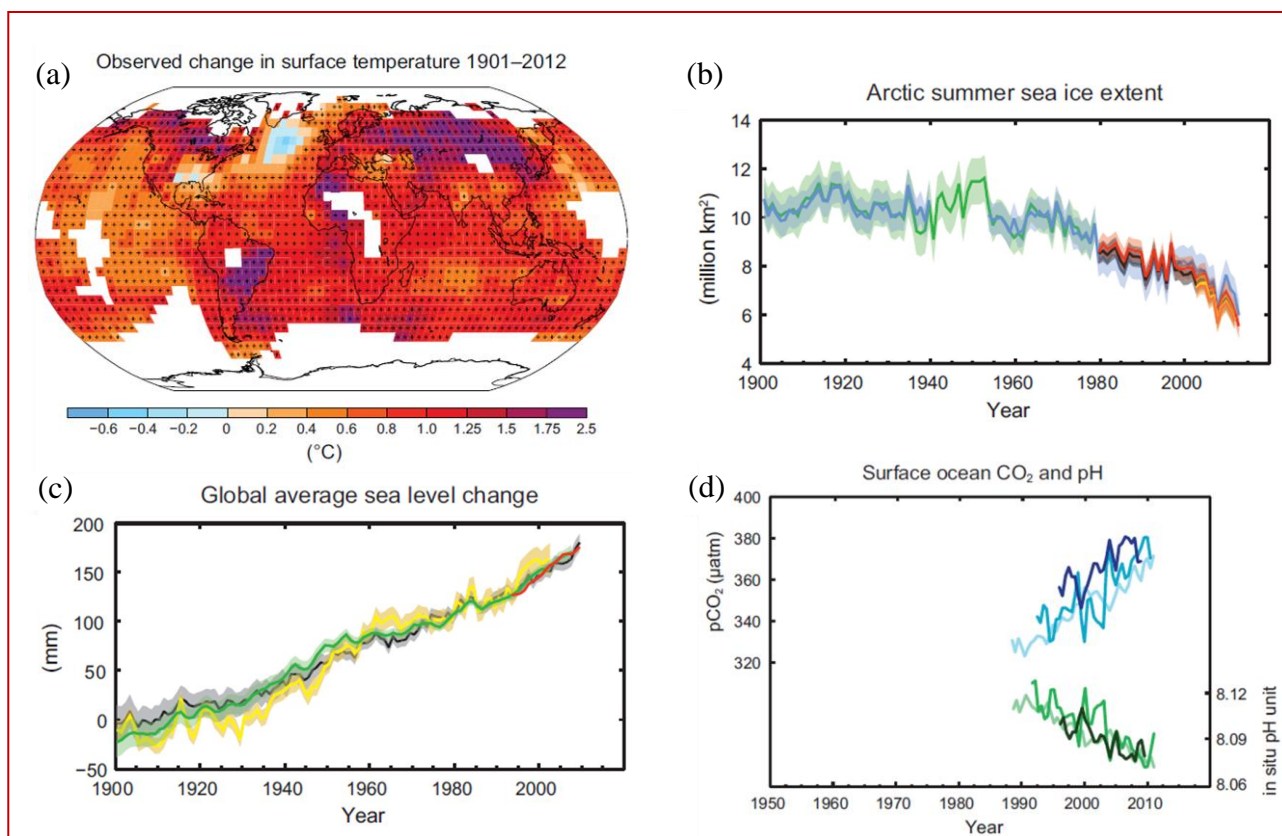


Ilustración 1. Indicadores del cambio climático. (a) Aumento de la temperatura media de la superficie terrestre. (b) Disminución estival de la superficie de hielo ártico. (c) Incremento del nivel medio de los océanos. (d) Aumento del contenido en CO₂ en las aguas oceánicas y disminución (acidificación) de su pH. [1]

El cambio climático que está sufriendo el planeta tiene como causa principal el aumento de la concentración atmosférica de los llamados gases de efecto invernadero (GEI), entre los que los más importantes por su contribución a este efecto son, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), los halocarbonos especialmente los clorofluorocarbonos (CFCs) y los hidroclorofluorocarbonos (HCFCs) y el monóxido de dinitrógeno u óxido nítrico (N₂O) [1]. La mayor parte de las emisiones antropogénicas, causadas por el hombre, de CO₂, CH₄, y N₂O están relacionadas con el uso de combustibles fósiles.

Entre los mencionados gases de efecto invernadero, destaca por el volumen de emisiones a la atmósfera el CO₂. Los niveles atmosféricos de CO₂ alcanzan valores nunca vividos en el planeta en los últimos 800.000 años, para los que es posible obtener registros en el hielo antártico, y casi las tres cuartas partes de todas las emisiones antropogénicas de CO₂ a la atmósfera proceden de la quema de combustibles fósiles para la generación

de energía, el transporte y la producción de cemento. El resto procede de la deforestación y del cambio de usos del suelo [1].

A pesar del ligero descenso producido a nivel mundial en el uso de combustibles fósiles entre 2008 y 2010, como consecuencia de la crisis económica [4], los niveles de CO₂ no han parado de incrementarse. Desde 2011 el consumo de combustibles fósiles es ya superior a los valores anteriores a la crisis y los niveles globales de CO₂ en la atmósfera están a punto de alcanzar los 400 ppm, valor ya superado desde 2013 en mediciones locales por la Agencia Norteamericana para los Océanos y la Atmósfera (NOAA) en su observatorio de Hawaii.

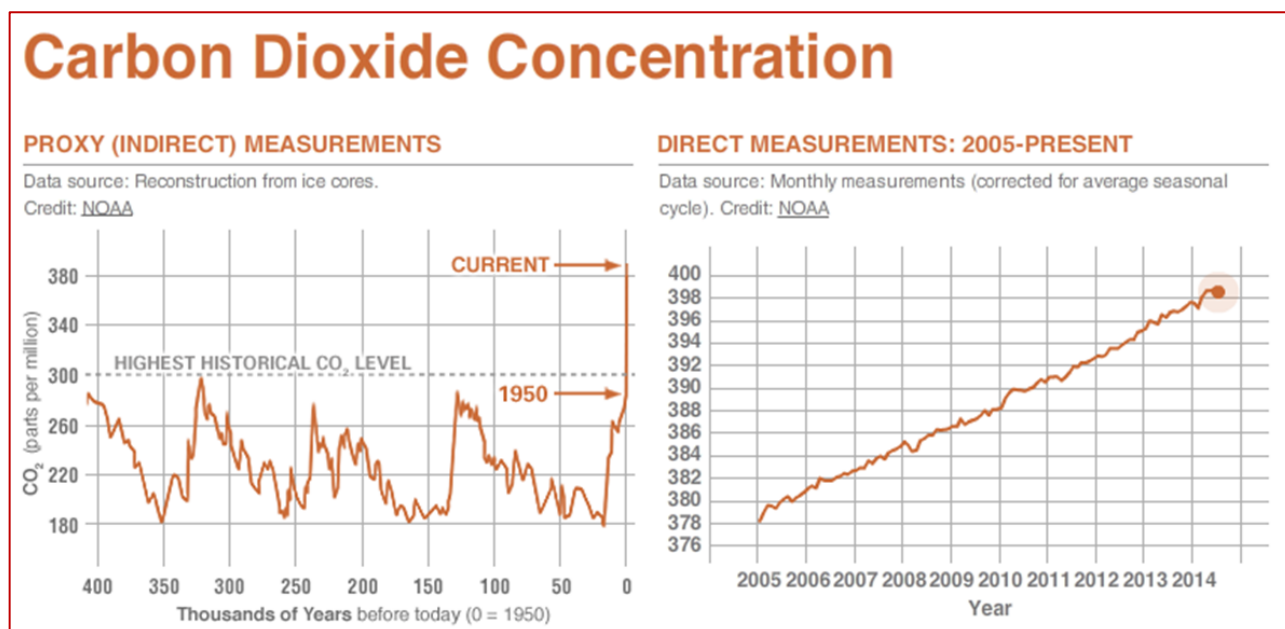


Ilustración 2. Niveles históricos de CO₂ en la atmósfera. Fuente NASA-NOAA [35].

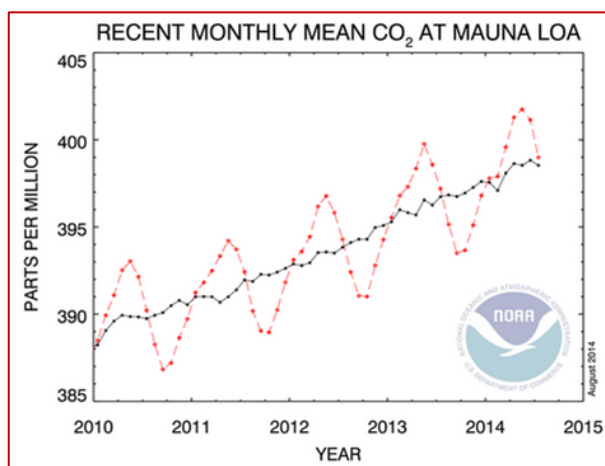


Ilustración 3. Las mediciones mensuales de CO₂ atmosférico han superado la barrera de los 400 ppm en varias ocasiones desde 2013 [36].

La única forma para luchar contra el cambio climático es una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera sustancial y sostenida en el tiempo, según manifiesta explícitamente el IPCC en su quinto informe de evaluación [1]. En el mismo, el IPCC atribuye a la producción de electricidad y calor el 25 % de las emisiones de origen humano de gases de efecto invernadero [3]. En sus recomendaciones, el IPCC considera que el segundo mayor esfuerzo inversor que es necesario realizar si se quiere

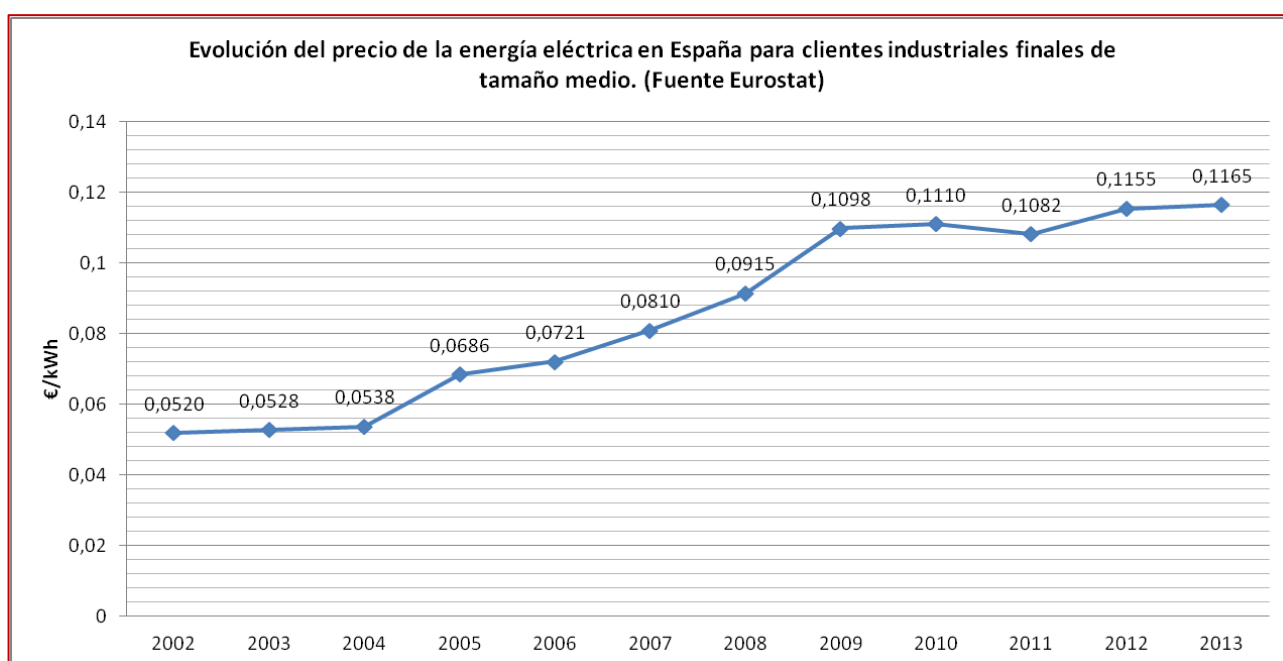
contener al aumento de los niveles de CO₂ y mantenerlo en valores que no superen las 600 ppm a final del siglo XXI debe realizarse en la producción de electricidad mediante energías renovables [3].

Ante la perspectiva de los efectos del cambio climático presentada por el IPCC en su quinto informe de evaluación; sequías e inundaciones por variación de los regímenes de precipitaciones, efectos en las pesquerías y la agricultura debidos a las variaciones en los ciclos reproductivos y migratorios de las especies, destrucción de ecosistemas por olas de calor e incendios cada vez más frecuentes, aumento en la frecuencia y virulencia de los ciclones, aumento en la erosión de las costas debido al aumento del nivel de los océanos, etc, palidecen otros efectos asociados al uso de los combustibles fósiles tales como la lluvia ácida o los vaivenes económicos que provocará el futuro agotamiento de estos recursos fósiles [2].

Incluso la Agencia Internacional de la Energía en su informe mundial de 2013, prevé que a nivel mundial se seguirá en la senda ya iniciada de despliegue de energías renovables como política de lucha contra el cambio climático y augura que hasta 2035, la mitad del incremento mundial en producción de energía eléctrica vendrá de la mano de las renovables, fundamentalmente gracias a la energía eólica y a la solar fotovoltaica [5].

Pero, por si el evitar el cambio climático y sus desastrosas consecuencias, pudiera no ser considerada como una razón válida para el empleo de energías renovables en la producción de electricidad, otro posible elemento de decisión es la competitividad de nuestras empresas.

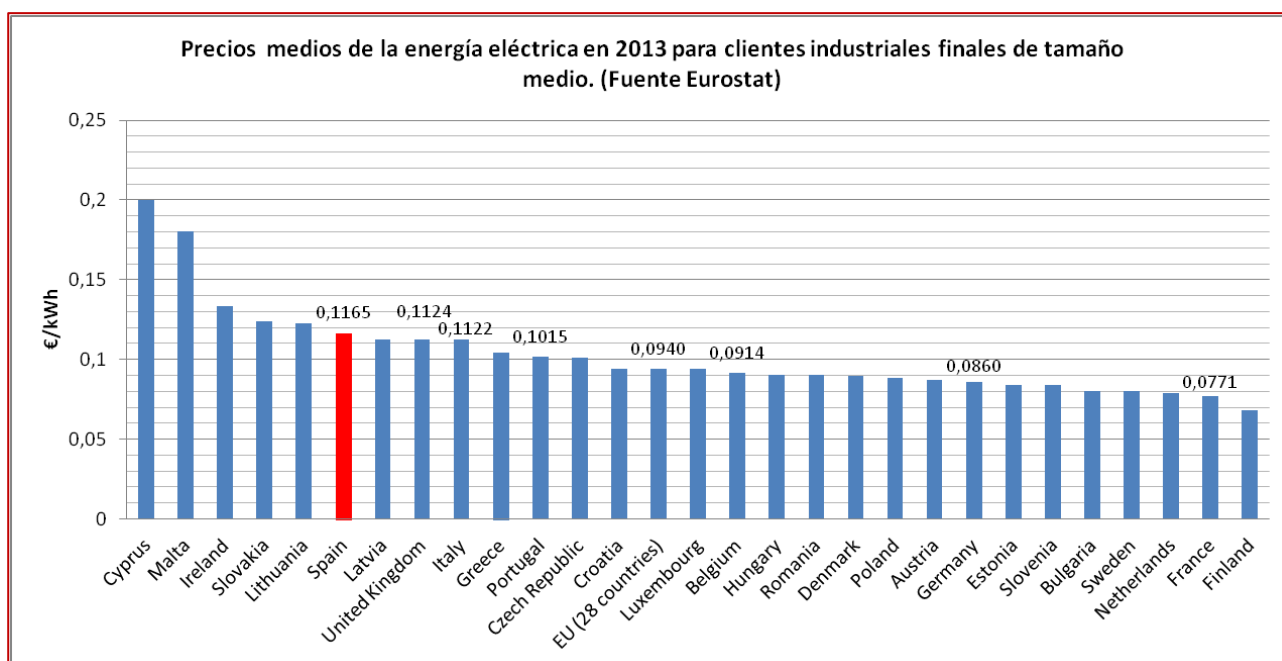
En la actual coyuntura de crisis económica, uno de los principales obstáculos para la competitividad de las pequeñas y medianas empresas españolas es el coste de la energía eléctrica. Como puede comprobarse en la gráfica 1, España ha sufrido en los últimos 12 años, un aumento del coste de la electricidad para el usuario industrial medio de casi el 125 %.



Gráfica 1. Precios de la electricidad para clientes industriales finales de tamaño medio en 2013. [34] Fuente Eurostat y elaboración propia.

Este imparable incremento del precio de la electricidad ha llevado a España a convertirse en uno de los países con el mayor coste de electricidad de la Unión Europea, muy por encima de países como Francia o Alemania y superando ampliamente la media de los países de la Unión, como puede verse en la gráfica 2.

El elevado precio de la energía en toda Europa y particularmente en España, es considerado como uno de los puntos débiles de nuestras empresas y como un factor determinante en la deslocalización de los centros de producción, algo manifestado no solo por las propias empresas, especialmente aquellas con alto consumo energético como la metalurgia, las químicas, etc [6] sino incluso admitido por la Comisión Europea [7]. Estos elevados precios de la energía son consecuencia directa de la dependencia Europea y Española de los recursos energéticos externos, principalmente el gas y el petróleo.



Gráfica 2. Evolución del precio de la electricidad para empresas de tamaño medio en España. [34] Fuente Eurostat y elaboración propia.

Como es conocido, la errática política regulatoria española en el sector de las energías renovables ha llevado a la desmantelación de nuestra antaño floreciente industria fotovoltaica y mientras que en países como Estados Unidos, Chile, Sudáfrica o incluso Arabia Saudí, la apuesta por la energías renovables, en general y fotovoltaica en particular, es creciente, en España los últimos cambios legislativos sólo han contribuido a la creación de mayor incertidumbre en el sector fotovoltaico.

Apostar de nuevo, en España, por la energía solar fotovoltaica como fuente de producción de electricidad, con nuestros elevados niveles de irradiación solar parecería lo lógico ya que:

- permitiría a nuestra economía reducir su dependencia energética externa y de los continuos altibajos de los precios de los combustibles fósiles, mejorando al tiempo nuestra balanza de pagos,
- supondría un nicho de nuevos puestos de trabajo al recuperar parte, sino todo, el tejido productivo fotovoltaico que los cambios en la política de subvenciones han destruido en los últimos años,

- permitiría a las empresas abaratar sus costes eléctricos, aumentando su competitividad.

En conclusión, la generación de energía a partir de fuentes renovables y en nuestro caso, mediante sistemas fotovoltaicos es una opción con importantes ventajas económicas, una decisión de sentido común de aprovechamiento de un recurso energético ilimitado y gratuito del que disponemos en España y sobre todo y en mi opinión, una obligación moral de protección del medioambiente que permitir a nuestras futuras generaciones disfrutar de un planeta si quiera parecido al que mi generación ha conocido.

2.- Justificación.

Como es conocido, la instalación de sistemas fotovoltaicos en las edificaciones, tiene como principales ventajas el doble aprovechamiento del terreno y la generación distribuida de la electricidad que permite la reducción de pérdidas en su transporte. Si además, la orientación de las fachadas o cubiertas es óptima y es posible la integración del sistema fotovoltaico, puede obtenerse adicionalmente una reducción global del coste conjunto de la edificación más el sistema fotovoltaico, al emplear como material constructivo los propios módulos fotovoltaicos.

Cuando se disponen de grandes cubiertas, como en el caso de las naves industriales, la generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos integrados o superpuestos, puede realizarse a gran escala, bien para cubrir una gran parte de la demanda eléctrica de la empresa o para su venta a compañías distribuidoras.

Otro aspecto a favor de la generación de electricidad de manera distribuida en polígonos y parques empresariales es que el perfil horario de generación de las instalaciones fotovoltaicas en España se adapta especialmente bien al perfil de los consumos típicos de la mayoría de las empresas, consumos que se producen en horarios de mañana y primeras horas de la tarde, lo que permitiría que la casi totalidad de la electricidad generada en una instalación fotovoltaica ubicada sobre las cubiertas de un polígono industrial fuese auto consumida por las propias empresas en los días laborables, reduciendo así su demanda externa de electricidad y por tanto las pérdidas debidas al transporte de la misma. El perfil de la demanda eléctrica y de la generación solar en la España peninsular, para 4 viernes laborables coincidentes o inmediatamente anteriores a los solsticios y equinoccios puede verse en las ilustraciones inferiores obtenidas de Red Eléctrica Española.

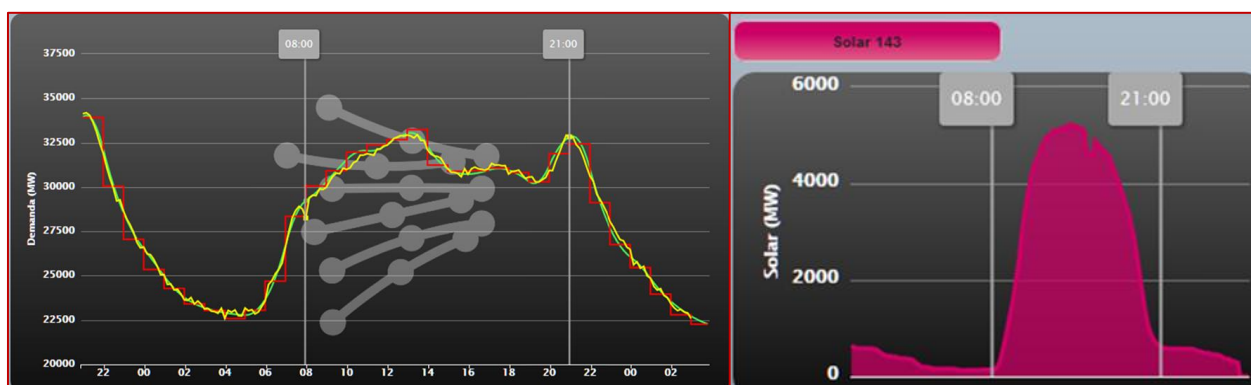


Ilustración 4. Perfiles de demanda eléctrica y generación solar (fotovoltaica y termoeléctrica) de la España peninsular del viernes 20 de septiembre de 2013. Fuente REE.

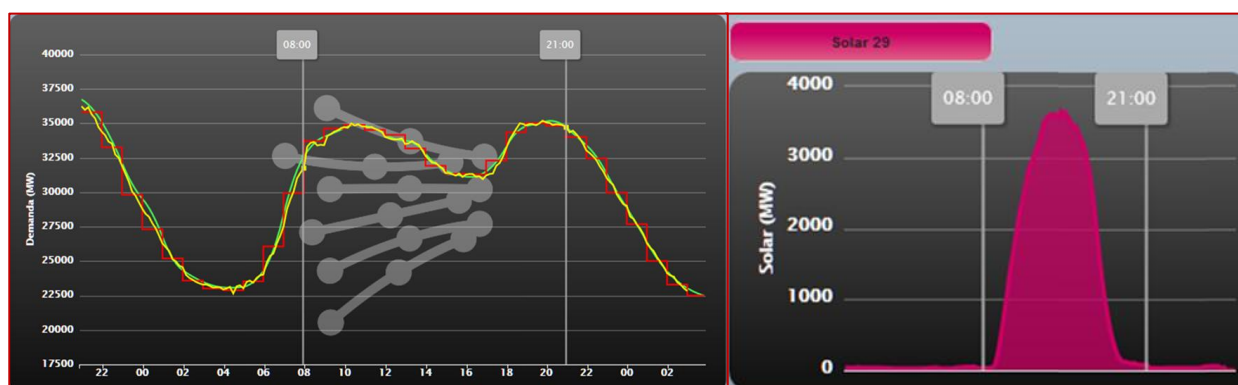


Ilustración 5. Perfiles de demanda eléctrica y generación solar (fotovoltaica y termoeléctrica) de la España peninsular del viernes 20 de diciembre de 2013. Fuente REE.

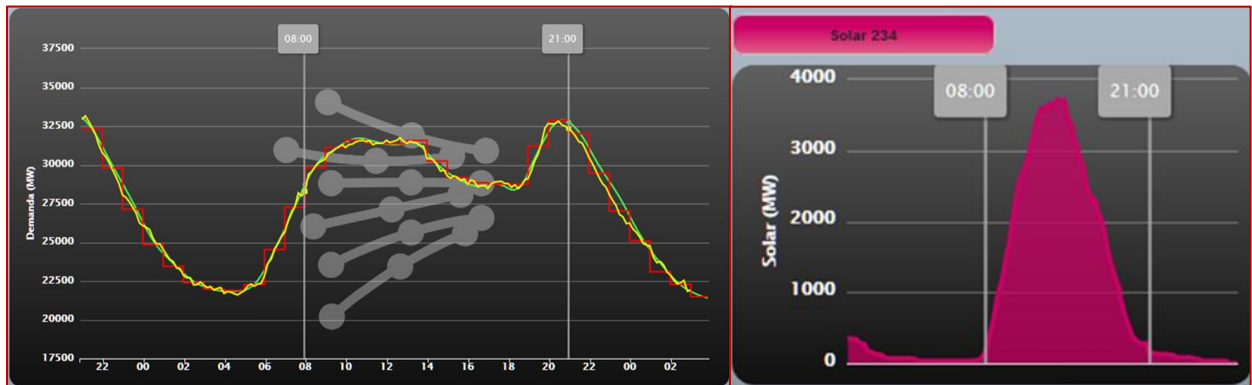


Ilustración 6. Perfiles de demanda eléctrica y generación solar (fotovoltaica y termoeléctrica) de la España peninsular del viernes 21 de marzo de 2014. Fuente REE.

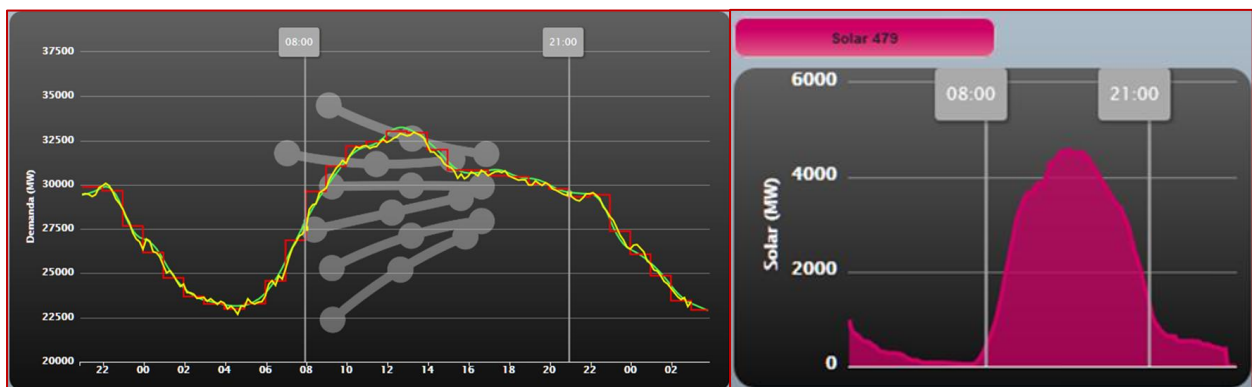


Ilustración 7. Perfiles de demanda eléctrica y generación solar (fotovoltaica y termoeléctrica) de la España peninsular del viernes 20 de junio de 2014. Fuente REE.

Existen numerosos ejemplos de este aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas industriales por parte de empresas de todos los tamaños. A modo de ejemplo mencionaré aquí el proyecto [Seat al Sol](#), ejecutado por la empresa de fabricación de automóviles SEAT y que puede verse en la fotografía siguiente. En este proyecto se han aprovechado las cubiertas de los edificios, así como los parasoles en las campas, de almacenamiento provisional de los vehículos de su planta de fabricación en Martorell, reaprovechando de esta manera 276.000 m² de su factoría para la generación de electricidad. La potencia de esta instalación, realizada por la empresa [Gestamp Solar](#), es de 11 MWp y en el momento de su finalización, en noviembre de 2013, era la instalación fotovoltaica de mayor potencia instalada en una fábrica de automoción en el mundo.

A diferencia del ejemplo mencionado, la mayor parte de las empresas españolas no disponen de superficies edificadas de tan gran tamaño. Sin embargo los polígonos industriales o parques empresariales que se desarrollan en los distintos municipios españoles sí disponen de grandes extensiones de cubiertas en las que es factible la instalación de sistemas fotovoltaicos. Estos polígonos y parques empresariales parten en general de extensas parcelas, de terreno rústico recalificado para su uso industrial o comercial, en las que *debería ser* posible desde su planeamiento inicial diseñar el trazado de los viales, las calles y de las parcelas destinadas a naves industriales y comerciales casi a voluntad, con una libertad que no tiene comparación en las zonas urbanas, normalmente limitadas por los trazados heredados.

Así, parecería una práctica lógica que en el momento del planeamiento de los polígonos y parques empresariales el trazado de viales, calles y parcelas se realizase de forma que la orientación de las cubiertas fuese mayoritariamente hacia el sur por ser la orientación óptima para el aprovechamiento fotovoltaico de estas. Así mismo, si el diseño

de las naves tuviese en cuenta el aprovechamiento solar, las cubiertas podrían diseñarse para permitir la óptima orientación tanto en azimut como en elevación de los módulos fotovoltaicos con estructuras sencillas y para maximizar la superficie aprovechable para la instalación de los módulos, evitando en lo posible estructuras que creen sombras o que resten superficie disponible y huyendo de orientaciones e inclinaciones que supongan la aparición de pérdidas importantes. Incluso, podría considerarse la integración de los módulos fotovoltaicos como elemento constructivo.

Otra ventaja de los polígonos industriales para la instalación de sistemas fotovoltaicos es que en sus terrenos no suelen existir edificios ni zonas de especial protección histórica, patrimonial o medioambiental, por lo que no se presentan las limitaciones sobre la integración de instalaciones fotovoltaicas que sí pueden aparecer en el casco urbano de las ciudades.



Fotografía 1. El proyecto SEAT al Sol, la mayor planta fotovoltaica en la industria del automóvil. Fuente [SEAT](#).

A pesar de todo lo expuesto, en el planeamiento del trazado de estas grandes extensiones de terreno, rara vez se tiene en cuenta el posible aprovechamiento del recurso solar, ya sea para uso fotovoltaico o solar térmico.

Una posible causa es que con frecuencia, en la redacción de los planes generales de ordenación urbana de los municipios participan fundamentalmente arquitectos e ingenieros de caminos, que obviamente disponen de grandes conocimientos sobre construcción de edificios e infraestructuras, pero que a la vista de la ordenación de calles, parcelas, naves y cubiertas en los polígonos industriales, en relación al óptimo aprovechamiento del recurso solar, me atrevería a decir, que no consideran tal aprovechamiento energético.

Desde mi primer contacto con la energía solar fotovoltaica, que se produjo en un centro de formación del polígono industrial de Los Olivares, en Jaén, siempre me ha

asombrado la desconexión, a mi entender, existente entre el planeamiento urbano de los polígonos industriales, el diseño de las naves industriales y el aprovechamiento del recurso solar.

Aprender que la orientación óptima de las instalaciones solares es el sur y ver, en la puerta del centro de formación, como las inmensas cubiertas de las naves industriales se ordenan en cualquier dirección, sin considerar el aprovechamiento de un recurso energético abundante en nuestra ciudad, parece un inmenso despilfarro.

Por otra parte plantea, cuando menos, curiosidad que ni en la antigua versión del Código Técnico de la edificación en su apartado dedicado a la contribución fotovoltaica mínima a la energía eléctrica de los edificios, [CTE DB-HE5](#), ni en la versión modificada en 2013, está dentro del ámbito de aplicación de la norma el uso industrial general de la edificación. Así mientras que una nave dedicada al almacenamiento y distribución, pongamos por caso un almacén de frutas, estaría obligada a una contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, una nave industrial anexa a la anterior, dedicada al transporte, o a la fabricación de bienes, o a la producción o transformación de alimentos, o un salón de bodas, por poner sólo algunos ejemplos, no estaría obligada a tal contribución. Esta falta de obligación en la contribución a la producción de electricidad fotovoltaica, presente en el Código Técnico de la Edificación, es sin duda, en mi opinión, una de las causas por las que el aprovechamiento del recurso solar no es un criterio de diseño ni de las naves industriales ni del planeamiento de los polígonos industriales.

En el momento de mi primer contacto con la energía solar fotovoltaica, el Parque Empresarial Nuevo Jaén estaba iniciando su desarrollo. En pleno boom fotovoltaico en España, me llamaba poderosamente la atención que en el diseño de este nuevo parque empresarial el aprovechamiento fotovoltaico no se había tenido en cuenta. Como muestra, basta con ver una imagen aérea de parte del Parque Industrial Nuevo Jaén, en el que se observa como las cubiertas, en general, vierten aguas en dos planos, ninguno de los cuales está orientado al sur. Esta circunstancia puede ser comprobada en el [Plan Parcial](#) de desarrollo de este parque empresarial [8], en el que no existe ninguna referencia a la implantación de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía alternativa.

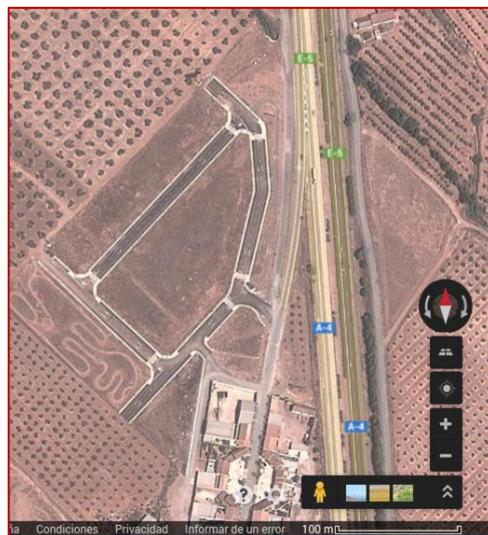


Fotografía 2. Vista parcial del Parque Empresarial Nuevo Jaén. Las cubiertas no se orientan hacia el sur. El parcelamiento y el trazado de los viales está realizado siguiendo la dirección de las vías de comunicación anexas, ferrocarril y carretera N-323

No es este un caso aislado, pues el planeamiento de los parques empresariales y polígonos industriales parece seguir, en general, un ordenamiento propiciado por la existencia de vías de comunicaciones cercanas, surgiendo así de forma casi accidental, cuando no totalmente caprichosa. Las fotografías inferiores muestran dos ejemplos más de esta circunstancia.



Fotografía 4. Parque Científico y Tecnológico Geolit en Mengibar, Jaén. Los viales principales discurren prácticamente paralelos a la autovía próxima A-44.



Fotografía 3. Terrenos destinados al polígono empresarial de Carboneros, en Jaén. En este caso, a pesar de que la autovía A-4 discurre casi en dirección norte-sur, los viales principales no siguen esta dirección.

En este sentido, hay que reseñar, que el planeamiento de las zonas urbanas, se rige, aún hoy, por el [Reglamento de Planeamiento para el Desarrollo de la Ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana](#), que data de 1978 en el que no existe, como era de esperar, referencia alguna al aprovechamiento fotovoltaico del suelo urbano.

A pesar de lo expuesto, el notable desarrollo de las energías renovables en España en la última década podría hacer suponer en este tiempo se podrían haber realizado normativas o guías de buenas prácticas en las que se contemplase este aprovechamiento fotovoltaico del suelo industrial. Sin embargo, en las guías para la realización de polígonos industriales consultadas no se menciona en absoluto la posibilidad de aprovechamiento fotovoltaico [9], o se menciona sólo la instalación de módulos fotovoltaicos como fuente de energía para el alumbrado de las calles [10], o sólo se apunta a la incentivación del uso de energías renovables de forma general [11] y [12] o solamente se menciona como un aspecto a tener en cuenta en el diseño de la red eléctrica del polígono [13]. Tan solo la [Guía de criterios ambientales para el diseño y gestión de áreas empresariales de la comunidad de Madrid](#) [14], dedica una importante sección a la posibilidad de aprovechamiento fotovoltaico de los parques empresariales y a la posible reserva de suelo para aprovechamiento fotovoltaico en las normas urbanísticas de los planes de ordenación del parque empresarial. Pero en ningún caso, de los consultados, se define el aprovechamiento fotovoltaico como un aspecto determinante a tener en cuenta entre las actividades de planeamiento de polígono industrial y del diseño de las naves industriales.

De cualquier forma, estas guías de ordenación no dejan de ser recomendaciones que no surten efecto si no son trasladadas a la normativa de ordenación urbana. En el caso de la ciudad de Jaén, cabe destacar que mientras que el Municipio sí cuenta con una [Ordenanza sobre la Captación y el Aprovechamiento de la Energía Solar Térmica en Edificios](#) no posee, a fecha de la realización del presente documento, ninguna ordenanza

similar para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Por otro lado, en el [Plan General de Ordenación Urbana de la ciudad de Jaén](#) [15] que, a fecha de la finalización de este documento, posee la aprobación provisional del Ayuntamiento pero está pendiente de aprobación por la Junta de Andalucía, las referencias a la implantación de energía solar fotovoltaica son generales y sólo se concretan en el ámbito del mobiliario urbano y pequeño equipamiento, sobre el que se indica que en caso de consumir energía, se le dotará de una fuente de energía renovable, mencionando como ejemplo la energía solar fotovoltaica y en la conexión a las redes de media y baja tensión de la empresa distribuidora. Menciona eso sí, que el Ayuntamiento promoverá la creación de una red inteligente de gestión de la energía para adaptar la generación y el consumo. Por tanto podemos concluir que en la ciudad de Jaén, en la que se asienta el parque empresarial objeto de este estudio no existe una regulación específica para la integración urbana de la energía solar fotovoltaica ni un plan para el estudio de su potencial y aprovechamiento urbano a pesar de las experiencias ya realizadas en otras ciudades europeas, como por ejemplo las del proyecto [POLIS](#) [16] .

Finalmente se puede reseñar también que el Ayuntamiento de Jaén, tampoco dispone de un Plan de Acción de Energía Sostenible, PAES, y que no se encuentra entre los 66 municipios de la provincia firmantes del [Pacto de los Alcaldes](#), iniciativa de la Unión Europea que busca contribuir, a nivel municipal, a la reducción de gases de efecto invernadero y la lucha contra el cambio climático, a través de la mejora de la eficiencia energética y del empleo de energías renovables, para reducir las emisiones de CO₂ del municipio en un 20% antes de del año 2020.

2.1.- Antecedentes.

El Parque Empresarial Nuevo Jaén, se inauguró oficialmente el 16 de Noviembre de 2006 para permitir el crecimiento en dirección norte del antiguo polígono industrial de Los Olivares.

Tras una primera fase en la que rápidamente se vendieron 128 parcelas con una extensión total de 324.628 m², se acometió una segunda fase con 68 nuevas parcelas hasta completar su extensión actual, aunque con distinto éxito de comercialización. En la actualidad, el número de empresas ubicadas en el parque empresarial es de 29 quedando a la venta un importante número de parcelas y de naves, llave en mano, que construyó la gestora del polígono para incentivar el asentamiento de nuevas empresas.

Recientemente se han producido denuncias sobre el estado de abandono que presentan algunas zonas del parque empresarial [17] lo que ha podido ser constatado durante este estudio, en el que se ha observado el deterioro y abandono de las zonas verdes, las instalaciones deportivas e infraestructuras anexas a estas, como el edificio auxiliar de la zona norte del parque que se encuentra en total ruina.

Por todo lo indicado, he elegido para el Trabajo Fin de Máster este estudio sobre el potencial fotovoltaico del último parque empresarial inaugurado en Jaén, para aportar un grano de arena en demostrar que otro desarrollo urbano, más respetuoso con el medio ambiente y energéticamente más inteligente, es posible, en el que, con el adecuado diseño de sus edificios y un planeamiento correcto, los parques empresariales podrían convertirse en centrales de producción de energía eléctrica limpia, barata y cercana a puntos de elevada demanda de electricidad.

3.- Objetivos.

Los objetivos del presente trabajo son:

- Evaluar el potencial fotovoltaico de las cubiertas de las naves industriales que existen actualmente en el Parque Empresarial Nuevo Jaén.
- Evaluar la mejora del potencial fotovoltaico que se conseguiría con una orientación al sur de las cubiertas.
- Resaltar la importancia de incorporar las buenas prácticas en materia de aprovechamiento solar fotovoltaico desde el inicio al planeamiento de los parques o polígonos empresariales así como al diseño y orientación de las naves industriales y sus cubiertas para permitir en ellas la generación distribuida de electricidad de origen fotovoltaico de forma más eficiente y barata.
- Resaltar la importancia de colaboración en el planeamiento urbano en general y de los parques y polígonos empresariales en particular, no solo de los ingenieros de caminos y arquitectos de las administraciones locales, sino también de los centros de investigación y de los expertos en energías renovables como, en nuestro caso, de la Universidad de Jaén, para que los planes de desarrollo urbano y las ordenanzas municipales faciliten y estimulen la producción sostenible y distribuida de energía de la manera más manera óptima y económica posible.

4.- Metodología

En la realización de este trabajo se han tomado como referencias principales el proyecto UNIVERSOL [18] para el estudio del aprovechamiento solar del Campus de las Lagunillas de la Universidad de Jaén así como el proyecto POLIS de aprovechamiento del potencial solar fotovoltaico del barrio de Lakua y del Polígono industrial de Jundiz en la ciudad de Vitoria-Gasteiz [19], [20].

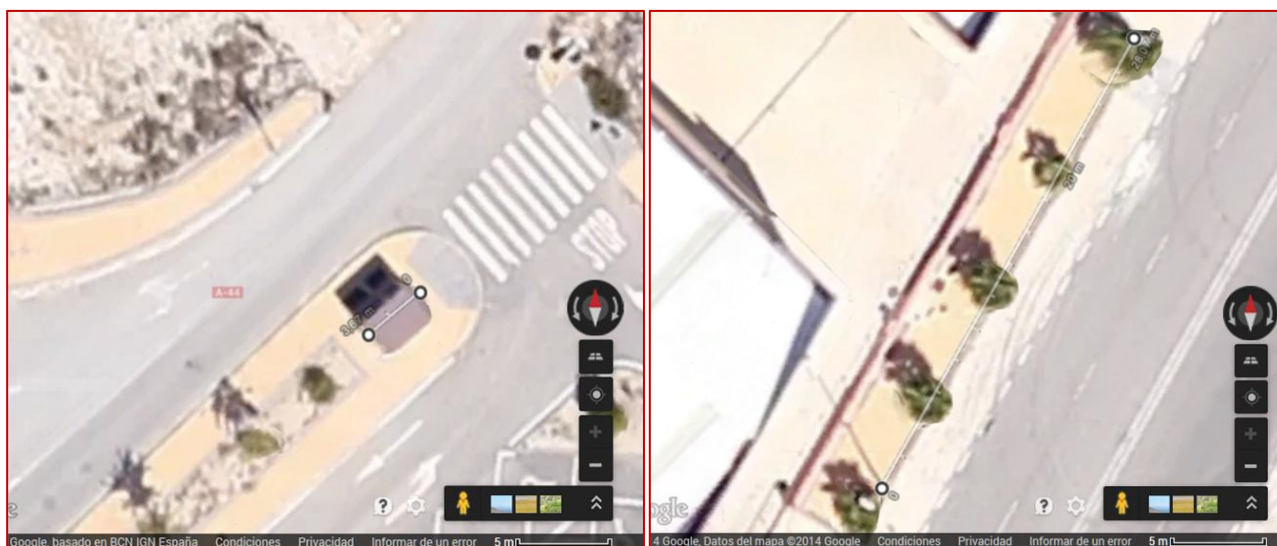
La metodología seguida se ha inspirado en las empleadas en estos dos proyectos, adaptándola al tiempo y recursos disponibles por el alumno para la realización de este Trabajo Fin de Máster

En primer lugar, se han evaluado las posibles ubicaciones sobre cubiertas existentes en el Parque Empresarial Nuevo Jaén. Para ello se han empleado las vistas de satélite que ofrecen las herramientas GoogleMaps™ y BingMaps™ y se han realizado inspecciones presenciales en el parque empresarial para validar o descartar las ubicaciones seleccionadas mediante las vistas de satélite.

Se ha fijado como criterio el descartar todas aquellas construcciones que no se encuentren finalizadas a la fecha de la inspección. Aplicando este criterio se han descartado 6 ubicaciones, aunque una de ellas, las instalaciones inacabadas de la empresa Dhul en Jaén presenta una orientación óptima desde el punto de vista del aprovechamiento solar de sus cubiertas.

Se han descartado también las fachadas de las naves ya que los polígonos industriales son zonas de continua paso y parada de vehículos de mediano y gran tonelaje por lo que junto a las pérdidas esperables por inclinación no óptima de las fachadas, es de esperar una importante componente de pérdidas por sombreado por lo que no las he considerado de interés en este estudio.

Una vez seleccionadas las ubicaciones se han tomado medidas para el cálculo de la superficie de las cubiertas seleccionadas empleando GoogleMaps™. Para validar la fiabilidad de estas mediciones se han realizado 10 medidas de contraste en cinco puntos del parque empresarial, tomando como referencias las dimensiones reales de casetas de centros de transformación, distancias entre farolas y las dimensiones de un edificio auxiliar.



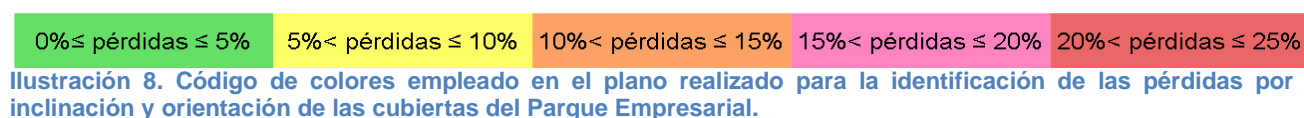
Fotografía 5. Ejemplos de puntos de control de las mediciones realizadas sobre las imágenes de satélite de GoogleMaps™. Caseta de centro de transformación y distancia entre farolas. Las medidas reales tomadas en las visitas al parque empresarial eran de 3,2 m (error +0,47 m) y 27,77 m (error +0,3 m) respectivamente.

De este contraste ha resultado que realizando las mediciones mediante GoogleMaps™ puede asumirse un error absoluto máximo inesperado de + 71 cm. Esta precisión es sorprendente teniendo en cuenta que los datos de imágenes satelitales que utiliza GoogleMaps™ en esta zona proceden de los satélites de la empresa [DigitalGlobe™](#) y que el satélite de mayor resolución con el que cuenta esta empresa es el GeoEye-1, que posee una resolución máxima de 0,41 m en fotografía pancromática (escala de grises) pero que en fotografía multispectral ofrece una resolución máxima de 1,65 m [21]. Teniendo esto en cuenta se ha tomado como criterio conservador, para el cálculo de las superficies disponibles en las cubiertas para su aprovechamiento fotovoltaico, el reducir 2 m a todas las mediciones lineales realizadas. Los resultados de las mediciones de contraste se recogen en el [Anexo II](#).

A continuación se ha realizado el estudio de cada cubierta individual, para estimar su superficie total y su superficie aprovechable, considerando siempre instalaciones fotovoltaicas fijas, sin seguimiento basadas en tecnología de silicio cristalino. En concreto de ha seleccionado para el estudio el módulo fotovoltaico de silicio multicristalino [ISF-250 P](#) de la empresa española ISOFOTON, cuyas características se recogen en el [Anexo V](#).

Para identificar el potencial fotovoltaico de cada cubierta se ha establecido el siguiente código de colores:

- Verde: Si la cubierta es horizontal o está inclinada y las pérdidas esperables por inclinación y orientación son menores o iguales al 5%.
- Amarillo: Si las pérdidas esperables por inclinación y orientación son mayores al 5% y menores o iguales al 10%.
- Naranja: Si las pérdidas esperables por inclinación y orientación son mayores al 10 % y menores o iguales al 15%.
- Rosa: Si las pérdidas esperables por inclinación y orientación son mayores al 15 % y menores o iguales al 20%.
- Rojo: Si las pérdidas esperables por inclinación y orientación son mayores al 20 % y menores o iguales al 25%.



Inicialmente las pérdidas por orientación e inclinación se estimaron de forma gráfica según lo indicado en el [Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE](#) [22] mediante el diagrama de pérdidas recogido en dicho documento. Sin embargo y tras comprobar la coincidencia entre los valores así obtenidos y los obtenidos mediante la aplicación [PVSYST V6.24](#), se eligió este método por su mayor rapidez y precisión que el método gráfico.

Debido a la elevada uniformidad en la altura de las naves del polígono

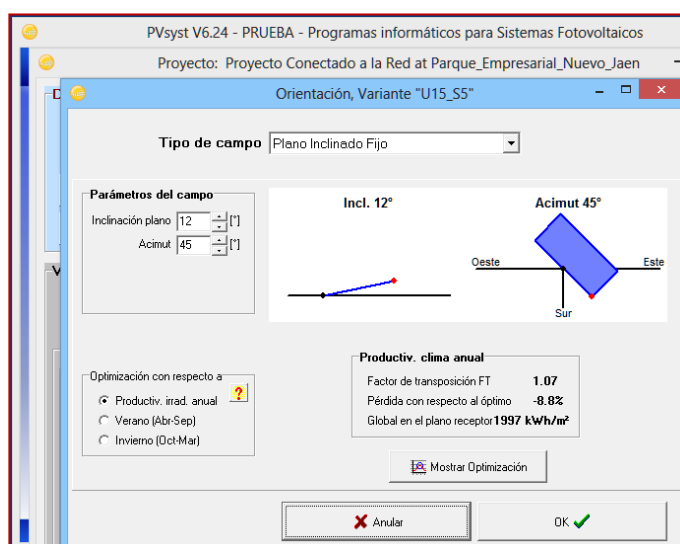


Ilustración 9. Interfaz para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación del programa PVSYST.

industrial, no se ha estudiado de forma individualizada el efecto de posibles sombras proyectadas por otras estructuras y no se han considerado pérdidas por sombreado por objetos cercanos en este estudio.

En cuanto a la instalación de los módulos en las cubiertas, se ha diferenciado entre:

- cubiertas horizontales: en estas, se ha considerado que los módulos fotovoltaicos se han montado en estructuras soporte que permiten la orientación óptima en azimut y en elevación. Los módulos se instalarían en forma apaisada formando filas cuya separación d , medida sobre la horizontal, obedece a lo indicado en el apartado 5 del Anexo III del [Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE](#) [22], es decir

$$d = h \cdot k = h \cdot \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En nuestro caso, para la latitud del Parque Empresarial Nuevo Jaén ($37,8^\circ\text{N}$), inclinación óptima (34°) y módulo seleccionado ([ISF-250P](#) de [Isofotón](#)), este valor es de 1,30 m. El cálculo de esta distancia se realiza en el [Anexo IV](#).

- cubiertas inclinadas: en este caso, se ha considerado que los módulos se instalan superpuestos o integrados en la cubierta y poseen la misma orientación e inclinación que esta. Las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima se han calculado según se ha indicado anteriormente, empleando el programa de cálculo fotovoltaico aplicación [PVsyst V6.24](#).

Mediante este procedimiento se ha obtenido el mapa de ubicaciones fotovoltaicas del Parque Empresarial Nuevo Jaén que se recoge en el [apartado 5.1.2](#).

Una vez calculadas la superficie de cada cubierta y las pérdidas de las mismas por orientación e inclinación se ha calculado la potencia fotovoltaica teórica que podría instalarse aprovechando toda la superficie utilizable, en función del módulo seleccionado [ISF-250P](#) de [Isofotón](#), y se han definido los generadores fotovoltaicos y los inversores para cada sección de cada cubierta, con objeto que todos los módulos tengan la misma orientación para minimizar así las pérdidas por mismatch entre los módulos del generador. Para cada generador se ha escogido, en función de la potencia del generador, un inversor trifásico de las series [Ingecon SUN 3Play](#) o [Ingecon SUN Power](#), de la firma española [Ingeteam](#) elegidos por su larga



Ilustración 10. Plano de ubicaciones. Puede verse a mayor tamaño en el apartado 5.1.2.

experiencia y la amplia gama de potencias que ofrecen, así como por sus elevadas eficiencias incluso a altas temperaturas, que son propias de la ciudad de Jaén. Sólo en dos casos, correspondientes a dos secciones de cubierta planas y de muy pequeño tamaño y debido a la pequeña potencia instalada, se han definido inversores monofásicos de la serie [Ingecon SUN 1Play](#). La potencia nominal de cada instalación, o potencia del inversor, se ha calculado, para cada generador instalado en cada sección de cada cubierta, empleando un factor de dimensionado (FS) de 0,85, por ser el recomendado para la latitud de nuestra ubicación, según lo indicado en los apuntes de la unidad 6 del Máster:

Tabla IV. Valores recomendados de F_s para Europa en función de la latitud (Fuente: Jantsch M., Schmidt H., Schmid, J., 1992. Results on the concerted action on power conditioning and control. Actas del XI Congreso europeo de Energía solar fotovoltaica, Montreux, Suiza, pp. 1589-1592)

Zona	F_s
Europa Septentrional (lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Europa Meridional (lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

Tabla 1. Valores del factor de dimensionado FS, extraídos de Tema 1, "*Diseño y dimensionado*", de la Unidad 6 del Máster, "*Dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a red*".

A continuación, se ha simulado la producción eléctrica de cada uno de los subsistemas, de cada una de las ubicaciones mediante simulación realizada con el software [PVSYST](#).

Finalmente se han definido dos alternativas de cubiertas una que permite la orientación e inclinación óptimas de los módulos fotovoltaicos y otra que permite la orientación óptima y una inclinación de la cubierta aceptable en términos constructivos y se ha estudiado su potencial fotovoltaico comparando los resultados con los obtenidos para el caso real.

5-. Desarrollo

5.1.- Estudio del recurso solar disponible en el Polígono Industrial Nuevo Jaén.

5.1.1.- Localización y dimensiones.

El Parque Empresarial Nuevo Jaén se sitúa al norte del núcleo urbano de la ciudad de Jaén, próximo a la intersección de las autovías A-316 y A-44 y está limitado al este por la carretera N-323 y la línea de ferrocarril. Por sus coordenadas geográficas, podemos situarlo a 3,77 ° Oeste de longitud 37,82° Norte de latitud (su acceso sur se encuentra en la posición geográfica 3,787° O, 37,812° N y su acceso norte se sitúa en la posición geográfica 3,769° O, 37,828 ° N). Su altura sobre el nivel del mar varía, según el punto considerado dentro del Parque Empresarial entre los 370 m y 420 m sobre el nivel del mar.

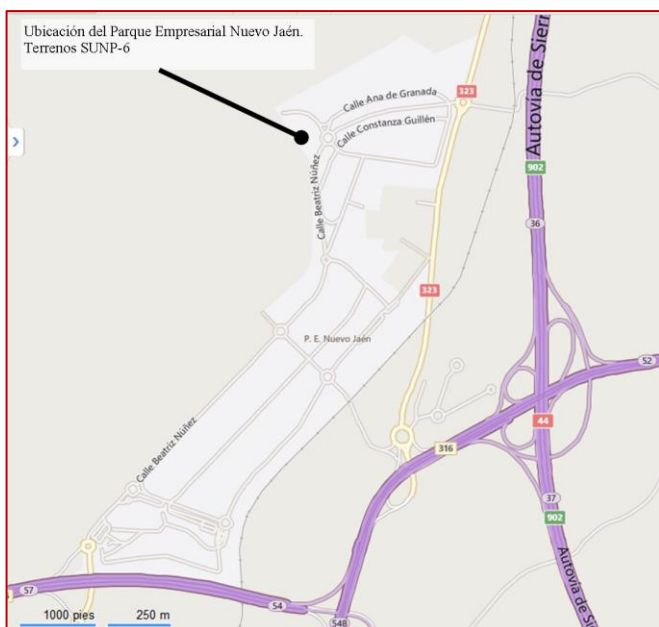


Ilustración 11. Ubicación del Parque Empresarial Nuevo Jaén. Su superficie se muestra en el tono de gris más claro. Fuente Bing Maps™.

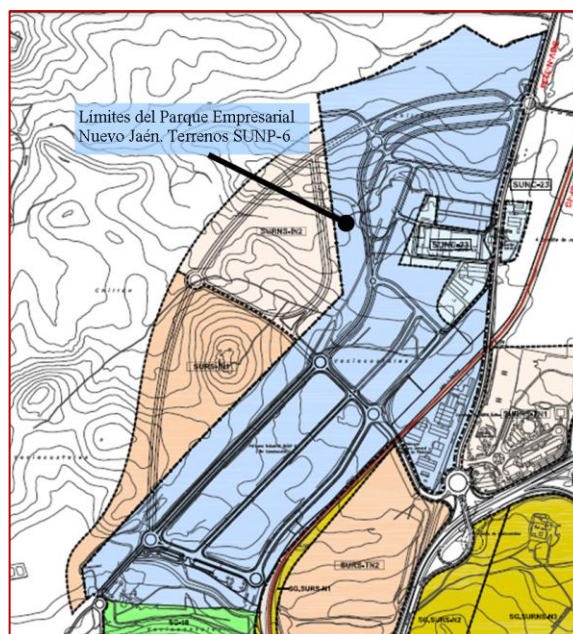


Ilustración 12. La superficie del parque empresarial se muestra en el tono de azul más oscuro. Fuente PGOU de Jaén.

Ocupa una extensión total de 1.265.837 m², de los que 764.244 m² están dedicados a uso industrial y 11.958 m² a uso comercial. El planeamiento del parque empresarial queda recogido en el [Plan Parcial de Polígono Industrial S.U.N.P.-6](#) (Suelo Urbanizable No Programado) [8] que data del año 2000 y fue aprobado definitivamente en septiembre de 2001, fecha anterior al boom de la energía fotovoltaica en España. Es por tanto *justificable* que en el planeamiento y parcelado no se tuviese en cuenta en ningún momento el dotar a las parcelas de la orientación óptima para el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas de las naves industriales.

La superficie del parque empresarial se encuentra dividida en 10 manzanas de 4 categorías de parcelas con superficies mínimas de 1.000 m², 2.000 m², 5.000 m² y 10.000 m² y cuya ocupación edificable máxima varía entre el 50% en las de mayor tamaño y el 70% en el resto. La distribución de manzanas y parcelas, que se recoge en el [Anexo III](#), así como los porcentajes máximos de ocupación de las distintas parcelas, que hacen que la superficie total edificable fuese potencialmente de 500.489 m², es decir, que potencialmente se podrían disponer de hasta esta superficie de cubiertas para su aprovechamiento fotovoltaico. Desgraciadamente el hecho de no haber tenido como criterio de planificación

el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del polígono industrial haría que esta superficie, aún en el caso de que todas las parcelas se edificasen hasta su máximo nivel de ocupación, fuese mucho menor. A ello contribuyen principalmente la no orientación de las cubiertas al sur y la distinta geometría de las cubiertas, planas y a dos aguas en su mayoría.

5.1.2.- Plano de ubicaciones y pérdidas por orientación e inclinación.

En este apartado, se recoge una imagen satelital del Parque Empresarial Nuevo Jaén, a modo de plano, sobre la que se han señalado las ubicaciones estudiadas, las secciones en que se han dividido las cubiertas de estas y las pérdidas por inclinación y orientación de las mismas a través del código de colores ya mencionado y que se recoge bajo la ilustración.

Para la realización de este plano y de los cálculos posteriores se han fijado los siguientes criterios:

- Para el cálculo de las dimensiones y superficies a partir de las imágenes de satélite se ha seguido el criterio definido en el [Anexo II](#) consistente en reducir 2 m a las mediciones lineales obtenidas de las fotografías satelitales. Las superficies se han aproximado por su valor en planta, sin realizar la corrección por inclinación para obtener un valor más conservador. Todas las mediciones se han realizado empleando la máxima ampliación que permite GoogleMaps™ para las imágenes disponibles del Parque Empresarial Nuevo Jaén (escala de 5 m).
- No se han incluido en el estudio las cubiertas de aquellas naves industriales que se encuentran en construcción aunque sí las de las naves terminadas aún cuando no exista en ellas actividad. Las ubicaciones de las naves inacabadas se han marcado en el mapa con la leyenda "ST" (Sin Terminar).
- Para las cubiertas inclinadas y al no disponer de datos precisos sobre cada una de las mismas, se ha calculado la inclinación de estas por trigonometría, teniendo en cuenta que la altura máxima permitida por el plan parcial del polígono industrial SUNP-6, Parque Empresarial Nuevo Jaén, es de 10,50 m pudiendo llegar hasta 12 m en su punto más alto.
- De las siguientes empresas no se dispone de la imagen satelital ni a través de GoogleMaps™ ni a través de BingMaps™ por ser su emplazamiento en el Parque Empresarial posterior a la toma de imágenes del área en estudio de estos servicios de mapas. Por esta razón, no se han tenido en cuenta en el estudio a pesar de realizar su actividad actualmente en el Parque Empresarial:

SF1- Patatas Santo Reino.

SF2- Nave recogida de papel.

SF3- Planta de secado de de biomasa Peláez.

SF4- ASYREP.

SF5- Prosiseco.

Las ubicaciones de estas empresas se han marcado en el mapa con la leyenda "SF" (Sin Fotografía).



Ilustración 13. Plano de ubicaciones analizadas.

Leyenda:

① Ubicación

ST Nave sin terminar

SF5 Empresa ubicada que no aparece en las fotografías de satélite

Código de color de las pérdidas por orientación e inclinación de las superficies:



5.1.3.- Cubiertas y generadores solares.

Se han estudiado un total de 33 ubicaciones correspondientes a 52 naves industriales divididas en 131 secciones de cubierta. En las 131 secciones de cubierta se han considerado 141 generadores fotovoltaicos con configuración de inversor central en cada una de ellas. Este elevado número de sistemas se debe a las distintas condiciones de irradiación que se dan para una misma ubicación sobre cada una de las secciones en que se han dividido las cubiertas por la distinta orientación e inclinación de estas.

La superficie total de las cubiertas analizadas es de 72243 m², de las que se han considerado como útiles 67691 m². La diferencia entre estos dos valores se debe a la configuración arquitectónica de las cubiertas, así como a la presencia en estas de elementos incompatibles con la instalación de módulos fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico elegido para la realización del estudio ha sido el módulo de silicio multicristalino Isofotón [ISF-250 P](#), seleccionado por su elevada potencia, 250 Wp, con objeto de maximizar la energía generada. Las características de este módulo se recogen en el [Anexo V](#).

Los distintos sistemas fotovoltaicos estudiados poseen un total 37737 módulos fotovoltaicos del modelo mencionado. Ello supondría una potencia pico instalada en el conjunto del Parque Empresarial superior a 9,43 MW sin utilización de superficie adicional, solamente empleando las cubiertas de las naves industriales construidas. La superficie fotovoltaica total sería de 62832 m².

El detalle de las distintas ubicaciones y sus generadores fotovoltaicos considerados se recoge en el [apartado 5.1.8](#).

5.1.4.- Inversores.

Para la selección de los inversores se han tenido en cuenta las potencias de los generadores fotovoltaicos de cada sección de cubierta, aplicando un factor de dimensionado FS de 0,85 según lo explicado en el apartado Metodología del presente documento. Se ha comprobado también que las tensiones y corrientes máximas de cada generador no superan los valores de corriente y tensión máxima de entrada del inversor seleccionado. Para ello se han aplicado los factores de protección de 1,25 recomendados en el Tema 6, Unidad 1, del Máster, es decir, para cada generador se ha comprobado que :

$$N_{mp} * 1,25 * I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC}$$

donde,

N_{mp} es el número de módulos en paralelo del generador

$I_{MOD,SC,STC}$ es la corriente de cortocircuito del módulo en condiciones estándar de medida

$I_{INV,M,DC}$ es la corriente máxima de entrada al inversor seleccionado,

Así mismo se ha comprobado para cada conjunto generador e inversor que en las condiciones extremas de temperatura de -10°C y 70°C, las tensiones DC a la salida del generador no superan la tensión máxima de entrada del inversor en DC (-10°C) y se encuentra dentro del rango de tensión de entrada para el seguimiento del punto de máxima potencia del inversor correspondiente.

Otro criterio seguido para la elección de los inversores es que las pérdidas por sobrecarga al realizar la simulación no sobrepasen nunca el 0,1 %.

En todos los sistemas propuestos se ha considerado la instalación de inversores de la firma Ingeteam.

La tabla siguiente muestra el número y tipo de los inversores empleados en el estudio.

Tipo	Potencia nominal (W)	nº de sistemas
Ingecon SUN 1Play 3,3 TL M	3000	1
Ingecon SUN 1Play 5,5 TL M	5500	1
Ingecon SUN 3Play 20 TL M	20000	9
Ingecon SUN 3Play 28 TL M	28000	7
Ingecon SUN 3Play 33 TL M	33000	4
Ingecon SUN 3Play 40 TL M	40000	8
Ingecon SUN power 50	55000	38
Ingecon SUN power 60	66000	25
Ingecon SUN power 70	77000	14
Ingecon SUN power 80	88000	6
Ingecon SUN power 90	99000	17
Ingecon SUN power 100	110000	11

Tabla 2. Inversores considerados en el estudio. Las características de los distintos inversores se recogen en el [Anexo VI](#).

5.1.5.- Pérdidas genéricas.

Para realizar el cálculo de la energía anual generada por los distintos sistemas, se han fijado los siguientes valores de pérdidas genéricas para realizar las simulaciones, según lo visto en la unidad 6, Tema 2 del Máster:

Pérdida óhmica máxima en el tramo de DC	1,5%
Pérdida óhmica máxima en el tramo de AC	1,5%
Pérdidas por dispersión de parámetros en el generador (mismatch)	2%
Pérdidas por suciedad en los módulos	3%
Pérdidas indisponibilidad del sistema, fallos, mantenimiento (tiempo)	2%

Tabla 3. Pérdidas genéricas consideradas en las simulaciones.

No se ha considerado la instalación de diodos en serie sino de interruptores magnetotérmicos en su lugar, por lo que no se han contemplado pérdidas por este concepto.

Debido a la uniformidad en la altura de las naves a la que obliga el [Plan Parcial de Polígono Industrial S.U.N.P.-6](#) no se han considerado pérdidas por sombreado debidas a obstáculos o sombras cercanas.

La eficiencia y los coeficientes de temperatura del módulo seleccionado se recogen en el [Anexo V](#) y han sido tenidas en cuenta para la simulación con el programa [PVsyst V6.24](#). Para los casos de cubiertas a dos aguas, se ha supuesto superposición de módu-

los, por lo que se ha seleccionado la opción "*Semiintegrado con conducto de aire detrás*" para simular las pérdidas por temperatura. En los casos de cubiertas planas, en los que se ha supuesto que los módulos se encuentran montados sobre estructuras que le permiten ventilación posterior, se ha elegido la opción "*Módulos montados al aire libre ...*".

Igualmente se han tenido en cuenta en las simulaciones los valores de rendimiento y consumos en standby de los distintos inversores.

Las pérdidas por reflectancia angular han sido consideradas en la simulación mediante el modelo ASHRAE con parámetro $bo=0,05$.

5.1.6.- Simulaciones con PVsyst.

Para cada uno de los 141 sistemas correspondientes a las distintas ubicaciones y secciones de las cubiertas, se ha realizado una simulación en el software [PVsyst V6.24](#), incluyendo las pérdidas mencionadas en el apartado anterior, así como los parámetros del módulo seleccionado y de los distintos inversores. Los parámetros del módulo [ISF-250 P](#) fueron cargados en el programa desde la página web de la [base de datos de módulos de la revista Photon](#) y verificados según la hoja de características recogida en el [Anexo V](#).

En cuanto a los inversores, estos tenían ya modelos creados en la base de datos del programa [PVsyst V6.24](#) por lo que sólo se contrastaron los datos de los modelos con los de las hojas de características recogidas en el [Anexo VI](#).

Los datos de radiación y temperatura para la simulación con [PVsyst V6.24](#) fueron importados desde [PVGIS](#) para la localización concreta del Parque Empresarial Nuevo Jaén.

The screenshot shows the PVGIS web interface. On the left, there is a map of the region around Jaén, Spain, with a red pin indicating the location. The search bar contains "ciudad de jaén, jaén, españa". The main panel displays "Monthly global irradiation data" with a table of monthly averages. The right panel shows "Monthly Solar Irradiation" with a table of monthly averages and a legend for the symbols used in the table.

Month	H_k	D/G	T_{24h}
Jan	2490	0.40	9.0
Feb	3490	0.35	10.5
Mar	4780	0.36	13.5
Apr	5830	0.34	15.2
May	6750	0.33	19.1
Jun	8030	0.24	24.4
Jul	8110	0.22	27.0
Aug	7210	0.24	26.8
Sep	5480	0.28	22.4
Oct	3990	0.34	18.2
Nov	2780	0.36	12.4
Dec	2460	0.47	9.6
Year	5130	0.30	17.3

Ilustración 14. Datos de radiación y temperatura para la simulación obtenidos de [PVGIS](#).

Para estimar la máxima producción de energía que los sistemas fotovoltaicos podrían generar se ha supuesto, al realizar las simulaciones, que se dan condiciones de carga ilimitada, es decir, toda la energía generada sería inyectada en la red.

Debido al elevado número de simulaciones realizadas para estimar la producción de energía fotovoltaica de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén, 92 simulaciones en total, en este apartado se recoge únicamente un ejemplo de las mismas. Este ejemplo corresponde a las cubiertas de las ubicaciones 25 a 29, por considerarse como las más representativas de entre las del Parque Empresarial. El resto de simulaciones se han guardado en archivos pdf cuyo nombre tiene el formato "Ux_Sy_z.pdf", donde "Ux" corresponde a la ubicación "x", "Sy" indica la sección de cubierta simulada "y", y el término "z", de existir, hace referencia al sistema FV dentro de la sección considerada en el caso de que, por el tamaño de la cubierta, se haya planteado más de un sistema FV.

Todos los archivos con extensión pdf así generados se han agrupado en un archivo comprimido denominado "Simulaciones_PVSYST.rar" que se adjunta al presente documento.

En las ilustraciones de las páginas siguientes se representan las tres páginas del informe correspondiente a la simulación de los sistemas fotovoltaicos de las secciones 1 y 3 de cubierta de las ubicaciones 25 a 29 y de las secciones 2 y 4 de cubierta de las mismas ubicaciones, por tratarse de naves idénticas en orientación y dimensiones de sus cubiertas.

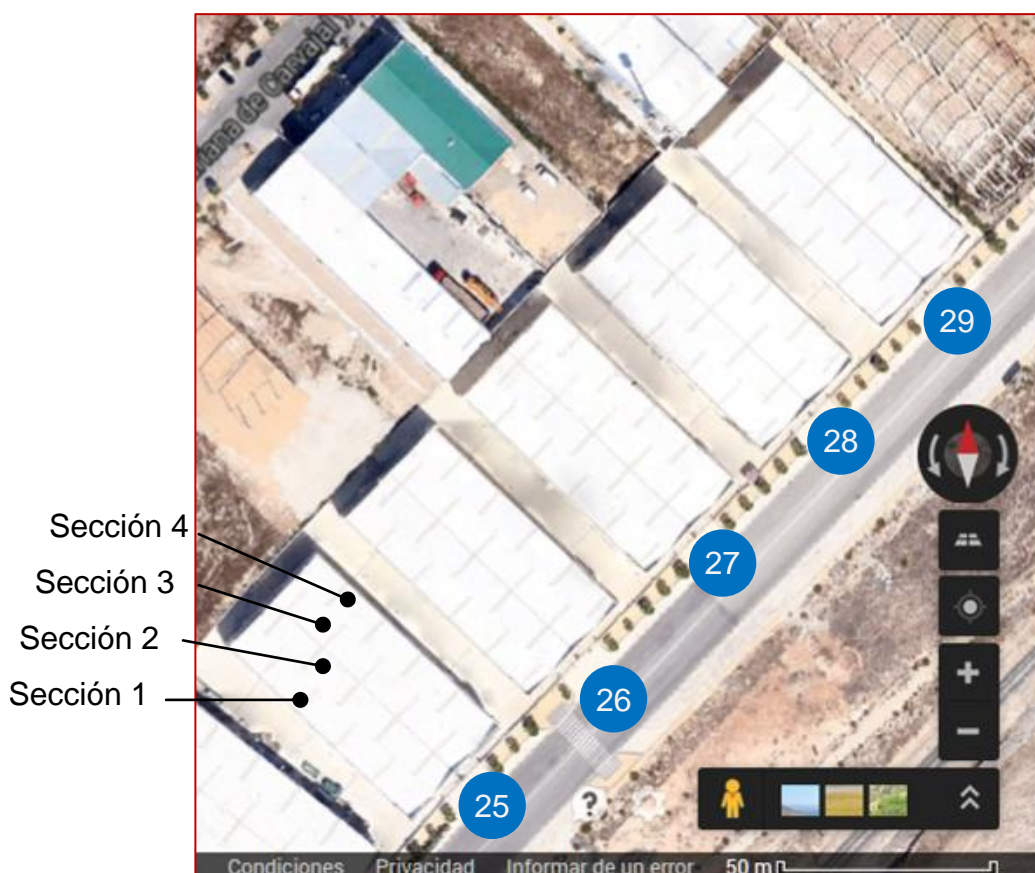


Ilustración 15. Naves industriales de las ubicaciones 25 a 29 y secciones en que se han dividido las cubiertas para su estudio.

PVSYST V6.24		12/08/14	Página 1/3
U25_a_U29_S1_S3			
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen			
Lugar geográfico	Parque Empresarial Nuevo Jaen	País	España
Ubicación	Latitud 37.8°N	Longitud	3.8°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud	397 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos:	Parque Empresarial Nuevo Jaen	Síntesis - PVGIS_SAF 1998-2011	
Variante de simulación : U25_a_U29_S1_S3			
	Fecha de simulación	12/08/14 15h28	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación 12°	Acimut	45°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	ISF-250 P
		Fabricante	Isofoton
Número de módulos FV		En serie	21 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	231
Potencia global generador		Nominal (STC)	57.8 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	567 V
Superficie total		Superficie módulos	383 m²
		En paralelo	11 cadenas
		Pnom unitaria	250 Wp
		En cond. funciona.	51.5 kWp (50°C)
		l mpp	91 A
Inversor		Modelo	Ingecon Sun 50
		Fabricante	Ingeteam
Características		Tensión Funciona.	405-750 V
		Pnom unitaria	50 kW AC
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	106 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Factores de pérdida del sistema			
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables	69 m 3x35 mm²	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Indisponibilidad del sistema		7.3 días, 3 periodos	Fracción de tiempo 2.0 %
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)		

PV Syst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Ilustración 16. Página 1 del informe de simulación de las secciones 1 y 3 de las cubiertas de las naves industriales de las ubicaciones 25 a 29.

U25_a_U29_S1_S3

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen

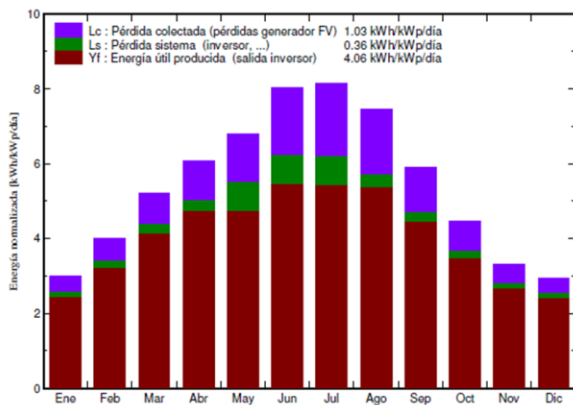
Variante de simulación : U25_a_U29_S1_S3

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	12°	acimut 45°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	231	Pnom total 57.8 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom 50.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

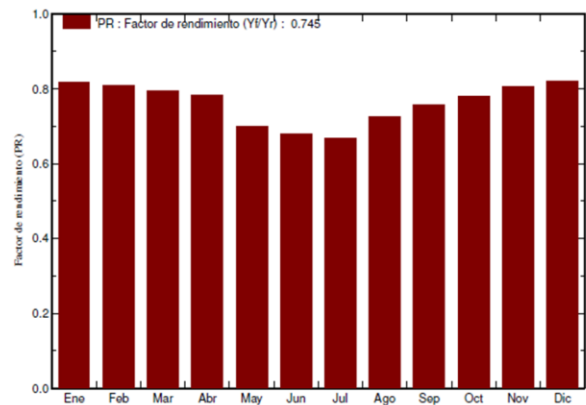
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	85.65 MWh/año	Produc. específico 1483 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	74.5 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 57.8 kWp



Factor de rendimiento (PR)



U25_a_U29_S1_S3
Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	77.2	9.00	93.1	86.0	4.66	4.390	13.07	12.32
Febrero	97.7	10.50	112.0	104.4	5.55	5.227	12.94	12.19
Marzo	148.2	13.50	161.7	151.3	7.87	7.431	12.71	12.00
Abril	174.9	15.20	182.3	171.2	8.75	8.246	12.53	11.82
Mayo	209.3	19.10	211.0	198.3	9.88	8.531	12.23	10.56
Junio	240.9	24.40	240.8	227.1	10.82	9.468	11.74	10.27
Julio	251.4	27.00	252.8	238.7	11.14	9.754	11.52	10.08
Agosto	223.5	26.80	230.8	217.7	10.24	9.662	11.59	10.94
Septiembre	164.4	22.40	177.2	166.5	8.19	7.735	12.07	11.40
Octubre	123.7	18.20	138.9	129.5	6.62	6.254	12.45	11.76
Noviembre	83.4	12.40	99.4	92.0	4.91	4.622	12.89	12.14
Diciembre	76.3	9.60	91.4	84.3	4.60	4.328	13.14	12.38
Año	1870.8	17.38	1991.5	1867.1	93.21	85.648	12.23	11.24

Leyendas:	GlobHor Irradiación global horizontal	EArray Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb Temperatura Ambiente	E_Grid Energía reinyectada en la red
	GlobInc Global incidente plano receptor	EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

U25_a_U29_S1_S3

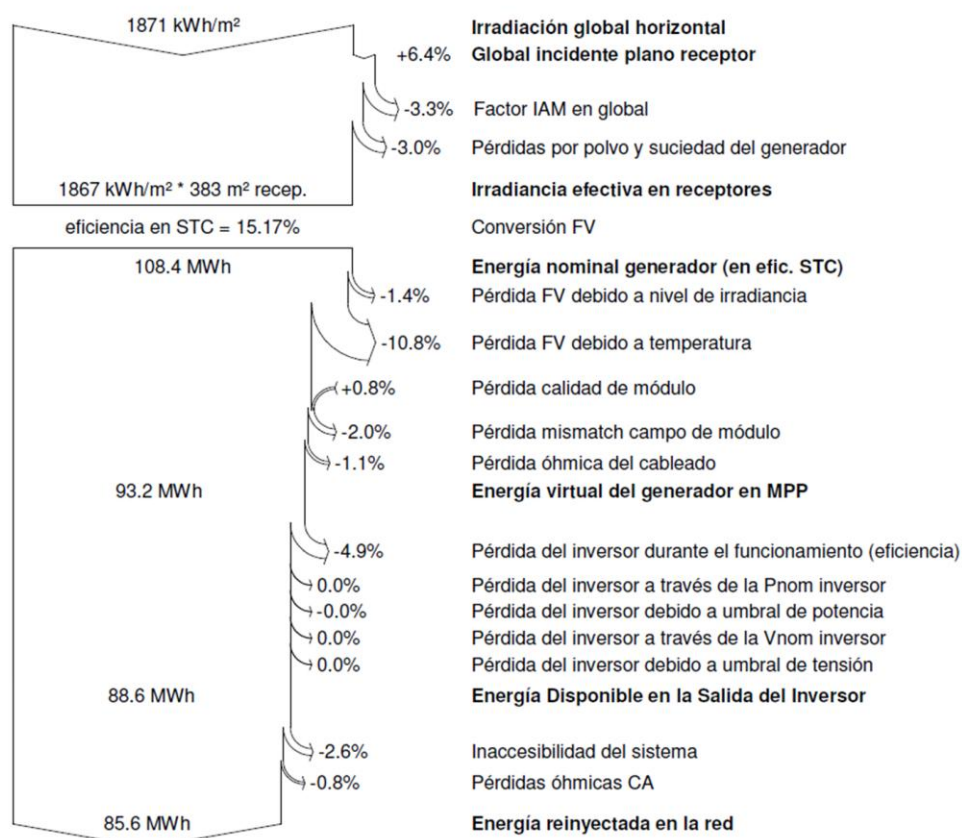
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen

Variante de simulación : U25_a_U29_S1_S3

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	12°	acimut 45°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	231	Pnom total 57.8 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom 50.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



PVSYST V6.24		12/08/14	Página 1/3
U25_a_U29_S2_S4			
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen			
Lugar geográfico	Parque Empresarial Nuevo Jaen	País	España
Ubicación	Latitud 37.8°N	Longitud	3.8°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud	397 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos:	Parque Empresarial Nuevo Jaen	Síntesis - PVGIS_SAF 1998-2011	
Variante de simulación : U25_a_U29_S2_S4			
	Fecha de simulación	12/08/14 15h32	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación 12°	Acimut	-135°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	ISF-250 P
		Fabricante	Isoton
Número de módulos FV	En serie	21 módulos	En paralelo 11 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	231	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	57.8 kWp	En cond. funciona. 51.5 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	567 V	I mpp 91 A
Superficie total	Superficie módulos	383 m²	
Inversor			
		Modelo	Ingecon Sun 50
		Fabricante	Ingeteam
Características	Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria 50 kW AC
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador 106 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Factores de pérdida del sistema			
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables 69 m 3x35 mm²	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 periodos	Fracción de tiempo	2.0 %
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)			

PVsystr Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Ilustración 19. Página 1 del informe de simulación de las secciones 2 y 4 de las cubiertas de las naves industriales de las ubicaciones 25 a 29.

U25_a_U29_S2_S4

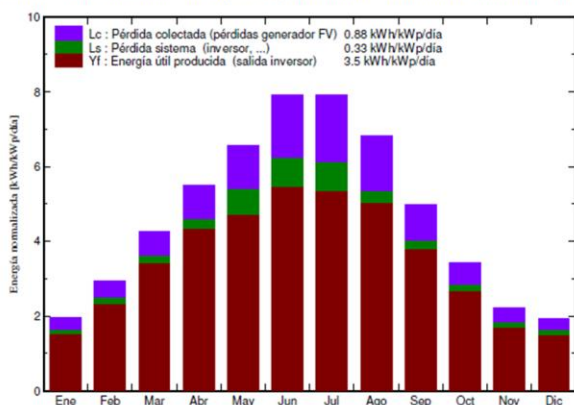
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen
Variante de simulación : U25_a_U29_S2_S4

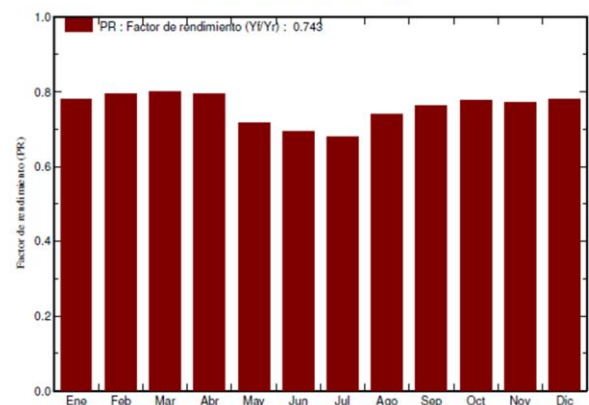
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema inclinación	Conectado a la red 12°		acimut -135°
Orientación Campos FV				
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P		Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	231		Pnom total 57.8 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50		Pnom 50.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía producida 73.80 MWh/año** Produc. específico 1278 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) **74.3 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 57.8 kWp



Factor de rendimiento (PR)



U25_a_U29_S2_S4
Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Enero	77.2	9.00	60.6	53.8	2.95	2.729	12.73	11.76
Febrero	97.7	10.50	82.1	74.5	4.03	3.771	12.84	12.00
Marzo	148.2	13.50	132.3	122.1	6.49	6.125	12.81	12.09
Abril	174.9	15.20	164.7	153.4	7.99	7.548	12.67	11.97
Mayo	209.3	19.10	203.8	191.1	9.67	8.439	12.40	10.82
Junio	240.9	24.40	237.3	223.2	10.82	9.498	11.91	10.46
Julio	251.4	27.00	245.1	230.8	10.99	9.613	11.72	10.25
Agosto	223.5	26.80	211.9	198.7	9.56	9.044	11.79	11.15
Septiembre	164.4	22.40	149.2	138.3	6.97	6.585	12.20	11.53
Octubre	123.7	18.20	106.6	97.3	5.09	4.782	12.46	11.72
Noviembre	83.4	12.40	66.7	59.3	3.21	2.968	12.57	11.63
Diciembre	76.3	9.60	60.0	53.3	2.93	2.702	12.75	11.77
Año	1870.8	17.38	1720.2	1595.8	80.69	73.804	12.26	11.21

Leyendas:	GlobHor Irradiación global horizontal	EArray Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb Temperatura Ambiente	E_Grid Energía reinyectada en la red
	GlobInc Global incidente plano receptor	EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Ilustración 20. Página 2 del informe de simulación de las secciones 2 y 4 de las cubiertas de las naves industriales de las ubicaciones 25 a 29.

U25_a_U29_S2_S4

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen

Variante de simulación : U25_a_U29_S2_S4

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	12°	acimut -135°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	231	Pnom total 57.8 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 50	Pnom 50.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año

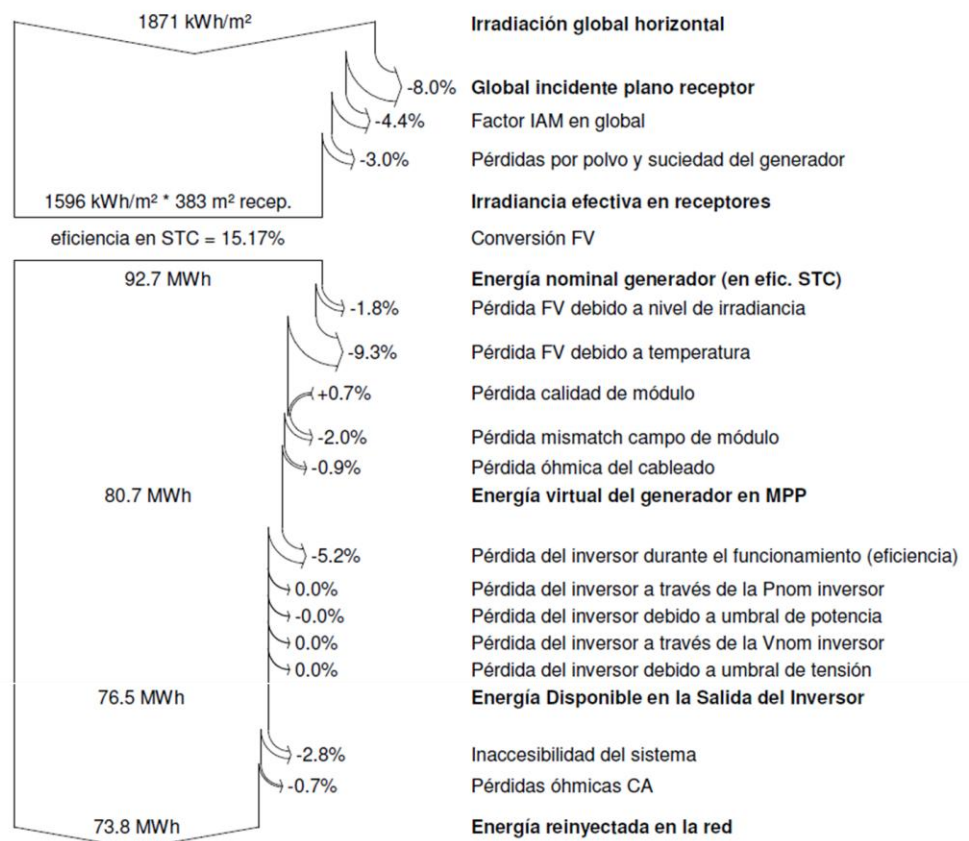


Ilustración 21. Página 3 del informe de simulación de las secciones 2 y 4 de las cubiertas de las naves industriales de las ubicaciones 25 a 29.

5.1.7.- Energía anual producida.

Como resultado de las simulaciones realizadas con el programa [PVsyst V6.24](#) se ha obtenido la energía anual producida por cada uno de los sistemas fotovoltaicos estudiados que se recoge en la tabla siguiente.

Ubicación	Sección de cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Superficie total ubicación (m2)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red (MWh)
1	1	0	5776	21	20	420	819	204750	Ingecon SUN power 100 secciones (1+2+5)	180,99
	2	0								
	3	0		21	19	399			Ingecon SUN power 90 secciones (3+4)	172,1
	4	0								
2	1	11,3	1520	20	15	300	864	216000	Ingecon SUN power 70	109,96
	2	17,7		20	15	300			Ingecon SUN power 70	102,11
	3	8,1		22	6	132			Ingecon SUN 3Play 33 TL M	51,028
	4	22,8		22	6	132			Ingecon SUN 3Play 33 TL M	42,766
3	1	10,0	3304	20	22	440	1804	451000	Ingecon SUN power 100	164,53
	2	19,5		20	22	440			Ingecon SUN power 100	147,63
	3	10,4		21	22	462			Ingecon SUN power 100	171,76
	4	18,9		21	22	462			Ingecon SUN power 100	156,22
4	1	12,3	1656	21	23	483	966	241500	Ingecon SUN power 100	176
	2	16,6		21	23	483			Ingecon SUN power 100	167,86
5	1	10,0	3160	21	15	315	1494	373500	Ingecon SUN power 70	117,18
	2	19,5		21	15	315			Ingecon SUN power 70	104,89
	3	10,0		21	20	420			Ingecon SUN power 90	155,76
	4	19,5		21	20	420			Ingecon SUN power 90	139,43
	5	0,0		12	2	24			Ingecon SUN 1Play 5 TL M	10,377
6	1	11,3	1904	20	14	280	1120	280000	Ingecon SUN power 60	102,28
		20		14	280	Ingecon SUN power 60			102,28	
	2	17,7		20	14	280			Ingecon SUN power 60	95,22
		20		14	280	Ingecon SUN power 60			95,22	
7	1	9,6	3672	21	12	252	2016	504000	Ingecon SUN power 60	93,68
	2	20,2		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1
	3	9,6		21	12	252			Ingecon SUN power 60	93,68
	4	20,2		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1
	5	9,6		21	12	252			Ingecon SUN power 60	93,68
	6	20,2		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1
	7	9,6		21	12	252			Ingecon SUN power 60	93,68
	8	20,2		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1
8	1	10,4	3960	20	19	380	2280	570000	Ingecon SUN Power 80	141,00
	2	18,9		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	127,77
	3	10,4		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	141,00
	4	18,9		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	127,77
	5	10,4		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	141,00
	6	18,9		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	127,77
9	1	17,7	13923	21	21	441	8136	2034000	Ingecon SUN power 90	149,31
				21	21	441			Ingecon SUN power 90	149,31
				21	20	420			Ingecon SUN power 90	142,18
	2	11,4		21	21	441			Ingecon SUN power 90	161,54
				21	20	420			Ingecon SUN power 90	161,54
				21	21	441			Ingecon SUN power 90	153,84
	3	17,7		21	21	441			Ingecon SUN power 90	149,31
				21	20	420			Ingecon SUN power 90	142,18
				21	21	441			Ingecon SUN power 90	161,54
	4	11,4		21	21	441			Ingecon SUN power 90	161,54
				21	20	420			Ingecon SUN power 90	153,84
				21	15	315			Ingecon SUN power 70	105,29
21			15	315	Ingecon SUN power 70	119,97				
21			20	420	Ingecon SUN power 90	141,09				
21			20	420	Ingecon SUN power 90	154,68				
5	18,9	20	14	280	Ingecon SUN power 60	93,57				
		20	14	280	Ingecon SUN power 60	93,57				
		20	14	280	Ingecon SUN power 60	103,46				
		20	14	280	Ingecon SUN power 60	103,46				
		13	13	169	Ingecon SUN 3Play 40 TL M	58,537				
		13	13	169	Ingecon SUN 3Play 40 TL M	63,874				

Ubicación	Sección de cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Superficie total ubicación (m2)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red (MWh)
10	1	0,0	1568	20	12	240	240	60000	Ingecon SUN power 60	102,59
	2	0,0								
11	1	10,0	1044	20	15	300	600	150000	Ingecon SUN power 70	111,58
	2	19,5		20	15	300			Ingecon SUN power 70	99,86
12	1	16,4	1118	21	14	294	588	147000	Ingecon SUN power 70	101,50
	2	12,6		21	14	294			Ingecon SUN power 70	106,45
13	1	11,3	1590	21	22	462	924	231000	Ingecon SUN power 100	168,49
	2	17,7		21	22	462			Ingecon SUN power 100	156,46
14	1	12,3	2420	21	16	336	1344	336000	Ingecon SUN power 70	121,85
		21		16	336	Ingecon SUN power 70			121,85	
	2	16,6		21	16	336			Ingecon SUN power 70	116,01
				21	16	336			Ingecon SUN power 70	116,01
15	1	8,4	1676	20	11	220	900	225000	Ingecon SUN power 50	82,432
	2	22,1		20	11	220			Ingecon SUN power 50	70,537
	3	10,0		18	5	90			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	34,261
	4	19,5		18	5	90			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	30,811
	5	8,8		20	7	140			Ingecon SUN 3Play 33 TL M	53,913
	6	21,5		20	7	140			Ingecon SUN 3Play 33 TL M	46,8
16	1	8,8	1652	21	12	252	966	241500	Ingecon SUN power 60	94,38
	2	21,5		21	12	252			Ingecon SUN power 60	81,75
	3	8,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	86,27
	4	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	74,74
17	1	8,4	741	20	10	200	400	100000	Ingecon SUN power 50	74,57
	2	22,1		20	10	200			Ingecon SUN power 50	63,353
18	1	8,4	351	18	5	90	180	45000	Ingecon SUN 3Play 20 TL M	34,63
	2	22,1		18	5	90			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	29,538
19	1	18,0	658	21	9	189	357	89250	Ingecon SUN 3Play 40 TL M	65,011
	2	11,9		21	8	168			Ingecon SUN 3Play 40 TL M	62,483
20	1	0,0	872	14	1	14	438	109500	Ingecon SUN 1Play 3,3 TL M	6,131
	2	5,8		13	6	78			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	31,001
	3	25,4		15	6	90			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	28,588
	4	7,3		16	8	128			Ingecon SUN 3Play 28 TL M	50,119
	5	22,8		16	8	128			Ingecon SUN 3Play 28 TL M	41,853
21	1	6,0	852	21	12	252	504	126000	Ingecon SUN power 60	96,75
	2	25,2		21	12	252			Ingecon SUN power 60	76,46
22	1	7,5	1708	21	12	252	1008	252000	Ingecon SUN power 60	92,2
	2	22,9		21	12	252			Ingecon SUN power 60	79,02
	3	7,5		21	12	252			Ingecon SUN power 60	95,2
	4	22,9		21	12	252			Ingecon SUN power 60	79,02
23	1	7,8	1624	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	87,39
	2	22,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	72,718
	3	7,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	87,39
	4	22,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	72,718
24	1	8,3	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	86,151
	2	22,0		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,236
	3	8,3		21	11	231			Ingecon SUN power 50	86,151
	4	22,0		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,236
25	1	8,8	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648
	2	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
	3	8,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648
	4	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
26	1	8,8	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648
	2	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
	3	8,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648
	4	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
27	1	8,8	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648
	2	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
	3	8,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648
	4	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
28	1	8,8	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648
	2	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
	3	8,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648
	4	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
29	1	8,8	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648
	2	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804
	3	8,8		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648
	4	21,5		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804

Ubicación	Sección de cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Superficie total ubicación (m2)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red (MWh)
30	1	8,8	1456	20	11	220	840	210000	Ingecon SUN power 50	82,113
	2	21,5		21	10	210			Ingecon SUN power 50	67,642
	3	8,8		21	10	210			Ingecon SUN power 50	78,358
	4	21,5		20	10	200			Ingecon SUN power 50	64,357
31	1	8,8	1162	19	9	171	654	163500	Ingecon SUN 3Play 40 TL M	65,82
	2	21,5		21	8	168			Ingecon SUN 3Play 40 TL M	55,983
	3	8,8		23	7	161			Ingecon SUN 3Play 40 TL M	61,965
	4	21,5		22	7	154			Ingecon SUN 3Play 40 TL M	51,303
32	1	8,8	1596	18	7	126	861	215250	Ingecon SUN 3Play 28 TL M	48,501
	2	21,5		18	7	126			Ingecon SUN 3Play 28 TL M	41,994
	3	8,8		17	7	119			Ingecon SUN 3Play 28 TL M	45,804
	4	21,5		16	7	112			Ingecon SUN 3Play 28 TL M	37,316
	5	8,8		21	5	105			Ingecon SUN 3Play 28 TL M	40,405
	6	21,5		14	7	98			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	32,666
	7	8,8		13	7	91			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	35,028
	8	21,5		12	7	84			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	27,966
33	1	15,0	1872	21	23	483	966	241500	Ingecon SUN power 100	168,72
	2	14,0		21	23	483			Ingecon SUN power 100	171,27
Total ubicaciones	Total Secciones		Superficie total de cubiertas				Nº Total de Módulos	Potencia pico total (kWp)	Nº total de sistemas FV	Energía anual total inyectada en la red (MWh)
33	131		72243				37737	9434,25	141	13347,15

Tabla 4. Tabla resumen de las ubicaciones y secciones de cubierta estudiadas.

El resultado total nos muestra que si se realizase el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas de las naves industriales del Parque Empresarial Nuevo Jaén, son los sistemas fotovoltaicos definidos, podrían generarse hasta 13,347 GWh/año. Así mismo, del estudio se obtiene que las pérdidas medias por orientación e inclinación por unidad de superficie son del 13% considerado el total de las cubiertas del parque empresarial.

5.1.8.- Detalle de las ubicaciones.

En los apartados anteriores se ha dado una visión de conjunto del estudio realizado. En este apartado se recogen cada una de las ubicaciones estudiadas con los datos más relevantes de cada una de ellas, los sistemas fotovoltaicos considerados en cada una y la energía fotovoltaica que podrían generar tales sistemas. Aunque, como se ha mencionado previamente, todas las mediciones se han realizado empleando la máxima ampliación que permite GoogleMaps™ para las imágenes disponibles del Parque Empresarial Nuevo Jaén (escala de 5 m), aquí se representan las imágenes de las mismas en una escala que permite su visualización completa en pantalla para permitir la captura de la imagen.

1.- Concesionario Savoy.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: horizontal. Se han diferenciado 5 secciones libres de elementos constructivos.



Ilustración 22. Ubicación 1. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
1	1	0	34	0	26	20	520	5776	21	20	420	819	204750	Ingecon SUN power 100 secciones (1+2+5)	180,99	353,09
	2	0	34	0	32	20	640									
	5	0	34	0	20	30	600									
	3	0	34	0	40	22	880									
	4	0	34	0	36	22	792									

Tabla 5. Resumen datos ubicación 1.

2.- Transportes Contreras.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones 45° SO y -135° NE.



Ilustración 23. Ubicación 2. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
2	1	45	6	11,3	38	14	532	1520	20	15	300	864	216000	Ingecon SUN power 70	109,96	305,86
	2	-135	6	17,7	38	14	532		20	15	300				102,11	
	3	45	14	8,1	38	6	228		22	6	132				51,028	
	4	-135	14	22,8	38	6	228		22	6	132				42,766	

Tabla 6. Resumen datos ubicación 2.

3.- Strugal.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones 45° SO y -135° NE.

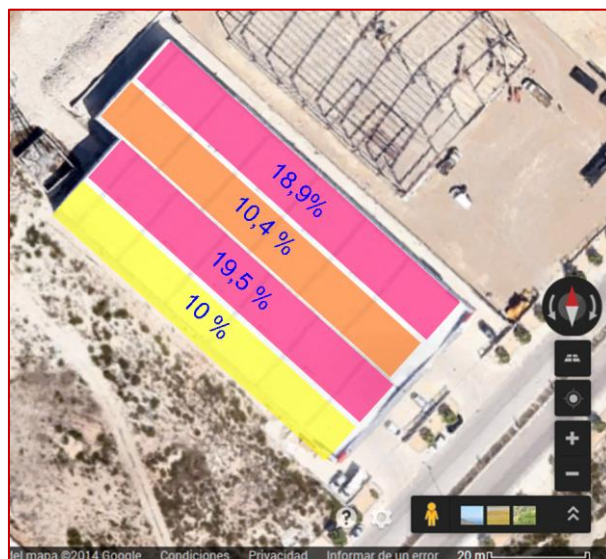


Ilustración 24. Ubicación 3. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
3	1	45	9	10,0	75	10	750	3304	20	22	440	1804	451000	Ingecon SUN power 100	164,53	640,14
	2	-135	9	19,5	75	10	750		20	22	440			Ingecon SUN power 100	147,63	
	3	45	8	10,4	82	11	902		21	22	462			Ingecon SUN power 100	171,76	
	4	-135	8	18,9	82	11	902		21	22	462			Ingecon SUN power 100	156,22	

Tabla 7. Resumen datos ubicación 3.

4.- GANT Energía.

Aunque la imagen satelital de GoogleMaps™ muestra aún la estructura, la nave está ya completamente construida y operativa.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: a dos aguas con orientaciones 45° SO y -135° NE.



Ilustración 25. Ubicación 4. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
4	1	45	4	12,3	36	23	828	1656	21	23	483	966	241500	Ingecon SUN power 100	176	343,86
	2	-135	4	16,6	36	23	828		21	23	483			Ingecon SUN power 100	167,86	

Tabla 8. Resumen datos ubicación 4.

5.- SEUR.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones 45° SO y -135° NE.



Ilustración 26. Ubicación 5. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
5	1	45	9	10,0	63	9	567	3160	21	15	315	1494	373500	Ingecon SUN power 70	117,18	527,64
	2	-135	9	19,5	63	9	567		21	15	315			Ingecon SUN power 70	104,89	
	3	45	9	10,0	80	9	720		21	20	420			Ingecon SUN power 90	155,76	
	4	-135	9	19,5	80	9	720		21	20	420			Ingecon SUN power 90	139,43	
	5	0	34	0,0	10	18	180		12	2	24			Ingecon SUN 1Play 5 TLM	10,377	

Tabla 9. Resumen datos ubicación 5.

6.- CM93.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: a dos aguas con orientaciones 45° SO y -135° NE.



Ilustración 27. Ubicación 6. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
6	1	45	6	11,3	68	14	952	1904	20	14	280	1120	280000	Ingecon SUN power 60	102,28	395
									20	14	280			Ingecon SUN power 60	102,28	
	2	-135	6	17,7	68	14	952		20	14	280			Ingecon SUN power 60	95,22	
									20	14	280			Ingecon SUN power 60	95,22	

Tabla 10. Resumen datos ubicación 6.

7.- Grúas De la Chica y Talleres Montoro-Isuzu.

Naves adosadas de las empresas mencionadas. Fachada principal orientada a 135° NO.

Cubierta: Naves adosadas con cubiertas a dos aguas divididas en 4 secciones cada una con orientaciones 45° SO y -135° NE.



Ilustración 28. Ubicación 7. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
7	1	45	10	9,6	54	8,5	459	3672	21	12	252	2016	504000	Ingecon SUN power 60	93,68	707,12
	2	-135	10	20,2	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1	
	3	45	10	9,6	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	93,68	
	4	-135	10	20,2	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1	
	5	45	10	9,6	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	93,68	
	6	-135	10	20,2	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1	
	7	45	10	9,6	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	93,68	
	8	-135	10	20,2	54	8,5	459		21	12	252			Ingecon SUN power 60	83,1	

Tabla 11. Resumen datos ubicación 7.

8.- Solar Jiennense.

Fachada principal orientada a 135° NO.

Cubierta: cubiertas a dos aguas dividida en 6 secciones cada una con orientaciones 45° SO y -135° NE.

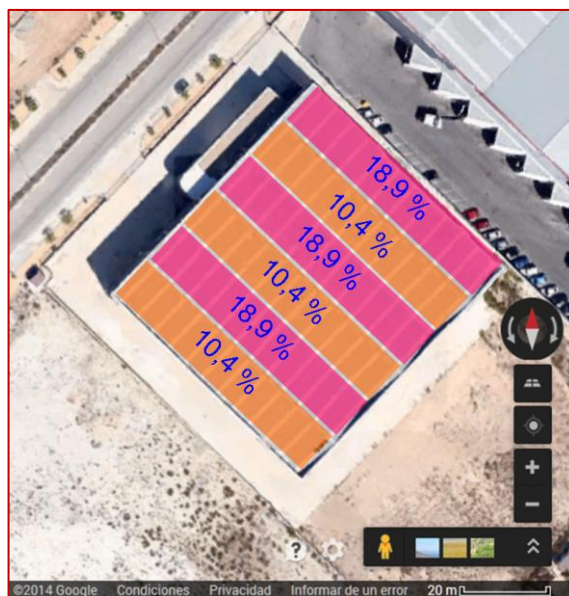


Ilustración 29. Ubicación 8. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
8	1	45	8	10,4	60	11	660	3960	20	19	380	2280	570000	Ingecon SUN Power 80	141,00	806,31
	2	-135	8	18,9	60	11	660		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	127,77	
	3	45	8	10,4	60	11	660		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	141,00	
	4	-135	8	18,9	60	11	660		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	127,77	
	5	45	8	10,4	60	11	660		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	141,00	
	6	-135	8	18,9	60	11	660		20	19	380			Ingecon SUN Power 80	127,77	

Tabla 12. Resumen datos ubicación 8.

9.- Centro logístico Día.

Fachada principal orientada a 135° NO.

Cubierta: cubiertas a dos aguas dividida en 12 secciones con orientaciones 135° NO y -45° SE

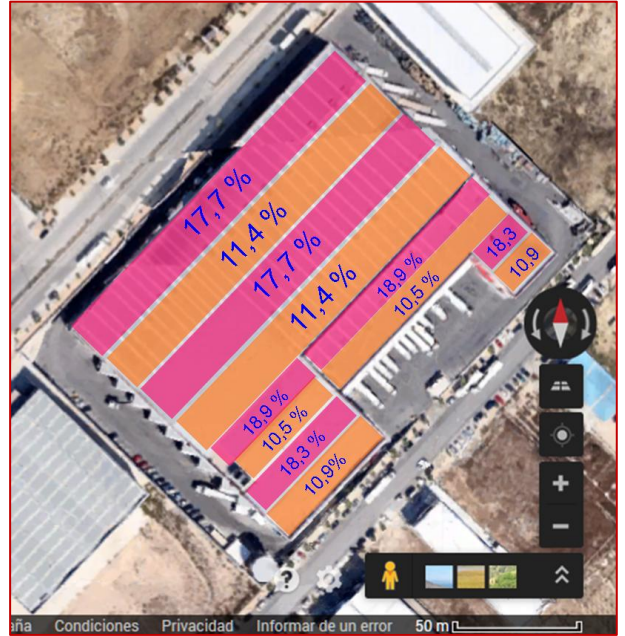


Ilustración 30. Ubicación 9. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
9	1	135	6	17,7	156	14	2184	13923	21	21	441	8136	2034000	Ingecon SUN power 90	149,31	2872,94
									21	21	441			Ingecon SUN power 90	149,31	
	21	20	420	Ingecon SUN power 90	142,18											
	21	21	441	Ingecon SUN power 90	161,54											
	21	21	441	Ingecon SUN power 90	161,54											
	21	20	420	Ingecon SUN power 90	153,84											
	21	21	441	Ingecon SUN power 90	149,31											
	21	21	441	Ingecon SUN power 90	149,31											
	21	20	420	Ingecon SUN power 90	142,18											
	21	21	441	Ingecon SUN power 90	161,54											
	21	21	441	Ingecon SUN power 90	161,54											
	21	20	420	Ingecon SUN power 90	153,84											
21	15	315	Ingecon SUN power 70	105,29												
21	15	315	Ingecon SUN power 70	119,97												
21	20	420	Ingecon SUN power 90	141,09												
21	20	420	Ingecon SUN power 90	154,68												
20	14	280	Ingecon SUN power 60	93,57												
20	14	280	Ingecon SUN power 60	93,57												
20	14	280	Ingecon SUN power 60	103,46												
20	14	280	Ingecon SUN power 60	103,46												
13	13	169	Ingecon SUN 3Play 40 TLM	58,537												
13	13	169	Ingecon SUN 3Play 40 TLM	63,874												

Tabla 13. Resumen datos ubicación 9.

10.- Alumigal.

Fachada principal orientada a 135° NO.
Cubierta: Plana.

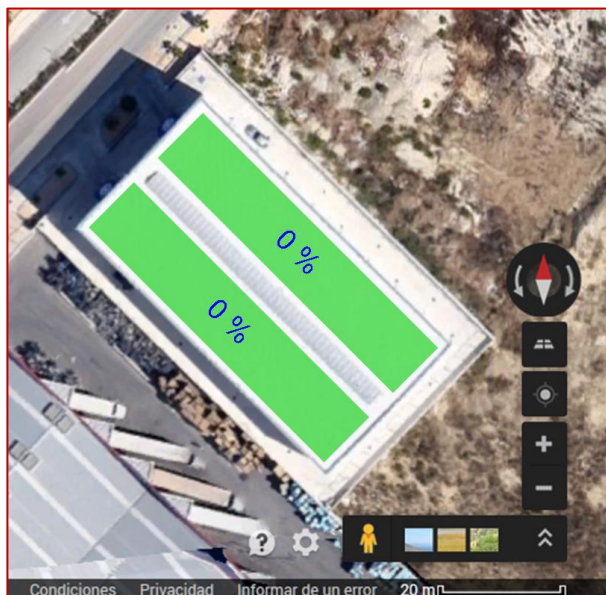


Ilustración 31. Ubicación 10. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (*)	Inclinación (*)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
10	1	0	34	0,0	56	10	560	1568	20	12	240	240	60000	Ingecon SUN power 60	102,59	102,59
	2	0	34	0,0	56	10	560									

Tabla 14. Resumen datos ubicación 10.

11.- Garaje vehículos pesados.

Fachada principal orientada a 135° NO.
Cubierta: cubiertas a dos aguas con orientaciones 45° SO y -135° NE.

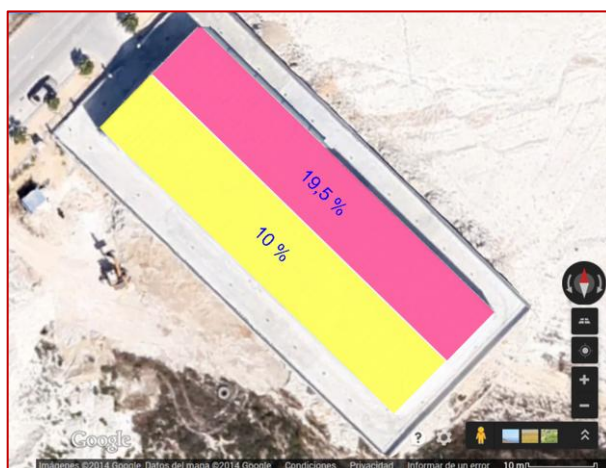


Ilustración 32. Ubicación 11. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (*)	Inclinación (*)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
11	1	45	9	10,0	58	9	522	1044	20	15	300	600	150000	Ingecon SUN power 70	111,58	211,44
	2	-135	9	19,5	58	9	522									

Tabla 15. Resumen datos ubicación 11.

12.- Royal Menú Catering.

Nave de base trapezoidal con la fachada principal orientada a -135° NE y la fachada posterior orientada a 30° SO.

Cubierta: cubiertas a dos aguas con orientaciones de -60° SE y 120° NO.



Ilustración 33. Ubicación 12. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
12	1	120	7	16,4	40	13	520	1118	21	14	294	588	147000	Ingecon SUN power 70	101,50	207,95
	2	-60	7	12,6	40	13	520		21	14	294				106,45	

Tabla 16. Resumen datos ubicación 12.

13.- Rapimueble.

Fachada principal orientada a -45° SE.

Cubierta: a dos aguas con orientaciones 45° SO y -135° NE

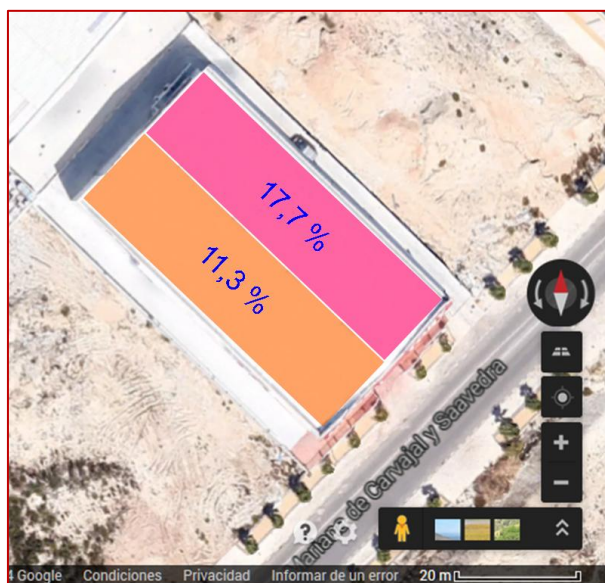


Ilustración 34. Ubicación 13. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
13	1	45	6	11,3	53	15	795	1590	21	22	462	924	231000	Ingecon SUN power 100	168,49	324,95
	2	-135	6	17,7	53	15	795		21	22	462				156,46	

Tabla 17. Resumen datos ubicación 13.

14.- Bevald.

Fachada principal orientada a -45° SE.
Cubierta: a dos aguas con orientaciones 45° SO y -135° NE.

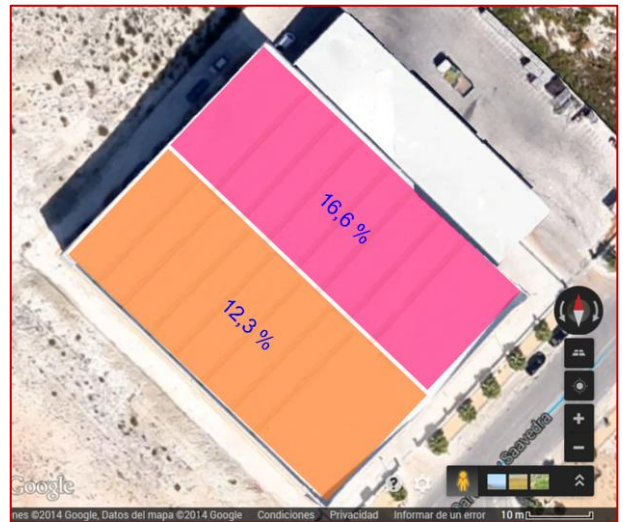


Ilustración 35. Ubicación 14. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
14	1	45	4	12,3	55	22	1210	2420	21	16	336	1344	336000	Ingecon SUN power 70	121,85	475,72
	2	-135	4	16,6	55	22	1210		21	16	336			Ingecon SUN power 70	116,01	
	1	45	4	12,3	55	22	1210		21	16	336			Ingecon SUN power 70	116,01	
	2	-135	4	16,6	55	22	1210		21	16	336			Ingecon SUN power 70	116,01	

Tabla 18. Resumen datos ubicación 14.

15.- Anglo Cars, Grúas Ruiz, Insmac.

Naves adosadas de las empresas mencionadas.

Fachada principal orientada a 135° NO.
Cubierta: Naves adosadas con cubiertas a dos aguas divididas en 2 secciones cada una, con orientaciones de 45° SO y -135° NE



Ilustración 36. Ubicación 15. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
15	1	45	13	8,4	62	6,5	403	1676	20	11	220	900	225000	Ingecon SUN power 50	82,432	318,754
	2	-135	13	22,1	62	6,5	403		20	11	220			Ingecon SUN power 50	70,537	
	3	45	9	10,0	20	9,5	190		18	5	90			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	34,261	
	4	-135	9	19,5	20	9,5	190		18	5	90			Ingecon SUN 3Play 20 TL M	30,811	
	5	45	12	8,8	35	7	245		20	7	140			Ingecon SUN 3Play 33 TL M	53,913	
	6	-135	12	21,5	35	7	245		20	7	140			Ingecon SUN 3Play 33 TL M	46,8	

Tabla 19. Resumen datos ubicación 15.

16.- DCC y nave en venta.

Dos naves adosadas de las empresas mencionadas.

Fachada principal orientada a 135° NO.

Cubierta: Naves adosadas con cubiertas a dos aguas divididas en 2 secciones cada una, con orientaciones de 45° SO y -135° NE.



Ilustración 37. Ubicación 16. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
16	1	45	12	8,8	62	7	434	1652	21	12	252	966	241500	Ingecon SUN power 60	94,38	337,14
	2	-135	12	21,5	62	7	434		21	12	252			Ingecon SUN power 60	81,75	
	3	45	12	8,8	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	86,27	
	4	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	74,74	

Tabla 20. Resumen datos ubicación 16.

17.- Dagipel.

Fachada principal orientada a 135° NO.

Cubierta: a dos aguas divididas con orientaciones de 45° SO y -135° NE.



Ilustración 38. Ubicación 17. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
17	1	45	13	8,4	57	6,5	370,5	741	20	10	200	400	100000	Ingecon SUN power 50	74,57	137,923
	2	-135	13	22,1	57	6,5	370,5		20	10	200			Ingecon SUN power 50	63,353	

Tabla 21. Resumen datos ubicación 17.

18.- Nave en venta.

Fachada principal orientada a 135° NO.

Cubierta: a dos aguas con orientaciones de 45° SO y -135° NE.



Ilustración 39. Ubicación 18. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
18	1	45	13	8,4	27	6,5	175,5	351	18	5	90	180	45000	Ingecon SUN 3Play 20 TLM	34,63	64,168
	2	-135	13	22,1	27	6,5	175,5		18	5	90			Ingecon SUN 3Play 20 TLM	29,538	

Tabla 22. Resumen datos ubicación 18.

19.- Repuestos Roma.

Fachada principal orientada a 20° SO.

Cubierta: a dos aguas con orientaciones de -70° SE y 110° NO.

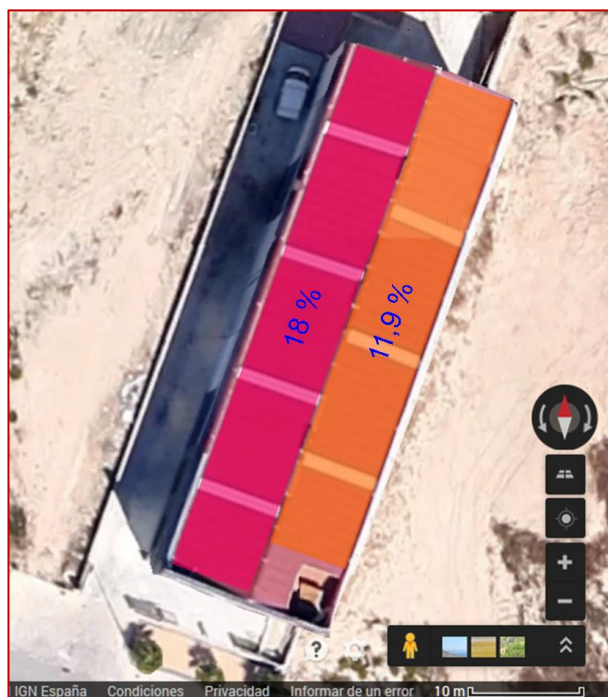


Ilustración 40. Ubicación 19. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
19	1	110	12	18,0	47	7	329	658	21	9	189	357	89250	Ingecon SUN 3Play 40 TLM	65,011	127,494
	2	-70	12	11,9	41	7	287		21	8	168			Ingecon SUN 3Play 40 TLM	62,483	

Tabla 23. Resumen datos ubicación 19.

20.- Cárnicas Mellado.

Fachada principal orientada a 20° SO.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones de 20° SO y 0° -160 NE y una pequeña sección de cubierta de superficie plana.

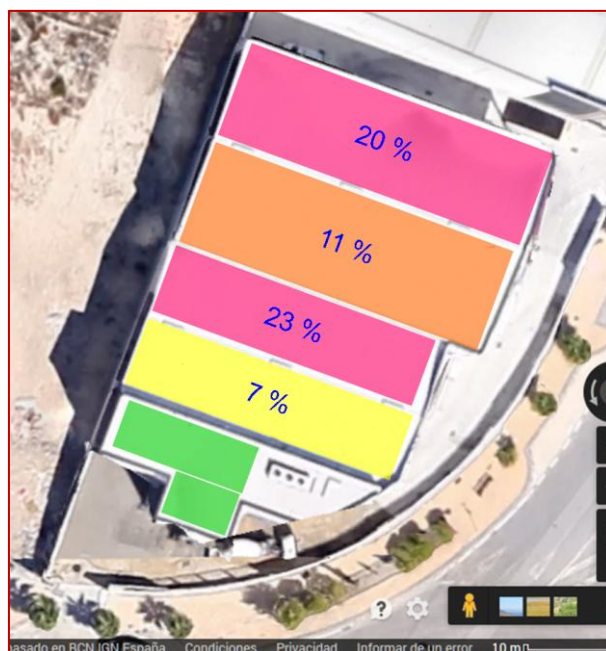


Ilustración 41. Ubicación 20. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (*)	Inclinación (*)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)				
20	1	0	34	0,0	6	3	18	872	14	1	14	438	109500	Ingecon SUN 1Play 3,3 TLM	6,131	157,692				
					12	4	48													
	2	20	14	5,8	22	6	132								13		6	78	Ingecon SUN 3Play 20 TLM	31,001
	3	-160	14	25,4	26	6	156								15		6	90	Ingecon SUN 3Play 20 TLM	28,588
	4	20	11	7,3	28	8	224								16		8	128	Ingecon SUN 3Play 28 TLM	50,119
5	-160	11	22,8	28	8	224	16	8	128	Ingecon SUN 3Play 28 TLM	41,853									

Tabla 24. Resumen datos ubicación 20.

21.- Nave en venta.

Fachada principal orientada a -68° SE.

Cubierta: a dos aguas con orientaciones de 22° SO y -158° NE.



Ilustración 42. Ubicación 21. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (*)	Inclinación (*)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
21	1	22	14	6,0	71	6	426	852	21	12	252	504	126000	Ingecon SUN power 60	96,75	173,21
	2	-158	14	25,2	71	6	426		21	12	252				Ingecon SUN power 60	

Tabla 25. Resumen datos ubicación 21.

22.- Naves adosadas en venta.

Fachada principal orientada a -60° SE.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones de 30° SO y -150° NE.



Ilustración 43. Ubicación 22. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (*)	Inclinación (*)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
22	1	30	12	7,5	61	7	427	1708	21	12	252	1008	252000	Ingecon SUN power 60	92,2	345,44
	2	-150	12	22,9	61	7	427		21	12	252			Ingecon SUN power 60	79,02	
	3	30	12	7,5	61	7	427		21	12	252			Ingecon SUN power 60	95,2	
	4	-150	12	22,9	61	7	427		21	12	252			Ingecon SUN power 60	79,02	

Tabla 26. Resumen datos ubicación 22.

23.- Naves adosadas en venta.

Fachada principal orientada a -55° SE.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones de 35° SO y -145° NE.



Ilustración 44. Ubicación 23. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (*)	Inclinación (*)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
23	1	35	12	7,8	58	7	406	1624	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	87,39	320,216
	2	-145	12	22,5	58	7	406		21	11	231			Ingecon SUN power 50	72,718	
	3	35	12	7,8	58	7	406		21	11	231			Ingecon SUN power 50	87,39	
	4	-145	12	22,5	58	7	406		21	11	231			Ingecon SUN power 50	72,718	

Tabla 27. Resumen datos ubicación 23.

24.- Naves adosadas en venta.

Fachada principal orientada a -50° SE. Posee las mismas dimensiones de la ubicación anterior.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones de 40° SO y -140° NE.



Ilustración 45. Ubicación 24. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
24	1	40	12	8,3	56	7	392	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	86,151	318,774
	2	-140	12	22,0	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,236	
	3	40	12	8,3	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	86,151	
	4	-140	12	22,0	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,236	

Tabla 28. Resumen datos ubicación 24.

25, 26, 27, 28 y 29. Naves adosadas en venta y Gumof.

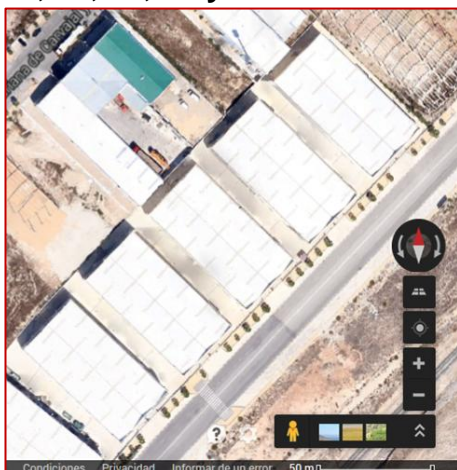


Ilustración 46. Las ubicaciones 25 a 29 son iguales en dimensiones, orientación y cubiertas.

Las naves correspondientes a estas ubicaciones son iguales en orientación y dimensiones por lo que se representan aquí la imagen de las pérdidas por orientación e inclinación sólo de una de ellas. Las naves 26 a 29 son además idénticas entre sí interior y exteriormente. Todas las naves se encuentran sin actividad salvo la ubicación 29 en la que la empresa Gumof ocupa una de las naves adosadas.

Datos individuales:

Fachadas principales orientadas a -45° SE.

Cubiertas: a dos aguas divididas en 4 secciones con orientaciones de 45° SO y -135° NE.

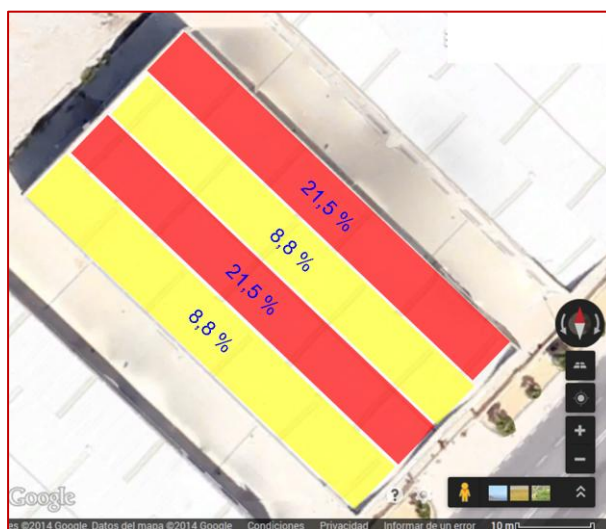


Ilustración 47. Ubicación 26. Pérdidas por orientación e inclinación iguales para las ubicaciones 25 a 29.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
25	1	45	12	8,8	56	7	392	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648	318,904
	2	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
	3	45	12	8,8	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648	
	4	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
26	1	45	12	8,8	56	7	392	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648	318,904
	2	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
	3	45	12	8,8	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648	
	4	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
27	1	45	12	8,8	56	7	392	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648	318,904
	2	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
	3	45	12	8,8	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648	
	4	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
28	1	45	12	8,8	56	7	392	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648	318,904
	2	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
	3	45	12	8,8	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648	
	4	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
29	1	45	12	8,8	56	7	392	1568	21	11	231	924	231000	Ingecon SUN power 50	85,648	318,904
	2	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	
	3	45	12	8,8	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	85,648	
	4	-135	12	21,5	56	7	392		21	11	231			Ingecon SUN power 50	73,804	

Tabla 29. Resumen datos ubicaciones 25 a 29.

30.- Bujarkay y naves en venta.

Naves adosadas de base trapezoidal.

Fachada principal orientada a -60° SE.

Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones de 45° SO y -135° NE.

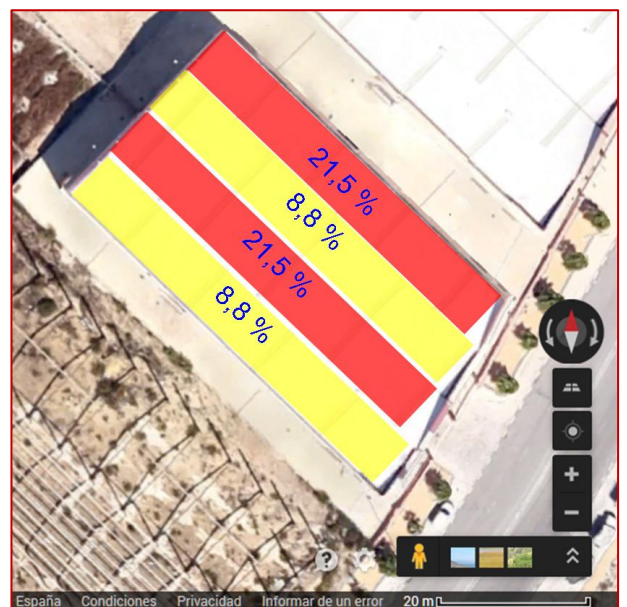


Ilustración 48. Ubicación 30. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimet (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
30	1	45	12	8,8	53,5	7	374,5	1456	20	11	220	840	210000	Ingecon SUN power 50	82,113	292,47
	2	-135	12	21,5	52	7	364		21	10	210			Ingecon SUN power 50	67,642	
	3	45	12	8,8	50,5	7	353,5		21	10	210			Ingecon SUN power 50	78,358	
	4	-135	12	21,5	49	7	343		20	10	200			Ingecon SUN power 50	64,357	

Tabla 30. Resumen datos ubicación 30.

31.- Naves en venta.

Naves adosadas de base trapezoidal.
 Fachada principal orientada a -60° SE.
 Cubierta: a dos aguas dividida en 4 secciones con orientaciones de 45° SO y -135° NE.



Ilustración 49. Ubicación 31. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
31	1	45	12	8,8	43,25	7	302,75	1162	19	9	171	654	163500	Ingecon SUN 3Play 40 TLM	65,82	235,071
	2	-135	12	21,5	41,5	7	290,5		21	8	168			Ingecon SUN 3Play 40 TLM	55,983	
	3	45	12	8,8	39,75	7	278,25		23	7	161			Ingecon SUN 3Play 40 TLM	61,965	
	4	-135	12	21,5	38	7	266		22	7	154			Ingecon SUN 3Play 40 TLM	51,303	

Tabla 31. Resumen datos ubicación 31.

32.- Padel Akademia.

Naves adosadas de base trapezoidal.
 Fachada principal orientada a -60° SE.
 Cubierta: a dos aguas dividida en 8 secciones con orientaciones de 45° SO y -135° NE.

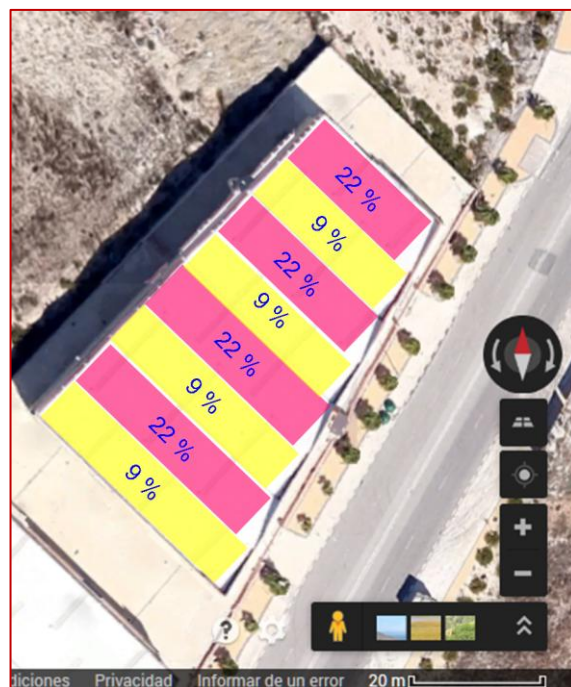


Ilustración 50. Ubicación 32. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
32	1	45	12	8,8	33,25	7	232,75	1596	18	7	126	861	215250	Ingecon SUN 3Play 28 TLM	48,501	309,68
	2	-135	12	21,5	31,5	7	220,5		18	7	126			Ingecon SUN 3Play 28 TLM	41,994	
	3	45	12	8,8	29,75	7	208,25		17	7	119			Ingecon SUN 3Play 28 TLM	45,804	
	4	-135	12	21,5	28	7	196		16	7	112			Ingecon SUN 3Play 28 TLM	37,316	
	5	45	12	8,8	26,25	7	183,75		21	5	105			Ingecon SUN 3Play 28 TLM	40,405	
	6	-135	12	21,5	24,5	7	171,5		14	7	98			Ingecon SUN 3Play 20 TLM	32,666	
	7	45	12	8,8	22,75	7	159,25		13	7	91			Ingecon SUN 3Play 20 TLM	35,028	
	8	-135	12	21,5	21	7	147		12	7	84			Ingecon SUN 3Play 20 TLM	27,966	

Tabla 32. Resumen datos ubicación 32.

33.- Transportes Azkar.

Fachada principal orientada a -172° NE .

Cubierta: a dos aguas con orientaciones de -82° SE y 98° NO.



Ilustración 51. Ubicación 33. Pérdidas por orientación e inclinación.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	Superficie total ubicación (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº total de módulos ubicación	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
33	1	98	5	15,0	52	17	884	1872	21	23	483	966	241500	Ingecon SUN power 100	168,72	339,99
	2	-82	5	14,0	52	17	884		21	23	483				171,27	

Tabla 33. Resumen datos ubicación 33.

5.1.9.- Evacuación de la energía eléctrica producida.

Puesto que uno de los objetivos era el estudio del potencial fotovoltaico máximo de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén, el enfoque seguido en el estudio ha sido el de considerar que toda la energía producida en todo momento por los distintos generadores fotovoltaicos era inyectada en la red. Otros enfoques como el del autoconsumo o el balance energético no se han contemplado ya que no se disponen de datos fehacientes del consumo eléctrico real de cada una de las empresas radicadas en el mismo. Me ha parecido también el enfoque más realista teniendo en cuenta que muchas de las naves industriales construidas se encuentran aún sin actividad.

Por otro lado, la estimación del consumo de un polígono industrial no es una tarea sencilla ya que depende del tipo de empresas radicadas en él. Así, el consumo eléctrico total y el perfil horario de este es completamente distinto entre, por ejemplo, un concesionario de vehículos (como Savoy en el caso del Parque Empresarial Nuevo Jaén) y un centro logístico de productos de alimentación, (como el centro logístico de Día en el Parque Empresarial). Horarios, maquinaria, dimensiones de las instalaciones, etc, hacen que los perfiles de consumo y el consumo final dependa directamente del tipo de actividad realizada en la nave industrial.

En nuestro caso el enfoque de la conexión a red, es también apropiado desde el punto de vista de la evacuación de la energía generada ya que el Parque Empresarial Nuevo Jaén dispone de una red eléctrica con 29 centros de transformación distribuidos por toda su superficie y justo a la entrada sur del Parque Empresarial está situada la subestación eléctrica Vaciacostales de 132/20 kV y 1x30MVA.



Fotografía 6. Subestación Vaciacostales junto a la ubicación 1, Concesionario Savoy.

En la ilustración siguiente, se han incluido en el plano de ubicaciones las localizaciones de los centros de transformación y de la subestación Vaciacostales.



Ilustración 52. Las posiciones de los centros de transformación están marcadas en color morado y con la leyenda "CT". En la esquina inferior izquierda y junto a la ubicación 1, está situada la subestación Vaciacostales.

5.2.- Alternativas de sistemas fotovoltaicos en naves con orientación óptima.

En el presente apartado se presentan dos alternativas de cubierta de nave industrial fotovoltaica bajo las premisas de posibilitar la orientación e inclinación óptimas y maximizar el aprovechamiento de la superficie de la cubierta.

5.2.1.- Nave rectangular con cubierta plana horizontal y orientación norte-sur.

Conceptual y constructivamente es la alternativa más sencilla pero no permitiría la integración fotovoltaica sino que se requerirían estructuras adicionales de soporte de los módulos para conseguir la inclinación óptima. La dirección norte-sur de la cubierta y sus dimensiones, permiten el aprovechamiento máximo de la cubierta así como la correcta adaptación entre la potencia del generador FV y el inversor elegido.

Mediante esta propuesta se pretende resaltar las ventajas de garantizar en el planeamiento de los viales del polígono industrial que las naves pueden orientarse en dirección norte-sur así como las ventajas de que la cubierta de las naves industriales sea plana, horizontal y libre de elementos que produzcan sombras sobre los módulos o sean incompatibles con la instalación de estos, permitiendo el montaje de los módulos con la orientación e inclinación óptimas.

Con esta premisa se ha simulado mediante el programa [PVSYST V6.24](#) una cubierta plana con un generador fotovoltaico formado por 22 cadenas en paralelo de 21 módulos [ISF-250P](#) en serie (462 módulos) instalados de forma apaisada con orientación (0°) e inclinación (34°) óptimas y con un inversor Ingecon Sun power 100. Esta configuración de generador maximiza el aprovechamiento del inversor y tendría como dimensiones unos 35m (1,67m/módulo x 21) por 47 m ((0,83+1,3)x22), es decir una cubierta de área 1654 m², dimensiones comparables por ejemplo a las de la ubicación 4 (1656 m²) y ligeramente superiores a las de las ubicaciones 25 a 29 (1568 m²) que son las más repetidas en el Parque Empresarial.

Un sistema fotovoltaico con esta configuración, podría generar en las condiciones de irradiación existentes en el Parque Empresarial Nuevo Jaén y con las mismas pérdidas generales del apartado 5.1.5 consideradas en la simulación, una energía anual de 199,03 MWh. En las páginas siguientes se recoge la simulación de este sistema realizada con [PVSYST V6.24](#).

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ ubicación (MWh)
Cubierta plana horizontal	1	0	34	0	47	35	1645	21	22	462	115500	Ingecon SUN power 100	199,03

Tabla 34. Resumen de datos propuesta cubierta plana horizontal.

Teniendo en cuenta que la superficie total de cubiertas del Parque Empresarial es de 72243 m², podemos estimar la energía anual que producirían 43 cubiertas (72243 ÷ 1654 = 43,7) con los sistemas de la alternativa propuesta. Esta sería de 199,03x 43 = 8558,29 MWh anuales producidos con un total de 19866 (43x462) módulos fotovoltaicos. Con la alternativa de cubiertas planas horizontales se producirían 1723,2 Wh anuales por Wp instalado, frente a los 1414,8 Wh anuales por Wp instalado que aportarían los sistemas fotovoltaicos estudiados en los apartados anteriores para la configuración real de las cubiertas del Parque Empresarial.

Una ventaja adicional de esta configuración es la importante reducción en el número y tipos de inversores empleados, 43 inversores de un sólo tipo frente a los 141 inversores de 12 tipos diferentes que habrían de emplearse en las cubiertas actuales.

PVSYST V6.24		19/09/14	Página 1/3
Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal			
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque Empresarial Nuevo Jaen			
Lugar geográfico	Parque Empresarial Nuevo Jaen	País	España
Ubicación	Latitud 37.8°N	Longitud	3.8°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT	Altitud	397 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos:	Parque Empresarial Nuevo Jaen	Síntesis - PVGIS_SAF 1998-2011	
Variante de simulación : Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal			
	Fecha de simulación	19/09/14 02h01	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación 34°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	ISF-250 P
		Fabricante	Isofoton
Número de módulos FV		En serie	21 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	462
Potencia global generador		Nominal (STC)	116 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	567 V
Superficie total		Superficie módulos	766 m²
		En paralelo	22 cadenas
		Pnom unitaria	250 Wp
		En cond. funciona.	103 kWp (50°C)
		I mpp	182 A
Inversor		Modelo	Ingecon Sun 100
		Fabricante	Ingeteam
Características		Tensión Funciona.	405-750 V
		Pnom unitaria	100 kW AC
Factores de pérdida Generador FV			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	53 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Factores de pérdida del sistema			
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables	69 m 3x70 mm²	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Indisponibilidad del sistema		7.3 días, 3 periodos	Fracción de tiempo 2.0 %
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)		

PVsystr Evaluation mode

Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

Ilustración 53. Página 1 del informe de simulación de la propuesta de cubiertas planas horizontales con orientación e inclinación óptimas.

Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Proyecto Conectado a la Red at Parque_Empresarial_Nuevo_Jaen**

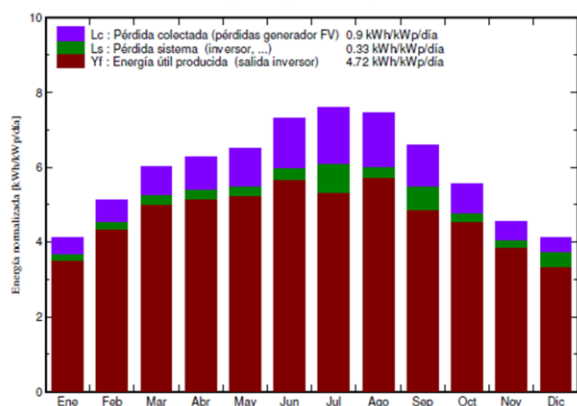
Variante de simulación : **Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	462	Pnom total 116 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100	Pnom 100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

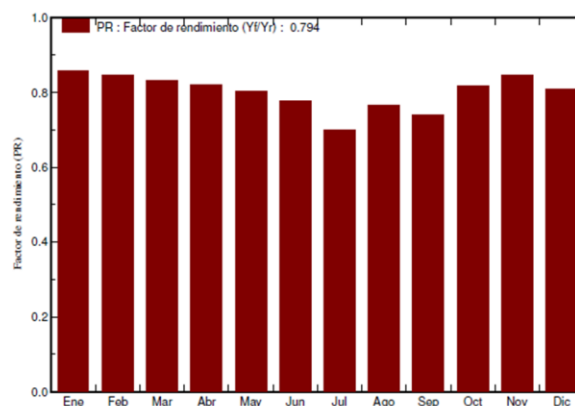
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	199.0 MWh/año	Produc. específico 1723 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	79.4 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 116 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	77.2	9.00	127.4	120.7	13.23	12.61	13.56	12.93
Febrero	97.7	10.50	143.8	136.2	14.75	14.04	13.40	12.75
Marzo	148.2	13.50	186.9	176.8	18.86	17.96	13.18	12.55
Abril	174.9	15.20	188.6	177.5	18.78	17.88	13.01	12.38
Mayo	209.3	19.10	202.0	189.9	19.73	18.77	12.76	12.14
Junio	240.9	24.40	219.6	206.3	20.71	19.70	12.32	11.72
Julio	251.4	27.00	235.8	222.1	21.88	19.06	12.12	10.55
Agosto	223.5	26.80	231.7	218.6	21.54	20.51	12.15	11.56
Septiembre	164.4	22.40	198.1	187.3	19.02	16.89	12.55	11.14
Octubre	123.7	18.20	172.4	163.3	17.08	16.28	12.94	12.33
Noviembre	83.4	12.40	136.6	129.4	14.02	13.37	13.40	12.78
Diciembre	76.3	9.60	128.1	121.3	13.38	11.96	13.65	12.20
Año	1870.8	17.38	2171.1	2049.3	212.97	199.03	12.81	11.98

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque_Empresarial_Nuevo_Jaen

Variante de simulación : Propuesta Nave Cubierta Plana Horizontal

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	462	Pnom total 116 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100	Pnom 100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año

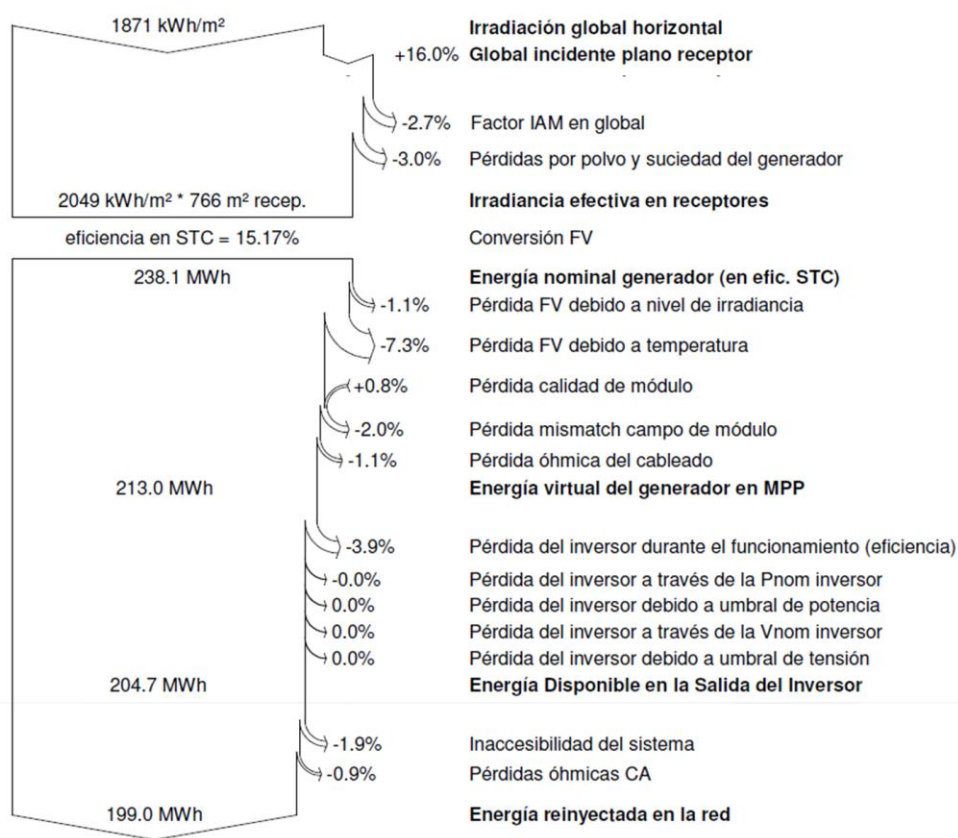


Ilustración 55. Página 3 del informe de simulación de la propuesta de cubiertas planas horizontales con orientación e inclinación óptimas.

5.2.2.- Nave rectangular con cubierta plana inclinada y orientación norte-sur.

Es la opción que permite un mayor aprovechamiento de la cubierta con superficie fotovoltaica pero supone asumir un cierto porcentaje de pérdidas por inclinación no óptima ya que en nuestras latitudes, construir una cubierta con la inclinación óptima llevaría a estructuras de gran altura y coste difícilmente justificables en el contexto de naves industriales.

Esta propuesta permite además considerar la integración de los módulos en la cubierta pudiendo sustituir a los materiales constructivos de la misma.

Cubiertas fotovoltaicas de este tipo se han construido ya en distintos puntos del levante español por la compañía inmobiliaria [GET](#). Un ejemplo puede verse en la fotografía.

De nuevo se trataría de garantizar en el planeamiento de los viales del polígono industrial que las naves pueden orientarse en dirección norte sur y que su cubierta es plana y posee cierta inclinación, que será función de las limitaciones en altura que determine el plan parcial de desarrollo del polígono industrial.

En nuestro caso, para esta segunda propuesta se ha considerado una cubierta con las mismas dimensiones de la propuesta anterior 47mx35m, pero con una inclinación de 6°. Esta inclinación se ha fijado para cumplir, por un lado el requerimiento de altura máxima 12 m que fija el Plan Parcial de desarrollo del Parque Empresarial Nuevo Jaén y por otro para garantizar en cualquier caso el acceso de los vehículos de mayor altura (4,5 m) que permite nuestra reglamentación sobre vehículos pesados [23]. Para ello se ha fijado una altura mínima de la nave industrial de 7 metros que con las dimensiones mencionadas y por trigonometría arroja la inclinación de 6° considerada.

Con estas dimensiones se ha definido, con el fin de emplear los mismos inversores de la propuesta anterior, que la cubierta estaría ocupada por dos generadores fotovoltaicos de 22 ramas en paralelo de 21 módulos ISF-250 en serie, cada una es decir, dos sistemas como los de la propuesta anterior pero con generadores fotovoltaicos con inclinación de 6°.

Con estas condiciones, la simulación mediante el programa [PVSYST V6.24](#) arroja que cada generador fotovoltaico podría generar en las condiciones de irradiación existentes en el Parque Empresarial Nuevo Jaén y con las mismas pérdidas generales del apartado 5.1.5, una energía anual de 172,58 MWh y por tanto la cubierta podría llegar a generar hasta 345,16 MWh anuales. En las páginas siguientes se recoge la simulación de este sistema realizada con [PVSYST V6.24](#).



Fotografía 7. Ejemplo de cubierta solar para naves industriales en Alhama de Murcia, desarrollada por la empresa inmobiliaria [GET](#) con 2,9 MWp de potencia instalada.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	nº módulos /generador FV	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sistema FV (MWh)	Energía anual inyectada en la red/ubicación (MWh)
Cubierta plana inclinada	1	0	6	10	47	35	1645	21	22	462	924	231000	Ingecon SUN power 100	172,58	345,16
								21	22	462					

Tabla 35. Resumen de datos propuesta cubierta plana inclinada.

De nuevo y puesto que las dimensiones de la cubierta son iguales a las de la propuesta anterior, podemos estimar la energía anual que producirían 43 cubiertas como las de esta alternativa, equivalentes a la superficie total de las cubiertas actuales del Parque Empresarial. Esta sería de $345,16 \times 43 = 14841,88$ MWh anuales producidos con un total de 39732 (43x924) módulos fotovoltaicos [ISF-250P](#). Con esta alternativa de cubiertas planas inclinadas 6°, se producirían 1494,2 Wh anuales por Wp instalado frente a los 1723,2 Wh anuales por Wp instalado que se producirían con la alternativa anterior de cubiertas planas horizontales y frente a los 1414,8 Wh anuales por Wp instalado que aportarían los sistemas fotovoltaicos estudiados en los apartados anteriores para la configuración real de las cubiertas del Parque Empresarial.

Con esta segunda alternativa serían necesarios 86 inversores Ingecon SUN power 100 frente a los 43 de la alternativa anterior.

En la tabla siguiente se comparan los resultados globales del análisis de las cubiertas actuales del Parque Empresarial y de las dos alternativas consideradas.

	nº total de módulos ISF-250	Potencia pico (kWp)	nº total de inversores	Tipos de inversores	Energía anual inyectada en la red (MWh)	Energía anual generada/Wp (Wh/Wp)
Cubiertas actuales	37737	9434	141	12	13347,2	1414,8
Cubierta plana horizontal	19866	4967	43	1	8558,3	1723,2
Cubierta plana inclinada 6º	39732	9933	86	1	14841,9	1494,2

Tabla 36. Comparación de resultados globales.

De la comparación de los resultados se desprende que la alternativa de ejecutar las naves industriales con cubiertas planas horizontales orientadas al sur sobre las que se montarían filas de módulos con orientación e inclinación óptimas es la más indicada cuando lo que se pretende es maximizar la producción de energía eléctrica por Wp instalado además de ser la que requiere un menor coste de inversión en inversores y módulos fotovoltaicos. Requiere sin embargo estructuras de soporte adicionales para la instalación módulos y no permite la integración de estos.

Si se pretende maximizar la energía eléctrica total inyectada en red, la alternativa a elegir sería la de diseñar las naves industriales con cubiertas planas orientadas al sur e inclinadas. Esta opción será tanto más ventajosa energéticamente cuanto más cerca de la inclinación óptima se encuentre la inclinación de la cubierta, pero a la vez será constructivamente más costosa y generará viales mucho más anchos y como consecuencia pérdida de terreno industrial si se quieren evitar pérdidas por sombreado.

La situación actual de las cubiertas del Parque Empresarial es la que presenta peores resultados tanto en número y tipo de inversores necesarios, así como en producción de electricidad por Wp instalado.

PVSYST V6.24		19/09/14	Página 1/3		
Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada					
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto :	Proyecto Conectado a la Red at Parque_Empresarial_Nuevo_Jaen				
Lugar geográfico	Parque Empresarial Nuevo Jaen	País	España		
Ubicación	Latitud	37.8°N	Longitud	3.8°W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT	Altitud	397 m	
	Albedo	0.20			
Datos climatológicos:	Parque Empresarial Nuevo Jaen	Síntesis - PVGIS_SAF 1998-2011			
Variante de simulación : Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada					
	Fecha de simulación	19/09/14 02h50			
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor	Inclinación	6°	Acimut	0°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm	
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos				
Sombras cercanas	Sin sombreado				
Características generador FV					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	ISF-250 P		
		Fabricante	Isoton		
Número de módulos FV		En serie	21 módulos	En paralelo	22 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	462	Pnom unitaria	250 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	116 kWp	En cond. funciona.	103 kWp (50 °C)
Caract. funcionamiento del generador (50 °C)		V mpp	567 V	I mpp	182 A
Superficie total		Superficie módulos	766 m²		
Inversor					
		Modelo	Ingecon Sun 100		
		Fabricante	Ingeteam		
Características		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	100 kW AC
Factores de pérdida Generador FV					
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas	3.0 %	
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	53 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Factores de pérdida del sistema					
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables	69 m 3x70 mm²	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Indisponibilidad del sistema		7.3 días, 3 períodos	Fracción de tiempo	2.0 %	
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)				

PVsystr Evaluation mode

Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

Ilustración 56. Página 1 del informe de simulación de la propuesta de cubiertas planas inclinadas 6° con orientación óptima.

Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque_Empresarial_Nuevo_Jaen

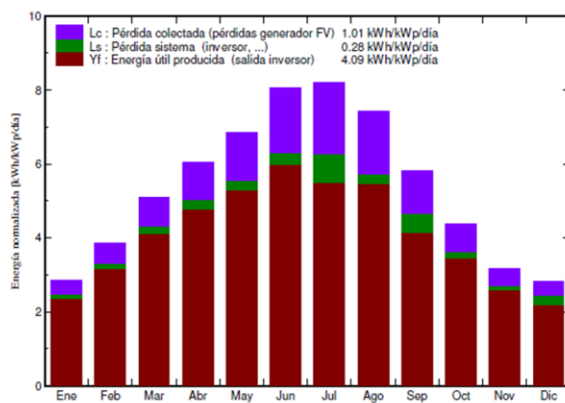
Variante de simulación : Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV		inclinación	6°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV		N° de módulos	462	Pnom total 116 kWp
Inversor		Modelo	Ingecon Sun 100	Pnom 100 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

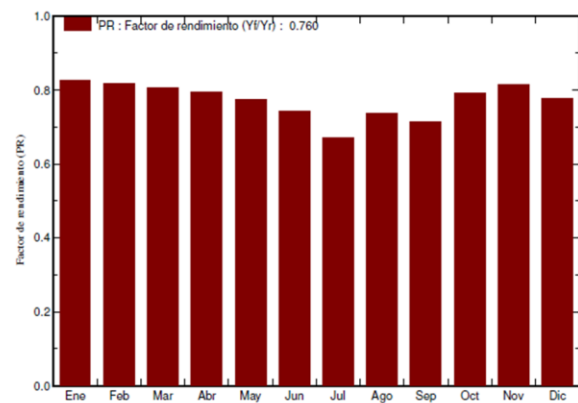
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	172.6 MWh/año	Produc. específico	1494 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	76.0 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 116 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	77.2	9.00	88.1	81.0	8.81	8.41	13.06	12.46
Febrero	97.7	10.50	108.4	100.5	10.74	10.24	12.94	12.35
Marzo	148.2	13.50	158.5	148.0	15.47	14.78	12.75	12.18
Abril	174.9	15.20	181.1	169.6	17.41	16.61	12.56	11.98
Mayo	209.3	19.10	212.2	199.3	19.93	18.99	12.27	11.70
Junio	240.9	24.40	241.9	227.9	21.81	20.79	11.77	11.23
Julio	251.4	27.00	254.0	239.9	22.50	19.65	11.57	10.11
Agosto	223.5	26.80	230.0	216.7	20.49	19.55	11.63	11.10
Septiembre	164.4	22.40	174.3	163.2	16.14	14.38	12.10	10.78
Octubre	123.7	18.20	135.4	125.9	12.95	12.37	12.49	11.94
Noviembre	83.4	12.40	95.1	87.5	9.38	8.95	12.89	12.29
Diciembre	76.3	9.60	87.4	80.3	8.79	7.86	13.13	11.74
Año	1870.8	17.38	1966.4	1839.8	184.42	172.58	12.25	11.46

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Ilustración 57. Página 2 del informe de simulación de la propuesta de cubiertas planas inclinadas 6° con orientación óptima.

Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Parque_Empresarial_Nuevo_Jaen

Variante de simulación : Propuesta Nave Cubierta Plana Inclinada

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	6°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	ISF-250 P	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	462	Pnom total 116 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100	Pnom 100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año

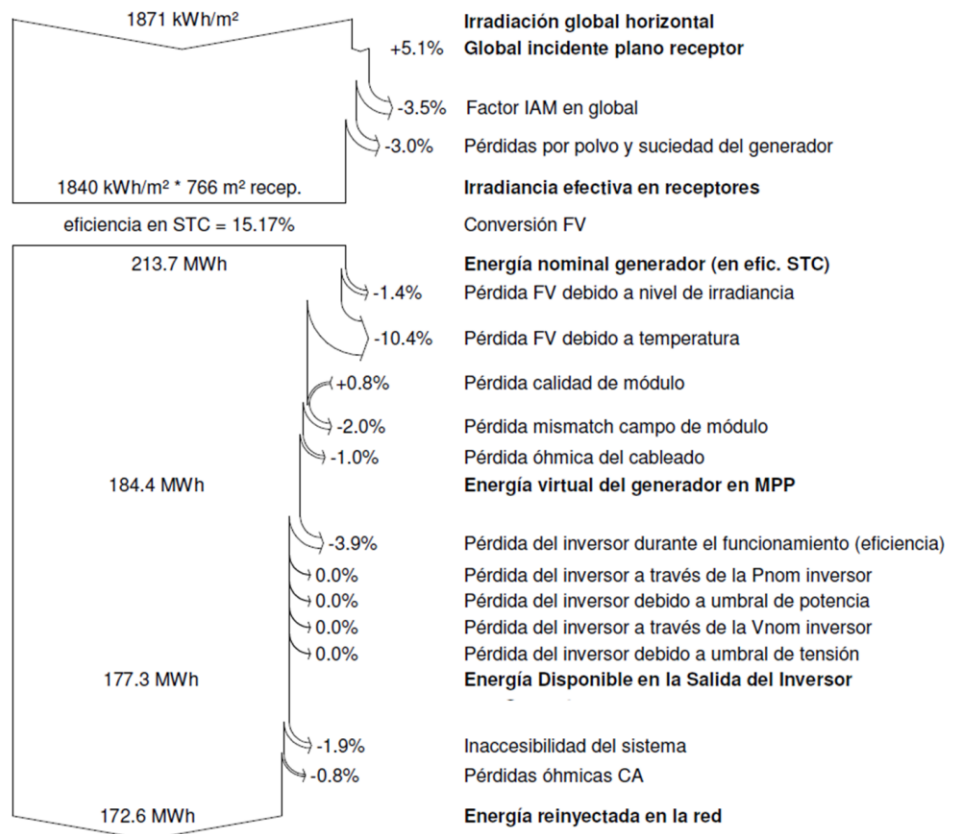


Ilustración 58. Página 3 del informe de simulación de la propuesta de cubiertas planas inclinadas 6° con orientación óptima.

5.3.- Aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén según los requerimientos del Código Técnico de la Edificación.

En los apartados anteriores se ha realizado el análisis del potencial fotovoltaico de las cubiertas de las naves industriales del Parque Empresarial considerando la instalación de sistemas fotovoltaicos en todas las cubiertas disponibles independientemente de las pérdidas por inclinación y orientación de estas e independientemente del uso de la nave industrial.

En este apartado vamos a estudiar, las repercusiones que tendría, sobre el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial, la aplicación exclusiva de los requerimientos mínimos fijados en la [sección HE 5 del Código Técnico de la Edificación](#) [24], que establece la contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica de los edificios.

5.3.1.- Efecto del apartado 1.1. "Ámbito de aplicación" del CTE HE 5.

En el apartado 1.1 de la sección HE 5 del CTE se establece que sólo en el caso de edificios que superen los 5000 m² construidos existe obligación de contribución fotovoltaica, siempre y cuando el uso del edificio esté contemplado entre los recogidos en la tabla 1.1 del mencionado documento, tabla que se reproduce a continuación. Esta obligación es aplicable tanto para edificios de nueva construcción, como para aquellos que se reformen íntegramente, o que tengan un cambio de uso y este pase a estar recogido en la mencionada tabla o que como consecuencia de una ampliación superen los 5000 m² quedando exentos los edificios históricos declarados como protegidos.

Tabla 1.1 Ámbito de aplicación	
Tipo de uso	
Hipermercado	
Multi-tienda y centros de ocio	
Nave de almacenamiento y distribución	
Instalaciones deportivas cubiertas	
Hospitales, clínicas y residencias asistidas	
Pabellones de recintos feriales	

Tabla 37. Tabla 1.1 de la sección HE 5 del CTE

Analizaremos ambos criterios por separado y después conjuntamente para ver su efecto.

El requerimiento de que las instalaciones deben tener más de 5000 m² construidos, por sí solo, implica que de las 33 ubicaciones y 52 naves industriales estudiadas, sólo 2 ubicaciones estarían obligadas a la contribución fotovoltaica. En concreto la ubicación 1, el concesionario de vehículos Savoy, con 5776 m² de cubiertas y que además al poseer tres plantas supera los 15000 m² de superficie construida y la ubicación 9, el centro logístico de la empresa Día, con 13923 m². Es decir de los 72243 m² de cubiertas potencialmente utilizables que posee el Parque Empresarial, este criterio reduciría la obligación a sólo 19599 m², es decir, supone una reducción del 73 % de las superficies disponibles.

El segundo requerimiento, por sí solo, relacionado con los usos de los edificios recogidos en la tabla 1.1 de la sección HE 5 del CTE, recogida arriba, obligaría únicamente a las ubicaciones 9, el centro logístico de la empresa Día, por estar dedicado al almacenamiento y distribución y a la ubicación 32, el centro de deportes Padel Akademia, con 1596 m², por tratarse de una instalación deportiva cubierta. Es decir de los 72243 m² de cubiertas potencialmente utilizables que posee el Parque Empresarial, este segundo criterio reduciría la obligación a sólo 15519 m², es decir, supone una reducción, aún mayor, del 79 % de las superficies disponibles.

Finalmente, la combinación de ambos criterios, especificados en el apartado 1.1 de la sección HE 5 del CTE llevaría a que sólo una nave, la del centro logístico de la empresa Día, estaría obligada a la instalación de sistemas fotovoltaicos. Supone por tanto una reducción del 81% de la superficie disponible en las cubiertas del parque empresarial, es decir, sólo 13923 m² de los 72243 m² disponibles en las cubiertas de las naves industriales estarían obligadas a contribución, por aplicación del apartado 1.1 de la sección HE5 del CTE. En otros términos, de 52 naves industriales, sólo una estaría obligada a contribuir a la generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos. Ello da una idea de la absoluta falta de apoyo a la energía fotovoltaica que supone el actual Código Técnico de la Edificación.

5.3.2.- Efecto del apartado 2.2.1. "Potencia eléctrica mínima" del CTE HE 5.

Si además del apartado 1.1 estudiado anteriormente, aplicamos el apartado 2.2.1., para cuantificar la exigencia fotovoltaica sobre la ubicación 9 el resultado es aún más decepcionante.

Según este apartado, la potencia fotovoltaica mínima a instalar ha de calcularse con la fórmula

$$P = C \cdot (0,002 \cdot S - 5)$$

en la que:

P es la potencia nominal a instalar en kW.

C es el coeficiente definido en la tabla 2.1 del HE5 del CTE en función de la zona climática que se establece en el apartado 4.1 del HE 5 del CTE

S la superficie construida del edificio en m².

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

Tabla 38. Tabla 2.1 de la sección HE 5 del CTE.

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0

Tabla 39. Tabla 4.1 de la sección HE 5 del CTE.

En nuestro caso y puesto que el [Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT](#) [25], publicado en el año 2012 por la Agencia Estatal de Meteorología, muestra una irradiancia global media diaria entre 1983 y 2005 de 5.18 kWh/m²/día para la ciudad de Jaén, según la tabla 4.1 del HE 5, reproducida arriba, el Parque Empresarial Nuevo Jaén, se encuentra en la zona climática V y por tanto según la tabla 2.1 del HE 5, reproducida también arriba, el coeficiente climático a emplear es C=1,4.

Así pues, aplicando la fórmula anterior para la nave logística de la empresa Día tendremos que:

$$P = 1,4 \cdot (0,002 \cdot 13923 - 5) = 31,98 \text{ kW}$$

En conclusión, la aplicación de los apartados 1.1 y 2.2.1. de CTE HE 5 hace que de los 9434 kWp que potencialmente podrían instalarse en la cubierta del parque empresarial nuevo Jaén, sólo habría obligación de instalar 32 kWp, es decir, una reducción del 99,6%, y sólo una de las 52 naves industriales analizadas estaría obligada a tal instalación.

Este resultado, en mi opinión, da idea del despilfarro de superficie y de energía que nuestra reglamentación promueve.

5.3.3.- Efecto del apartado 2.2.2 "Pérdidas por orientación, inclinación y sombras" del CTE HE 5.

Este apartado del HE 5, marca las pérdidas máximas que podrán tener los módulos por las causas indicadas. Puesto que hemos supuesto en el estudio que no hay pérdidas por sombras, analizamos aquí sólo si las pérdidas por orientación e inclinación serían asumibles, dado que en el caso de la ubicación 9 hemos supuesto que los módulos fotovoltaicos se instalan por superposición.

Las pérdidas máximas por estos conceptos las recoge el HE 5 en su tabla 2.3 que se reproduce a continuación.

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

Tabla 40. Tabla 2.3 de la sección HE 5 del CTE.

La cubierta de la nave logística de la empresa Día, ubicación 9, posee 12 secciones con las pérdidas por orientación e inclinación recogidas en la tabla 13, una parte de la cual se recoge a la derecha.

Como para las cubiertas a dos o más aguas hemos supuesto que el montaje de los módulos es por superposición, las pérdidas por orientación e inclinación podrían ser de hasta un 20%, según la tabla 2.3 del HE 5. Por tanto, cualquier cubierta sería válida para el montaje de los módulos, aunque obviamente serían preferibles las de menores pérdidas, es decir, las secciones 6 ó 10 con un 10,5% de pérdidas por orientación e inclinación serían las elegidas. Ambas poseen dimensiones suficientes para albergar los, en principio, 128 módulos [ISF-250P](#) que serían necesarios para el sistema de 32 kW a que obligaría el HE 5 del CTE.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	Superficie total ubicación (m²)
9	1	135	6	17,7	156	14	2184	13923
	2	-45	6	11,4	156	14	2184	
	3	135	6	17,7	156	14	2184	
	4	-45	6	11,4	156	14	2184	
	5	135	8	18,9	50	11	550	
	6	-45	8	10,5	50	11	550	
	7	135	7	18,3	56	13	728	
	8	-45	7	10,9	56	13	728	
	9	135	8	18,9	90	11	990	
	10	-45	8	10,5	90	11	990	
	11	135	7	18,3	23	13	299	
	12	-45	7	10,9	23	13	299	

Tabla 41. Sección de la tabla 13 con las pérdidas por orientación e inclinación de la ubicación 9.

5.3.4.- Resumen del efecto de la aplicación del CTE HE 5.

Como se ha visto en los apartados anteriores, la aplicación del CTE HE 5, sólo obliga a la nave de la ubicación 9 a la instalación de un sistema de 32 kW, es decir 128 módulos [ISF-250P](#). Este sistema se instalaría en una sección de su cubierta (la sección 6 o la sección 10) con pérdidas por orientación e inclinación del 10,5%.

Puesto que Ingeteam no dispone de inversores de 32 kW, se ha elegido para realizar la simulación con [PVSYST V6.24](#), el inversor trifásico Ingecon Sun 3Play TL M, y la configuración del generador sería de 8 cadenas en paralelo de 17 módulos en serie, es decir 136 módulos [ISF-250P](#) con una potencia fotovoltaica total del generador de 34 kWp.

Ubicación	Sección de cubierta	Azimut (°)	Inclinación (°)	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Ancho sección (m)	Superficie sección (m2)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	Potencia pico total ubicación (Wp)	Inversor	Energía anual inyectada en la red/ sistema (MWh)
9	6	-45	8	10,5	50	11	550	17	8	136	34000	Ingecon SUN 3Play 33 TLM	51,23

Tabla 42. Sistema FV mínimo a que obliga el HE 5 del CTE.

La simulación de este sistema mínimo al que obliga el HE 5 del CTE arrojaría una producción de energía anual de 51,23 MWh, frente a los 13347,15 MWh que se generarían si se aprovecharan todas las cubiertas disponibles, es decir, una reducción del 99,6%. Así pues, el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial al que obliga el Código Técnico de la Edificación es irrisorio frente al aprovechamiento máximo que podría obtenerse en su estado actual.

5.4.- Escenarios alternativos de aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén.

Se ha demostrado en el apartado anterior que la sección HE 5 del Código Técnico de la Edificación no es una reglamentación adecuada para impulsar el desarrollo de la energía fotovoltaica. Ni el criterio de superficie edificada mínima, ni el de uso de la edificación favorecen la instalación de sistemas fotovoltaicos en las cubiertas de las naves industriales de un parque empresarial. Son criterios que, en mi opinión, carecen de una justificación técnica o económica lógicas.

Sin embargo, el criterio de pérdidas límite por orientación, inclinación y sombras, sí podría tomarse como un criterio lógico de aprovechamiento de las cubiertas de una nave industrial para maximizar la producción de los generadores fotovoltaicos instalados y evitar su instalación en zonas de mayores pérdidas.

En este apartado se pretende evaluar cuál sería el resultado de exigir el requerimiento de pérdidas límite por orientación e inclinación fijado para el caso general en la tabla 2.3 del HE 5, es decir, pérdidas límite del 10% y para el caso de fijar como límite el de superposición de módulos fotovoltaicos es decir, el 20% de pérdidas.

Mantendremos aquí la suposición de que se instalarían sistemas fotovoltaicos en todas las cubiertas independientemente del uso al que esté dedicada la nave industrial e independientemente de la superficie edificada de cada nave, con la única limitación de las pérdidas por orientación e inclinación fijadas en cada escenario.

5.4.1.- Escenario límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación del 10%.

Si consideramos que las pérdidas máximas por orientación e inclinación no pueden superar el 10%, entonces, las ubicaciones y secciones de cubierta que serían válidas para la instalación de sistemas fotovoltaicos serían las recogidas en la tabla resumen siguiente:

Ubicaciones	Secciones de cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación	Nº total de módulos	Potencia pico total (kWp)	Nº de sistemas FV (inversores)	Energía anual Inyectada en la red (MWh)	Relación anual Wh/ Wp
24	52	≤10%	10334	2583,5	48	3934,27	1522,8

Tabla 43. Resumen de ubicaciones y secciones con pérdidas por orientación e inclinación menores o iguales del 10%.

El detalle de las ubicaciones y secciones con pérdidas menores o iguales al 10% por orientación e inclinación se muestra en la tabla siguiente.

Comparando con el caso general, observamos que del total de 131 secciones de cubierta, sólo 52 serían adecuadas en este caso. El número de sistemas FV pasaría de 141 a 48. La potencia instalada se reduciría de 9434 kWp a 2584 kWp y la energía anual inyectada en la red disminuiría desde los 13347,15 MWh a 3934,27 MWh. Por contra, la relación de energía anual producida entre potencia instalada aumentaría desde los 1414,8 Wh/Wp a 1522,8 Wh/Wp al seleccionarse las ubicaciones con menores pérdidas.

Ubicación	Sección de cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación (%)	Largo sección (m)	Superficie sección (m ²)	nº módulos serie	nº módulos paralelo	nº módulos /generador FV	Inversor	Energía anual inyectada en la red/sección (MWh)
1	1	0	26	520	21	20	420	Ingecon SUN power 100 secciones (1+2+5)	180,99
	2	0	32	640					
	5	0	20	600	21	19	399	Ingecon SUN power 90 secciones (3+4)	172,1
	3	0	40	880					
	4	0	36	792					
2	3	8,1	38	228	22	6	132	Ingecon SUN 3Play 33 TL M	51,028
3	1	10,0	75	750	20	22	440	Ingecon SUN power 100	164,53
5	1	10,0	63	567	21	15	315	Ingecon SUN power 70	117,18
	3	10,0	80	720	21	20	420	Ingecon SUN power 90	155,76
	5	0,0	10	180	12	2	24	Ingecon SUN 1Play 5 TL M	10,377
7	1	9,6	54	459	21	12	252	Ingecon SUN power 60	93,68
	3	9,6	54	459	21	12	252	Ingecon SUN power 60	93,68
	5	9,6	54	459	21	12	252	Ingecon SUN power 60	93,68
	7	9,6	54	459	21	12	252	Ingecon SUN power 60	93,68
10	1	0,0	56	560	20	12	240	Ingecon SUN power 60	102,59
	2	0,0	56	560					
11	1	10,0	58	522	20	15	300	Ingecon SUN power 70	111,58
15	1	8,4	62	403	20	11	220	Ingecon SUN power 50	82,432
	3	10,0	20	190	18	5	90	Ingecon SUN 3Play 20 TL M	34,261
	5	8,8	35	245	20	7	140	Ingecon SUN 3Play 33 TL M	53,913
16	1	8,8	62	434	21	12	252	Ingecon SUN power 60	94,38
	3	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	86,27
17	1	8,4	57	370,5	20	10	200	Ingecon SUN power 50	74,57
18	1	8,4	27	175,5	18	5	90	Ingecon SUN 3Play 20 TL M	34,63
20	1	0,0	6	18	14	1	14	Ingecon SUN 1Play 3,3 TL M	6,131
	2	5,8	22	132	13	6	78	Ingecon SUN 3Play 20 TL M	31,001
	4	7,3	28	224	16	8	128	Ingecon SUN 3Play 28 TL M	50,119
21	1	6,0	71	426	21	12	252	Ingecon SUN power 60	96,75
22	1	7,5	61	427	21	12	252	Ingecon SUN power 60	92,2
	3	7,5	61	427	21	12	252	Ingecon SUN power 60	95,2
23	1	7,8	58	406	21	11	231	Ingecon SUN power 50	87,39
	3	7,8	58	406	21	11	231	Ingecon SUN power 50	87,39
24	1	8,3	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	86,151
	3	8,3	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	86,151
25	1	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
	3	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
26	1	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
	3	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
27	1	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
	3	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
28	1	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
	3	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
29	1	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
	3	8,8	56	392	21	11	231	Ingecon SUN power 50	85,648
30	1	8,8	53,5	374,5	20	11	220	Ingecon SUN power 50	82,113
	3	8,8	50,5	353,5	21	10	210	Ingecon SUN power 50	78,358
31	1	8,8	43,25	302,75	19	9	171	Ingecon SUN 3Play 40 TL M	65,82
	3	8,8	39,75	278,25	23	7	161	Ingecon SUN 3Play 40 TL M	61,965
32	1	8,8	33,25	232,75	18	7	126	Ingecon SUN 3Play 28 TL M	48,501
	3	8,8	29,75	208,25	17	7	119	Ingecon SUN 3Play 28 TL M	45,804
	5	8,8	26,25	183,75	21	5	105	Ingecon SUN 3Play 28 TL M	40,405
	7	8,8	22,75	159,25	13	7	91	Ingecon SUN 3Play 20 TL M	35,028

Tabla 44. Ubicaciones y secciones con pérdidas por orientación e inclinación menores o iguales al 10%.

5.4.2.- Escenario límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación del 20%.

Si consideramos que las pérdidas máximas por orientación e inclinación no pueden superar el 20%, entonces, las ubicaciones y secciones de cubierta que serían válidas para la instalación de sistemas fotovoltaicos serían las recogidas en la tabla resumen siguiente:

Ubicaciones	Secciones de cubierta	Pérdidas por orientación e inclinación	Nº total de módulos	Potencia pico total (kWp)	Nº de sistemas FV (inversores)	Energía anual inyectada en la red (MWh)	Relación Wh / Wp
33	93	≤20%	24868	6217	89	9045,02	1454,88

Tabla 45. Resumen de ubicaciones y secciones con pérdidas por orientación e inclinación menores o iguales del 20%.

Comparando con el caso general, observamos que del total de 131 secciones de cubierta, 93 serían adecuadas en este escenario. El número de sistemas FV pasaría de 141 a 89. La potencia instalada se reduciría de 9434 kWp a 6217 kWp y la energía anual inyectada en la red disminuiría desde los 13347,15 MWh a 9045,02 MWh. Por contra, la relación de energía anual producida entre potencia instalada aumentaría desde los 1414,8 Wh/Wp a 1454,9 Wh/Wp.

Como se ve, el resultado es bastante parecido al caso general, por lo que no se recoge aquí la tabla del detalle de las secciones de pérdidas menores o iguales al 20%. Estas pueden encontrarse en la tabla 4.

5.5.- Aproximación económica. Tablas de comparación de resultados.

En este apartado se pretende dar únicamente una aproximación económica de los distintos escenarios y alternativas estudiadas pero no pretende ser un estudio exhaustivo de viabilidad económica. Las razones por las que no es posible en este estudio incorporar un informe exhaustivo son:

- No se dispone de perfiles horarios ni de datos reales de consumo del Parque Empresarial. Tales datos no han sido suministrados por la empresa proveedora de electricidad, Endesa, ni son conocidos por la Gestora del Parque Empresarial.

- Tras realizar búsquedas sistemáticas en internet sobre estimaciones del consumo eléctrico y los perfiles de carga de un polígono industrial no se han encontrado estudios al respecto. Tal estimación no es una tarea sencilla ya que depende, como se ha comentado anteriormente, de factores como horarios de trabajo de las empresas, sector al que pertenecen, tipo de maquinaria, número de empleados, etc.

- Los estudios de viabilidad económica y financiera dependen de la capacidad de autofinanciación de cada empresa.

- Las tarifas eléctricas contratadas por cada empresa están en relación con su tamaño y la capacidad de negociación de las tarifas que cada empresa tiene con las compañías distribuidoras.

- La cambiante situación de la legislación fotovoltaica española hace que en el momento de la terminación de este trabajo no se hayan definido las condiciones económicas en las que se realizará el autoconsumo y si se establecerán o no peajes de respaldo y

en su caso, a qué precio ya que el Real Decreto de autoconsumo de la energía eléctrica de origen fotovoltaico continua siendo un borrador.

Por todo ello, la realización de un estudio de viabilidad económica se ha propuesto en el apartado 7 del presente trabajo como futura línea de investigación.

A pesar de lo indicado, se pretende realizar una aproximación económica sobre la base de las siguientes premisas:

- Cada escenario se estudiará económicamente como un único proyecto.

- Consideraremos que la media de horas de trabajo de las empresas radicadas en el polígono industrial es de 10 horas diarias. Aún cuando los distintos convenios laborales para 2014 fijan las horas de trabajo en 1760 h por trabajador (220 días, 8h día), consideraremos que las empresas sólo cesarán su actividad en fines de semana y festivos según el calendario laboral de 2014, ello supone 250 días de apertura y su horario de actividad será de 10 h día, desde las 8h de la mañana hasta las 6 h de la tarde.

- El apartado anterior se fija con objeto de asumir que toda la energía fotovoltaica generada en los 250 días laborables será consumida por la empresa para rebajar sus costes. El precio de la energía no consumida se considerará de 0,1165 €/kWh, que según lo comentado en el apartado 1 de este texto fue el precio medio de la energía eléctrica para clientes industriales de tamaño medio en 2013, según Eurostat.

- Consideraremos que toda la energía generada en los 115 días no laborables será vendida en el mercado eléctrico en pool, al [precio medio del año 2014](#), que entre enero y agosto, según los datos de [OMIE](#), empresa gestora del mercado eléctrico de España y Portugal ha sido de 0,04968 €/kWh, precio que aproximaremos por 0,05 €/kWh.

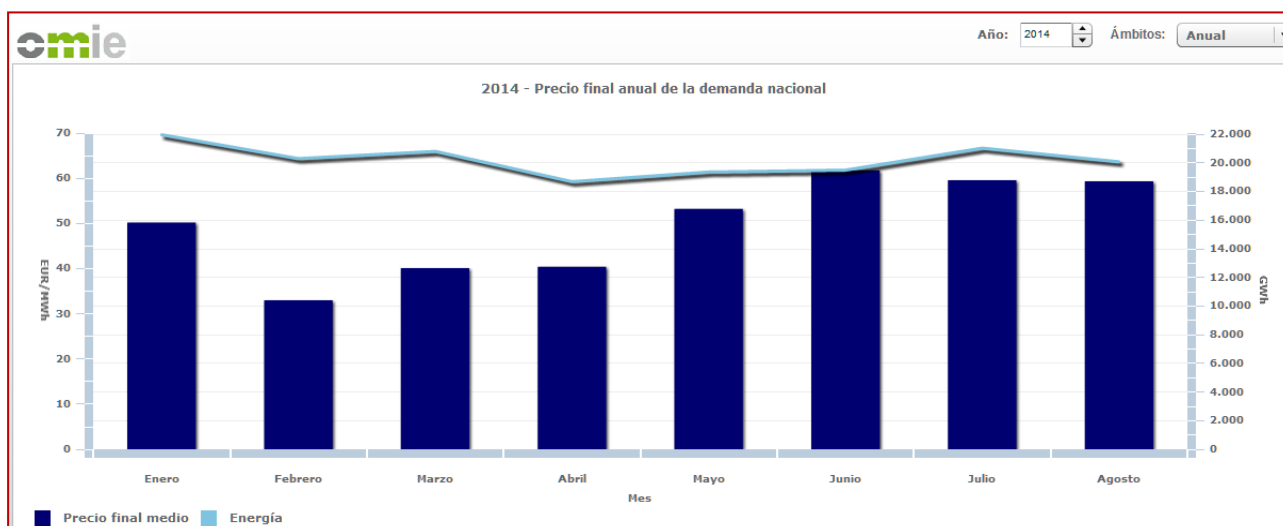


Ilustración 59. Evolución del precio medio de la energía eléctrica en el mercado nacional en 2014. Fuente OMIE.

- Supondremos que el coste por kWp instalado es del orden 1700€/Kwp para la instalación llave en mano con menor número de inversores por kWp [26].

- Adicionalmente se ha incluido una penalización C_i en el coste de la instalación dependiente del nº de inversores calculada en la forma $C_i = (1700 * 0,15 / 43) * N^{\text{inversores}}$ de forma que el coste por kWp de las distintas instalaciones responde a la fórmula:

$$\text{Coste/kWp} = 1700(1 - 0,15) + C_i$$

- Financiación propia del 25% de la inversión con amortización al final de la vida útil y dividendos anuales del 5%.
- Financiación ajena del 75%, con amortización lineal del 4% en 20 años.
- Vida útil del proyecto 25 años.
- Pérdida de rendimiento anual del 1%.
- Variación interanual del precio de la electricidad del 1%
- Gastos de operación y mantenimiento y gastos generales del 1% de la inversión con tasa de variación interanual del 2%.

Escenario	nº Total de módulos ISF-250	Potencia instalada (kWp)	nº de Inversores	Coste de instalación/kWp (€)	Energía anual generada/Wp (Wh/año/Wp)	Energía anual generada (MWh/año)	Energía anual autoconsumida (MWh)	Ahorro por autoconsumo de electricidad (0,1165 €/kWh) (€)	Energía anual vendida (MWh)	Ingresos por venta (0,05€/kWh) (€)	Total ahorro + Ingresos (€)	Equivalente de precio de venta de electricidad (Total ahorro + ingresos) /kWh (€/kWh)	Inversión (€)
1) Todas las cubiertas	37.737	9.434,25	141	2.281,16	1.415	13.348	9.142	1.065.063	4.205	210.270	1.275.334	0,096	21.521.060
2) Cubiertas con pérdidas ≤10%	10.334	2.583,50	48	1.729,65	1.523	3.934	2.695	313.924	1.240	61.976	375.900	0,096	4.468.554
3) Cubiertas con pérdidas ≤20%	24.868	6.217,00	89	1.972,79	1.455	9.045	6.195	721.741	2.850	142.490	864.230	0,096	12.264.840
4) Alternativa cubiertas planas horizontales	19.866	4.966,50	43	1.700,00	1.723	8.558	5.862	682.903	2.696	134.822	817.725	0,096	8.443.050
5) Alternativa cubiertas planas inclinadas 6º	39.732	9.933,00	86	1.955,00	1.494	14.842	10.166	1.184.301	4.676	233.811	1.418.112	0,096	19.419.015

Tabla 46. Tabla datos para comparación distintos escenarios.

Con estas premisas y los datos de los distintos escenarios que se recogen en la tabla superior, se han realizado simulaciones de estudios económicos y financieros empleando las hojas de cálculo desarrolladas en el tema 2 de la unidad 8 del Máster [27], obteniéndose los siguientes resultados:

Escenario	DPBT	DPBT < 25 ?	TIR	Coste de capital	TIR > Coste capital	TIR neta	VAN	VAN > 0 ?	Viable económica mente	Tesorería acumulada > 0	Viable financieramente ?
1) Todas las cubiertas	19,23	SI	1,25	-0,9	SI	2,15	6713239	SI	SI	NO	NO
2) Cubiertas con pérdidas ≤10%	13,21	SI	5,19	-0,48	SI	5,67	4050246	SI	SI	NO	NO
3) Cubiertas con pérdidas ≤20%	15,79	SI	3,14	-0,81	SI	15,79	7,479306	SI	SI	NO	NO
4) Alternativa cubiertas planas horizontales	11,1	SI	6,93	-0,73	SI	7,65	11136446	SI	SI	SI	SI
5) Alternativa cubiertas planas inclinadas 6º	15,06	SI	3,54	-0,89	SI	4,43	13553227	SI	SI	NO	NO

Tabla 47. Tabla de comparación económica de los distintos escenarios estudiados.

En las condiciones planteadas, la única opción viable económica y financieramente sería la de ocupar toda la superficie construida con naves industriales como las definidas en el apartado 5.2.1., es decir naves de cubierta plana con orientación norte sur, sobre las que se instalarían sistemas de 100kW con los módulos situados con orientación y elevación óptimas, generadores adaptados al inversor y naves de dimensiones adaptadas al tamaño ocupado por el generador. Naves mayores deberían tener dimensiones y sistemas fotovoltaicos de potencia el mismo múltiplo entero que la de la nave definida como alternativa.

El resto de escenarios son viables económica pero no financieramente por lo que cabría la posibilidad de estudiar otras financiaciones que pudieran hacerlos viables.

A continuación se recogen los datos generales y el estudio económico y financiero del escenario 4.

Datos generales	
Potencia de la instalación (kWp)	4.966,50
Coste instalación (€/kWp)	1.700,00 €
Coste total de la inversión (€)	8.443.050,00 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	25,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión)	75,00%
Subvención oficial (% de la inversión inicial)	0,00%
Producción eléctrica (kWh/kWp-año)	1.723,0
Vida útil del proyecto en años	25
Coste del capital o coste del pasivo	-0,73%

Datos de explotación	
Producción eléctrica inyectada a la red (kWh/año)	8.557.279,50
Tarifa de venta a la red eléctrica (€/kWh)	0,10 €
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,00%
Pérdida anual de potencia (producción) (%)	1,00%
Gastos Operación y mantenimiento, seguros, gastos generales (% de la inversión inicial)	1,00%
Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Operación y Mantenim., gastos generales.	2,00%

Financiación	
Préstamo	
Importe inicial de la deuda	6.332.287,50 €
Amortización en años (lineal)	20
Tasa de intereses	4,00%
Cuota amortización	316.614,38 €
Capitales propios	
Importe inicial de la deuda	2.110.762,50 €
Amortiz. al final de proyecto (años)	25
Dividendos sobre el CP	5,00%

Ilustración 60. Datos para la simulación económica del escenario 4

Cash-Flow de Explotación														
Periodo		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Ingresos explotación		821.498,8	821.416,7	821.334,5	821.252,4	821.170,3	821.088,2	821.006,1	820.924,0	820.841,9	820.759,8			
VR de la inversión al final de su vida útil		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Subvenciones		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
-Gastos Explotación		84.430,5	86.119,1	87.841,5	89.598,3	91.390,3	93.218,1	95.082,5	96.984,1	98.923,8	100.902,3			
Cash-Flow Explotación		737.068,3	735.297,6	733.493,0	731.654,1	729.780,0	727.870,1	725.923,6	723.939,9	721.918,1	719.857,5			
Dimensión Financiera de la inversión														
	-A (Inversión)	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10			
	-	8.443.050,0	737.068,3	735.297,6	733.493,0	731.654,1	729.780,0	727.870,1	725.923,6	723.939,9	721.918,1	719.857,5		
Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)		6,93%												
Valor Actual Neto (VAN)		11.136.446,30 €												
Tasa Interna de Rentabilidad neta (TIR_{neto})		7,65%												
Discount Pay Back Time (DPBT)		11,10												
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
820.677,7	820.595,6	820.513,6	820.431,5	820.349,5	820.267,4	820.185,4	820.103,4	820.021,4	819.939,4	819.857,4	819.775,4	819.693,4	819.611,5	819.529,5
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102.920,3	104.978,7	107.078,3	109.219,9	111.404,3	113.632,3	115.905,0	118.223,1	120.587,5	122.999,3	125.459,3	127.968,5	130.527,8	133.138,4	135.801,2
717.757,4	715.616,9	713.435,3	711.211,7	708.945,2	706.635,1	704.280,4	701.880,3	699.433,8	696.940,1	694.398,1	691.806,9	689.165,6	686.473,1	683.728,3
Q11	Q12	Q13	Q14	Q15	Q16	Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25
717.757,4	715.616,9	713.435,3	711.211,7	708.945,2	706.635,1	704.280,4	701.880,3	699.433,8	696.940,1	694.398,1	691.806,9	689.165,6	686.473,1	683.728,3

Ilustración 61. Dimensión económica del escenario 4.

Tesorería										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow explotación	737.068,3	735.297,6	733.493,0	731.654,1	729.780,0	727.870,1	725.923,6	723.939,9	721.918,1	719.857,5
-Intereses	253.291,5	240.626,9	227.962,4	215.297,8	202.633,2	189.968,6	177.304,1	164.639,5	151.974,9	139.310,3
-Dividendos	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1
-Amortiz Financiera ca	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4	316.614,4
-Amortiz Financiera cp	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Subvenciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tesorería Neta	61.624,3	72.518,1	83.378,2	94.203,8	104.994,3	115.748,9	126.467,0	137.147,9	147.790,7	158.394,7
Tesorería Acumulada	61.624,3	134.142,5	217.520,7	311.724,5	416.718,8	532.467,7	658.934,8	796.082,7	943.873,3	1.102.268,0

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
717.757,4	715.616,9	713.435,3	711.211,7	708.945,2	706.635,1	704.280,4	701.880,3	699.433,8	696.940,1	694.398,1	691.806,9	689.165,6	686.473,1	683.728,3
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1	105.538,1
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	172.500,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
612.219,3	610.078,8	607.897,2	605.673,5	603.407,1	601.097,0	598.742,3	596.342,2	593.895,7	591.402,0	588.860,0	586.268,8	583.627,5	580.934,9	405.690,2
1.714.487,3	2.324.566,1	2.932.463,2	3.538.136,8	4.141.543,9	4.742.640,9	5.341.383,2	5.937.725,4	6.531.621,1	7.123.023,1	7.711.883,1	8.298.151,9	8.881.779,3	9.462.714,3	9.868.404,5

Ilustración 62. Dimensión financiera del escenario 4.

6.- Conclusiones.

Del estudio pueden obtenerse las siguientes conclusiones:

1º.- A la fecha de finalización de este documento no existen directrices, ni en la normativa nacional española ni autonómica andaluza ni municipal de Jaén, para que en el planeamiento de los nuevos polígonos industriales se tenga en cuenta el aprovechamiento fotovoltaico óptimo de las cubiertas de las naves industriales. Tampoco se exige ningún estudio previo a incluir en los planes parciales de desarrollo en este sentido.

2º.- El aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial Nuevo Jaén en su estado actual podría generar al año una energía de 13,347GWh. Teniendo en cuenta que según el IDAE el consumo medio de un hogar español, con datos de 2011 [28], es de 10521 kWh/año, el Parque Empresarial, en su estado actual, podría generar la electricidad equivalente necesaria para abastecer a 1268 hogares sin necesidades adicionales de terreno, sólo empleando las cubiertas actuales.

3º.- La orientación de las naves industriales en dirección norte-sur, junto al diseño de estas con superficies planas horizontales y al montaje de los módulos con orientación e inclinaciones óptimas, permitiría incrementar la producción de electricidad por Wp instalado en un 22% respecto a la situación actual.

4º.- Si además de lo indicado en la conclusión anterior, se diseñasen las naves industriales, de forma modular, de forma que sus cubiertas albergasen generadores fotovoltaicos adaptados a un mismo tipo de inversor, se podrían reducir los tipos de inversores en un factor 10 y su número en un 60% respecto a la situación actual.

5º.- La construcción de cubiertas inclinadas 6º con orientación norte-sur permitiría un mayor aprovechamiento de la superficie de cubiertas construidas y una reducción del 3% en las pérdidas por orientación e inclinación respecto de la situación actual. Esta opción supondría poder alcanzar los 14,8GWh de energía anual generada.

6º.- Dada la red de centros de transformación existente en el Parque Empresarial Nuevo Jaén y la proximidad de la subestación de Vaciacostales, el excedente de energía generada y no consumida en días no laborables sería fácilmente evacuable a la red eléctrica.

7º.- Los requisitos de contribución fotovoltaica mínima a que obliga la [sección HE 5 del Código Técnico de la Edificación](#) no pueden utilizarse en ningún caso como referencia para estimar el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas de un polígono industrial. Los requisitos fijados por este documento no promueven la implantación de sistemas fotovoltaicos en las edificaciones. En el caso del Parque Empresarial Nuevo Jaén, sólo 1 de las 52 naves analizadas está obligada a la contribución requerida por el CTE, lo que supondría una reducción del 99,6% en la energía eléctrica que podría generar el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas del Parque Empresarial. El sólo cumplimiento de los requisitos mínimos que fija el CTE tendría como consecuencia la generación de 51,23 MWh/año frente a los 13347,15 MWh/año que podrían generarse con el aprovechamiento fotovoltaico de todas las cubiertas del Parque Empresarial en su estado actual.

8º.- De los diferentes escenarios estudiados, el más favorable en términos económicos es el escenario consistente en un polígono industrial con naves de cubierta plana, orientada en dirección norte-sur sobre las que se instalarían de forma apaisada módulos fotovoltaicos con orientación (0º) y elevación (34º) óptimas, tamaño del generador adaptado al inversor elegido y dimensiones de la cubierta adaptadas al tamaño del generador, que corresponde a la alternativa planteada en el apartado 5.2.1. Las naves de mayor tamaño tendrían dimensiones y sistemas fotovoltaicos múltiples enteros de la definida para este escenario. Para ello, los viales tendrían direcciones transversales norte-sur, este-oeste. Este escenario sería viable económica y financieramente en las condiciones económicas fijadas. El resto de escenarios, en las mismas condiciones, serían viables económica pero no financieramente.

6.1.- Recomendaciones.

En este apartado se recogen, desde el sentido común, una serie de recomendaciones a tener en cuenta en el diseño de futuros parques empresariales con objeto de prepararlos para un aprovechamiento fotovoltaico óptimo y que en su mayoría no suponen coste adicional.

1. Los planes parciales de desarrollo de los polígonos industriales deberían incluir el aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas de las naves industriales para tener este factor en cuenta en el planeamiento de su trazado. Estos estudios no deberían en ningún caso, basarse en el exclusivo cumplimiento de los requisitos fijados por el apartado HE 5 del Código Técnico de la Edificación, sino en el aprovechamiento máximo del recurso solar disponible.
2. Los viales, las parcelas y las naves industriales, deberían orientarse en dirección norte-sur y este-oeste, para maximizar la superficie de cubierta con aprovechamiento fotovoltaico y optimizar la relación energía producida-potencia instalada (Wh/Wp).
3. El ancho de los viales debería respetar también la distancia mínima de separación que permitiese evitar las pérdidas por sombras según lo indicado en el apartado 5 del Anexo III del [Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE](#) [22].
4. Todas las naves industriales, desde su fase de diseño, deberían incluir un estudio del aprovechamiento fotovoltaico óptimo de sus cubiertas para prever su posible aprovechamiento fotovoltaico futuro independientemente de que estén o no obligadas a una contribución fotovoltaica mínima por el Código Técnico de la Edificación, lo que habría de recogerse en la normativa local.
5. Las cubiertas deberían estar diseñadas teniendo en cuenta su aprovechamiento fotovoltaico para maximizar el número de módulos fotovoltaicos que pueden ser instalados en ellas y adaptar las potencias de los generadores fotovoltaicos al tipo de inversor definido. La unificación en las dimensiones de las naves industriales y su escalabilidad permitiría reducir los costes de los estudios y proyectos de aprovechamiento fotovoltaico y podrían ofrecerse como aliciente para la instalación de nuevas empresas en los polígonos industriales.

6. Las cubiertas deberían ser planas si se pretende maximizar la producción de energía por Wp instalado y con orientación sur e inclinación lo más aproximada a la óptima si se pretende maximizar la energía total producida.
7. En el caso de cubiertas inclinadas, los módulos fotovoltaicos deberían ser considerados como elementos constructivos de la cubierta para reducir los costes globales de la inversión.

7.- Futuras Líneas de Investigación

En la fecha de finalización del presente trabajo aún se está a la espera de la concreción de la legislación española en materia de autoconsumo fotovoltaico. Por ello el trabajo se ha centrado fundamentalmente en las posibilidades de generación de electricidad fotovoltaica como medio para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir así a la lucha contra el cambio climático, como forma de reducción de la dependencia energética de nuestro país y de reducción de costes energéticos de las empresas.

La factibilidad económica del proyecto es un aspecto esencial para que las pequeñas y medianas empresas se decidan a la implantación de sistemas de fotovoltaicos en las cubiertas de sus instalaciones pero en tanto no se concreten por parte del estado español las condiciones en que puede realizarse el autoconsumo, un estudio pormenorizado carece, en mi opinión de sentido.

La factibilidad económica de los sistemas fotovoltaicos implantados en las cubiertas de edificios en el área metropolitana de Jaén, ha sido demostrada, incluso para distintos escenarios de peajes de acceso en el estudio realizado por el Grupo Idea para el proyecto Universol, en el que se estudió el aprovechamiento del potencial fotovoltaico de las cubiertas de los edificios del Campus de Las Lagunillas de la Universidad de Jaén [29].

Una futura línea de investigación sería el estudio de factibilidad económica para los sistemas propuestos en el Parque Empresarial Nuevo Jaén, particularizado para las tarifas de los consumidores finales y una vez que la legislación sobre autoconsumo y balance neto en España se haya concretado.

Una línea de investigación mucho más general aunque muy interesante por su gran potencial es la automatización y mejora de las estimaciones que modestamente he intentado realizar en este trabajo, mediante el empleo de datos LiDAR (Light Detection and Ranging) en combinación con fotografías aéreas obtenidas de GoogleMaps™ mediante procesos de software que permiten realizar mapas tridimensionales del terreno, de las estructuras asentadas sobre él e incluso de las cubiertas de edificios y del arbolado y combinarlos con mediciones de irradiación para obtener mapas de aprovechamiento fotovoltaico de las cubiertas de zonas urbanas. Esto es lo realizado por el software [Mapdwell SolarSystem](#) [30] desarrollado por el Laboratorio de Diseño Sostenible del Departamento de Arquitectura del MIT (Massachusetts Institute of Technology) y la empresa Mapdwell LLC que permite determinar sobre una fotografía aérea cualquier cubierta del área metro-



Ilustración 63. Imagen de la aplicación online [Mapdwell SolarSystem](#) aplicada sobre una cubierta de la ciudad de Cambridge, Massachusetts.

politana, o una parte de ella y estimar su potencial fotovoltaico, así como otros parámetros tales como período de retorno de la inversión, emisiones de CO₂ que podrían evitarse, etc, como puede verse en las imágenes inferiores. Desgraciadamente, este software sólo es aplicable actualmente a parte del área metropolitana de 4 ciudades norteamericanas.

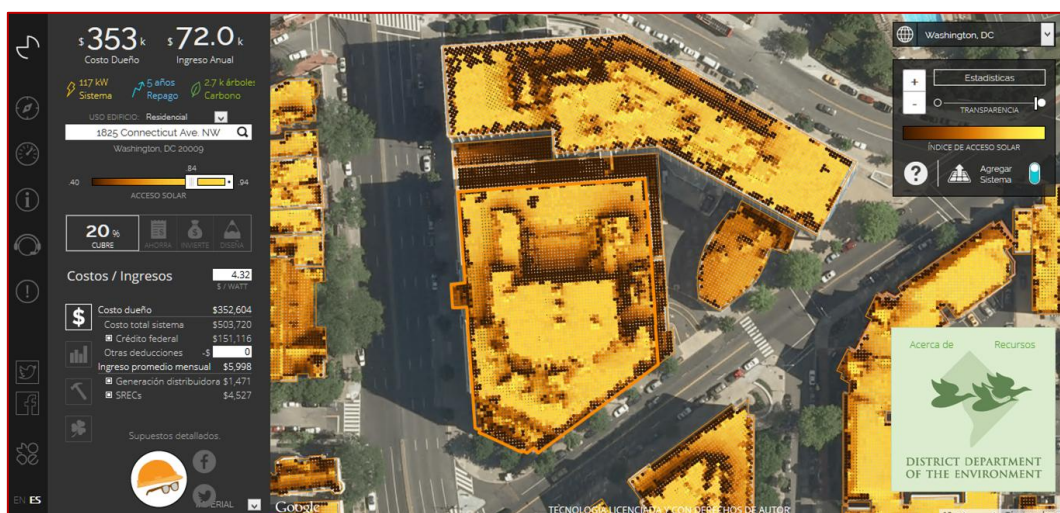


Ilustración 64. Imagen de la aplicación online [Mapdwell SolarSystem](#) aplicada sobre una cubierta de la ciudad de Washington DC. La aplicación permite evaluar para cada cubierta o para un polígono dibujado sobre ella, su potencial fotovoltaico. Las sombras son generadas mediante software empleando los modelos tridimensionales producidos con datos LiDAR.

Una aplicación web parecida a la anterior, aunque menos potente y desafortunadamente sólo disponible para el territorio alemán, es [SolardachCheck](#) [31] desarrollada por la organización no gubernamental alemana [co2online](#), que a partir de datos como la orientación e inclinación de los tejados, el tipo de tecnología fotovoltaica, o las horas de exposición al sol de la cubierta y el código postal de la localidad permite seleccionar una cubierta o parte de ella sobre imágenes de GoogleMaps™ y nos devuelve como resultado datos técnicos de la instalación, la producción de energía anual esperada, datos económicos de la inversión o la reducción esperada de emisiones de CO₂ entre otros resultados.

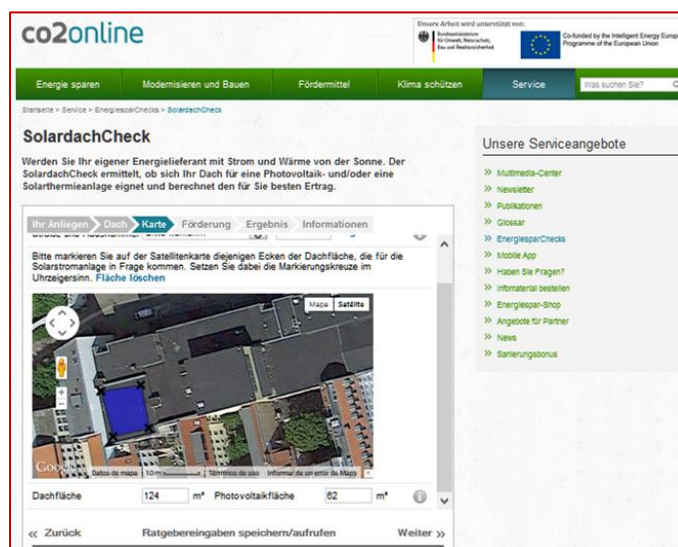


Ilustración 65. Portal de la aplicación web [SolardachCheck](#).

En esta línea de investigación y empleando también datos LiDAR de la geografía nacional obtenidos mediante escáneres laser aerotransportados, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) está desarrollando el proyecto [gSolarRoof](#) [32] en colaboración con la Universidad Politécnica de Madrid.

Desgraciadamente, la cobertura de datos LiDAR que ofrece el Instituto Geográfico Nacional (IGN) dentro [Plan Nacional de Ortofotografía Aérea](#) (PNOA), no abarca aún Andalucía, por lo que esta línea de investigación no podría aplicarse todavía al estudio del

potencial fotovoltaico del Parque Empresarial Nuevo Jaén aunque sí a otras partes del territorio nacional salvo inversión específica en captación de datos LiDAR.



Ilustración 66. Cobertura actual de datos LiDAR que ofrece el IGN.

8.- Índice de fotografías, gráficos, ilustraciones y tablas.

8.1.- Índice de fotografías.

FOTOGRAFÍA 1. EL PROYECTO SEAT AL SOL, LA MAYOR PLANTA FOTOVOLTAICA EN LA INDUSTRIA DEL AUTOMÓVIL. FUENTE SEAT.	11
FOTOGRAFÍA 2. VISTA PARCIAL DEL PARQUE EMPRESARIAL NUEVO JAÉN. LAS CUBIERTAS NO SE ORIENTAN HACIA EL SUR. EL PARCELAMIENTO Y EL TRAZADO DE LOS VIALES ESTÁ REALIZADO SIGUIENDO LA DIRECCIÓN DE LAS VÍAS DE COMUNICACIÓN ANEXAS, FERROCARRIL Y CARRETERA N-323	12
FOTOGRAFÍA 4. TERRENOS DESTINADOS AL POLÍGONO EMPRESARIAL DE CARBONEROS, EN JAÉN. EN ESTE CASO, A PESAR DE QUE LA AUTOVÍA A-4 DISCURRE CASI EN DIRECCIÓN NORTE-SUR, LOS VIALES PRINCIPALES NO SIGUEN ESTA DIRECCIÓN.	13
FOTOGRAFÍA 3. PARQUE CIENTÍFICO Y TECNOLÓGICO GEOLIT EN MENGIBAR, JAÉN. LOS VIALES PRINCIPALES DISCURREN PRÁCTICAMENTE PARALELOS A LA AUTOVÍA PRÓXIMA N-323.	13
FOTOGRAFÍA 5. EJEMPLOS DE PUNTOS DE CONTROL DE LAS MEDICIONES REALIZADAS SOBRE LAS IMÁGENES DE SATÉLITE DE GOOGLEMAPSTM. CASETA DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y DISTANCIA ENTRE FAROLAS. LAS MEDIDAS REALES TOMADAS EN LAS VISITAS AL PARQUE EMPRESARIAL ERAN DE 3,2 M (ERROR +0,47 M) Y 27,77 M (ERROR +0,3 M) RESPECTIVAMENTE.	16
FOTOGRAFÍA 6. SUBESTACIÓN VACIACOSTALES JUNTO A LA UBICACIÓN 1, CONCESIONARIO SAVOY.	52
FOTOGRAFÍA 7. EJEMPLO DE CUBIERTA SOLAR PARA NAVES INDUSTRIALES EN ALHAMA DE MURCIA, DESARROLLADA POR LA EMPRESA INMOBILIARIA GET CON 2,9 MWP DE POTENCIA INSTALADA.	59
FOTOGRAFÍA 8. PUNTOS DE CONTROL PARA EL CONTRASTE DE LAS DISTANCIAS MEDIDAS EN FOTOGRAFÍAS SATELITALES DE GOOGLEMAPS™.	88
FOTOGRAFÍA 9. MEDICIONES EN PUNTO DE CONTROL 1. FUENTE GOOGLEMAPS™.	89
FOTOGRAFÍA 10. MEDICIONES EN PUNTO DE CONTROL 2. FUENTE GOOGLEMAPS™.	89
FOTOGRAFÍA 11. MEDICIONES EN PUNTO DE CONTROL 3. FUENTE GOOGLEMAPS™.	90
FOTOGRAFÍA 12. MEDICIONES EN PUNTO DE CONTROL 4. FUENTE GOOGLEMAPS™.	90
FOTOGRAFÍA 13. MEDICIONES EN PUNTO DE CONTROL 5. FUENTE GOOGLEMAPS™.	90

8.2.- Índice de gráficas.

GRÁFICA 1. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA CLIENTES INDUSTRIALES FINALES DE TAMAÑO MEDIO EN 2013. [30] FUENTE EUROSTAT Y ELABORACIÓN PROPIA.	6
GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA EMPRESAS DE TAMAÑO MEDIO EN ESPAÑA. [30] FUENTE EUROSTAT Y ELABORACIÓN PROPIA.	7

8.3.- Índice de ilustraciones.

ILUSTRACIÓN 1. INDICADORES DEL CAMBIO CLIMÁTICO. (A) AUMENTO DE LA TEMPERATURA MEDIA DE LA SUPERFICIE TERRESTRE. (B) DISMINUCIÓN ESTIVAL DE LA SUPERFICIE DE HIELO ÁRTICO. (C) INCREMENTO DEL NIVEL MEDIO DE LOS OCÉANOS. (D) AUMENTO DEL CONTENIDO EN CO ₂ EN LAS AGUAS OCEÁNICAS Y DISMINUCIÓN (ACIDIFICACIÓN) DE SU PH. [1]	4
ILUSTRACIÓN 2. NIVELES HISTÓRICOS DE CO ₂ EN LA ATMÓSFERA. FUENTE NASA-NOAA [32].	5
ILUSTRACIÓN 3. LAS MEDICIONES MENSUALES DE CO ₂ ATMOSFÉRICO HAN SUPERADO LA BARRERA DE LOS 400 PPM EN VARIAS OCASIONES DESDE 2013 [33].	5
ILUSTRACIÓN 4. PERFILES DE DEMANDA ELÉCTRICA Y GENERACIÓN SOLAR (FOTOVOLTAICA Y TERMOELÉCTRICA) DE LA ESPAÑA PENINSULAR DEL VIERNES 20 DE SEPTIEMBRE DE 2013. FUENTE REE.	9
ILUSTRACIÓN 5. PERFILES DE DEMANDA ELÉCTRICA Y GENERACIÓN SOLAR (FOTOVOLTAICA Y	

TERMOELÉCTRICA) DE LA ESPAÑA PENINSULAR DEL VIERNES 20 DE DICIEMBRE DE 2013. FUENTE REE.....	9
ILUSTRACIÓN 6. PERFILES DE DEMANDA ELÉCTRICA Y GENERACIÓN SOLAR (FOTOVOLTAICA Y TERMOELÉCTRICA) DE LA ESPAÑA PENINSULAR DEL VIERNES 21 DE MARZO DE 2014. FUENTE REE.....	10
ILUSTRACIÓN 7. PERFILES DE DEMANDA ELÉCTRICA Y GENERACIÓN SOLAR (FOTOVOLTAICA Y TERMOELÉCTRICA) DE LA ESPAÑA PENINSULAR DEL VIERNES 20 DE JUNIO DE 2014. FUENTE REE.....	10
ILUSTRACIÓN 8. CÓDIGO DE COLORES EMPLEADO EN EL PLANO REALIZADO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LAS CUBIERTAS DEL PARQUE EMPRESARIAL.....	17
ILUSTRACIÓN 9. INTERFAZ PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL PROGRAMA PVSYST.....	17
ILUSTRACIÓN 10. PLANO DE UBICACIONES. PUEDE VERSE A MAYOR TAMAÑO EN EL APARTADO 5.1.2.	18
ILUSTRACIÓN 11. UBICACIÓN DEL PARQUE EMPRESARIAL NUEVO JAÉN. SU SUPERFICIE SE MUESTRA EN EL TONO DE GRIS MÁS CLARO. FUENTE BING MAPS™.....	20
ILUSTRACIÓN 12. LA SUPERFICIE DEL PARQUE EMPRESARIAL SE MUESTRA EN EL TONO DE AZUL MÁS OSCURO. FUENTE PGOU DE JAÉN.....	20
ILUSTRACIÓN 13. PLANO DE UBICACIONES ANALIZADAS.....	22
ILUSTRACIÓN 14. DATOS DE RADIACIÓN Y TEMPERATURA PARA LA SIMULACIÓN OBTENIDOS DE PVGIS.....	25
ILUSTRACIÓN 15. NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29 Y SECCIONES EN QUE SE HAN DIVIDIDO LAS CUBIERTAS PARA SU ESTUDIO.....	26
ILUSTRACIÓN 16. PÁGINA 1 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LAS SECCIONES 1 Y 3 DE LAS CUBIERTAS DE LAS NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29.....	27
ILUSTRACIÓN 17. PÁGINA 2 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LAS SECCIONES 1 Y 3 DE LAS CUBIERTAS DE LAS NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29.....	28
ILUSTRACIÓN 18. PÁGINA 3 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LAS SECCIONES 1Y 3 DE LAS CUBIERTAS DE LAS NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29.....	29
ILUSTRACIÓN 19. PÁGINA 1 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LAS SECCIONES 2 Y 4 DE LAS CUBIERTAS DE LAS NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29.....	30
ILUSTRACIÓN 20. PÁGINA 2 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LAS SECCIONES 2 Y 4 DE LAS CUBIERTAS DE LAS NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29.....	31
ILUSTRACIÓN 21. PÁGINA 3 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LAS SECCIONES 2 Y 4 DE LAS CUBIERTAS DE LAS NAVES INDUSTRIALES DE LAS UBICACIONES 25 A 29.....	32
ILUSTRACIÓN 22. UBICACIÓN 1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	36
ILUSTRACIÓN 23. UBICACIÓN 2. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	36
ILUSTRACIÓN 24. UBICACIÓN 3. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	37
ILUSTRACIÓN 25. UBICACIÓN 4. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	37
ILUSTRACIÓN 26. UBICACIÓN 5. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	38
ILUSTRACIÓN 27. UBICACIÓN 6. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	38
ILUSTRACIÓN 28. UBICACIÓN 7. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	39
ILUSTRACIÓN 29. UBICACIÓN 8. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	39
ILUSTRACIÓN 30. UBICACIÓN 9. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	40
ILUSTRACIÓN 31. UBICACIÓN 10. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	41
ILUSTRACIÓN 32. UBICACIÓN 11. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	41
ILUSTRACIÓN 33. UBICACIÓN 12. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	42
ILUSTRACIÓN 34. UBICACIÓN 13. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	42
ILUSTRACIÓN 35. UBICACIÓN 14. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	43
ILUSTRACIÓN 36. UBICACIÓN 15. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	43
ILUSTRACIÓN 37. UBICACIÓN 16. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	44
ILUSTRACIÓN 38. UBICACIÓN 17. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	44
ILUSTRACIÓN 39. UBICACIÓN 18. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	45
ILUSTRACIÓN 40. UBICACIÓN 19. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	45
ILUSTRACIÓN 41. UBICACIÓN 20. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	46
ILUSTRACIÓN 42. UBICACIÓN 21. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	46
ILUSTRACIÓN 43. UBICACIÓN 22. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	47
ILUSTRACIÓN 44. UBICACIÓN 23. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	47

ILUSTRACIÓN 45. UBICACIÓN 24. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	48
ILUSTRACIÓN 46. LAS UBICACIONES 25 A 29 SON IGUALES EN DIMENSIONES, ORIENTACIÓN Y CUBIERTAS.	48
ILUSTRACIÓN 47. UBICACIÓN 26. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN IGUALES PARA LAS UBICACIONES 25 A 29.....	48
ILUSTRACIÓN 48. UBICACIÓN 30. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	49
ILUSTRACIÓN 49. UBICACIÓN 31. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	50
ILUSTRACIÓN 50. UBICACIÓN 32. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	50
ILUSTRACIÓN 51. UBICACIÓN 33. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	51
ILUSTRACIÓN 52. LAS POSICIONES DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN ESTÁN MARCADAS EN COLOR MORADO Y CON LA LEYENDA "CT". EN LA ESQUINA INFERIOR IZQUIERDA Y JUNTO A LA UBICACIÓN 1, ESTÁ SITUADA LA SUBESTACIÓN VACIACOSTALES.	53
ILUSTRACIÓN 53. PÁGINA 1 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PROPUESTA DE CUBIERTAS PLANAS HORIZONTALES CON ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS.	56
ILUSTRACIÓN 54. PÁGINA 2 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PROPUESTA DE CUBIERTAS PLANAS HORIZONTALES CON ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS.	57
ILUSTRACIÓN 55. PÁGINA 3 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PROPUESTA DE CUBIERTAS PLANAS HORIZONTALES CON ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS.	58
ILUSTRACIÓN 56. PÁGINA 1 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PROPUESTA DE CUBIERTAS PLANAS INCLINADAS 6° CON ORIENTACIÓN ÓPTIMA.	61
ILUSTRACIÓN 57. PÁGINA 2 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PROPUESTA DE CUBIERTAS PLANAS INCLINADAS 6° CON ORIENTACIÓN ÓPTIMA.	62
ILUSTRACIÓN 58. PÁGINA 3 DEL INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PROPUESTA DE CUBIERTAS PLANAS INCLINADAS 6° CON ORIENTACIÓN ÓPTIMA.	63
ILUSTRACIÓN 59. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO NACIONAL EN 2014. FUENTE OMIE.	71
ILUSTRACIÓN 60. DATOS PARA LA SIMULACIÓN ECONÓMICA DEL ESCENARIO 4.....	73
ILUSTRACIÓN 61. DIMENSIÓN ECONÓMICA DEL ESCENARIO 4.	73
ILUSTRACIÓN 62. DIMENSIÓN FINANCIERA DEL ESCENARIO 4.....	74
ILUSTRACIÓN 63. IMAGEN DE LA APLICACIÓN ONLINE MAPDWELL SOLARSYSTEM APLICADA SOBRE UNA CUBIERTA DE LA CIUDAD DE CAMBRIDGE, MASSACHUSETTS.....	78
ILUSTRACIÓN 64. IMAGEN DE LA APLICACIÓN ONLINE MAPDWELL SOLARSYSTEM APLICADA SOBRE UNA CUBIERTA DE LA CIUDAD DE WASHINGTON DC. LA APLICACIÓN PERMITE EVALUAR PARA CADA CUBIERTA O PARA UN POLÍGONO DIBUJADO SOBRE ELLA, SU POTENCIAL FOTOVOLTAICO. LAS SOMBRAS SON GENERADAS MEDIANTE SOFTWARE EMPLEANDO LOS MODELOS TRIDIMENSIONALES PRODUCIDOS CON DATOS LIDAR.	79
ILUSTRACIÓN 65. PORTAL DE LA APLICACIÓN WEB SOLARDACHCHECK.	79
ILUSTRACIÓN 66. COBERTURA ACTUAL DE DATOS LIDAR QUE OFRECE EL IGN.....	80
ILUSTRACIÓN 67. SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE MÓDULOS Y A OBSTÁCULOS. ILUSTRACIÓN EXTRAÍDA DEL ANEXO III DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED DEL IDAE. SE HA AÑADIDO EL ANCHO DE LA FILA DE MÓDULOS "A"	92

8.4.- Índice de tablas.

TABLA 1. VALORES DEL FACTOR DE DIMENSIONADO FS, EXTRAÍDOS DE TEMA 1, "DISEÑO Y DIMENSIONADO", DE LA UNIDAD 6 DEL MÁSTER, "DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED".....	19
TABLA 2. INVERSORES CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO. LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS INVERSORES SE RECOGEN EN EL ANEXO VI.....	24
TABLA 3. PÉRDIDAS GENÉRICAS CONSIDERADAS EN LAS SIMULACIONES.....	24
TABLA 4. TABLA RESUMEN DE LAS UBICACIONES Y SECCIONES DE CUBIERTA ESTUDIADAS.....	35
TABLA 5. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 1.	36
TABLA 6. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 2.	36
TABLA 7. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 3.	37
TABLA 8. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 4.	37
TABLA 9. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 5.	38

TABLA 10. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 6.	38
TABLA 11. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 7.	39
TABLA 12. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 8.	39
TABLA 13. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 9.	40
TABLA 14. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 10.	41
TABLA 15. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 11.	41
TABLA 16. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 12.	42
TABLA 17. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 13.	42
TABLA 18. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 14.	43
TABLA 19. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 15.	43
TABLA 20. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 16.	44
TABLA 21. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 17.	44
TABLA 22. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 18.	45
TABLA 23. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 19.	45
TABLA 24. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 20.	46
TABLA 25. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 21.	46
TABLA 26. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 22.	47
TABLA 27. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 23.	47
TABLA 28. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 24.	48
TABLA 29. RESUMEN DATOS UBICACIONES 25 A 29.	49
TABLA 30. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 30.	49
TABLA 31. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 31.	50
TABLA 32. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 32.	50
TABLA 33. RESUMEN DATOS UBICACIÓN 33.	51
TABLA 34. RESUMEN DE DATOS PROPUESTA CUBIERTA PLANA HORIZONTAL.	54
TABLA 35. RESUMEN DE DATOS PROPUESTA CUBIERTA PLANA INCLINADA.	60
TABLA 36. COMPARACIÓN DE RESULTADOS GLOBALES.	60
TABLA 37. TABLA 1.1 DE LA SECCIÓN HE 5 DEL CTE.	64
TABLA 38. TABLA 2.1 DE LA SECCIÓN HE 5 DEL CTE.	65
TABLA 39. TABLA 4.1 DE LA SECCIÓN HE 5 DEL CTE.	66
TABLA 40. TABLA 2.3 DE LA SECCIÓN HE 5 DEL CTE.	66
TABLA 42. SISTEMA FV MÍNIMO A QUE OBLIGA EL HE 5 DEL CTE.	67
TABLA 41. SECCIÓN DE LA TABLA 13 CON LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LA UBICACIÓN 9.	67
TABLA 43. RESUMEN DE UBICACIONES Y SECCIONES CON PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN MENORES O IGUALES DEL 10%.	68
TABLA 44. UBICACIONES Y SECCIONES CON PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN MENORES O IGUALES AL 10%.	69
TABLA 45. RESUMEN DE UBICACIONES Y SECCIONES CON PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN MENORES O IGUALES DEL 20%.	70
TABLA 46. TABLA DATOS PARA COMPARACIÓN DISTINTOS ESCENARIOS.	72
TABLA 47. TABLA DE COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS ESTUDIADOS.	72
TABLA 48. COMPARACIÓN DE MEDICIONES SOBRE IMÁGENES DE SATÉLITE EMPLEANDO GOOGLEMAPS™ Y MEDICIONES REALES EN EL TERRENO.	88

9.- Bibliografía.

La siguiente bibliografía está realizada de forma automática por el procesador de textos siguiendo el formato IEEE2006 a partir de las referencias indicadas en el documento.

- [1] IPCC Working Group I, «5th Assesment Report. Climate Change 2013. The phisical Science Basis.,» 2013.
- [2] IPCC Working Group II, «Fifth Assessment Report Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability,» 2014.
- [3] IPCC Working Group III, «IPCC fith Assesment. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change,» 2014.
- [4] Banco Mundial., «Indicadores de desarrollo mundial. Consumo de energía procedente de combustibles fósiles.,» 2014. [En línea]. Available: <http://databank.bancomundial.org/data/views/reports/tableview.aspx>.
- [5] IEA, «World Energy Outlook 2013. Spanish summary.,» 2013.
- [6] Diario Expansión, «BASF avisa: si la energía no baja muchas empresas dejarán España,» 13 04 2014.
- [7] Comisión Europea, «Comunicado de prensa IP/13/862,» 25 Septiembre 2013. [En línea]. Available: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-862_es.htm.
- [8] Ayuntamiento de Jaén. Gerencia Municipal de Urbanismo, «Plan Parcial del Polígono Industrial SUNP-6,» [En línea]. Available: <http://www.somuvisa.es/subidas/sunp6/pliegosunp6.pdf>.
- [9] S. Ingenieros y C. d. C. d. Burgos, «Guía básica de polígonos industriales en el ámbito rural.,» [En línea]. Available: http://www.camaraburgos.com/contenido/files/descargas/Guia_Poligonos_Rurales.pdf.
- [10] Fundación Centro de Recursos Ambientales de Navarra, «Polígonos industriales. Guía de buenas prácticas ambientales.,» 2006. [En línea]. Available: http://www.dipsanet.es/areas/Escuelastaller/buenas-practicas/gn_poligonos-industriales.pdf.
- [11] J. Segarra Sanchís, «La biotectura. Polígonos industriales ecológicos y otras apuestas de futuro.».
- [12] Consejería de Medio Ambiente. Junta de Andalucía, «Establecimiento de criterios ambientales para la ubicación, diseño, construcción y funcionamiento de los polígonos industriales,» 2001. [En línea]. Available: <http://www.juntadeandalucia.es/servicios/publicaciones/detalle/45861.html>.
- [13] (. Asociación para el Desarrollo Rural de Andalucía y D. P. d. Sevilla, «Guía de buenas prácticas ambientales en polígonos industriales,» [En línea]. Available: <http://www.cdar.org/mantenimiento/archivos/Guia%20de%20poligonos.pdf>.
- [14] Dirección General de Medio Ambiente, Comunidad de Madrid, «Guía de criterios ambientales para el diseño y gestión de áreas empresariales de la Comunidad de Madrid,» 2009.
- [15] Ayuntamiento_de_Jaén y Estudio_Segui_Arquitectura_y_Planeamiento, «Plan General de Ordenación Urbana de Jaén,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.jaenesmas.com/>.
- [16] Polis, «Identificación y movilización del potencial solar mediante estrategias locales,» 2012.
- [17] J. M. Liébana, «EL Parque Empresarial Nuevo Jaén continúa como escombrera,»

Diario IDEAL, 14 8 2014.

- [18] Universidad de Jaén, «Proyecto Universol,» 2012. [En línea]. Available: <http://blogs.ujaen.es/cateland/wp-content/uploads/2011/04/Juan-de-la-Casa.-Proyecto-Universol.-Semana-Europea-de-la-Energia1.pdf>.
- [19] Universidad politécnica de Madrid. Proyecto POLIS., «Methodology for the identification of the detailed solar potential or urban areas. Vitoria-Gasteiz,» 2009-2012. [En línea]. Available: http://www.polis-solar.eu/IMG/pdf/tool_box_methodologydetailedsolarpotential.pdf.
- [20] POLIS, «POLIS-Solar.eu,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.polis-solar.eu/?lang=es>.
- [21] DigitalGlobe, «Hoja de datos GEOEye-1,» 06 2013. [En línea]. Available: http://www.digitalglobe.com/sites/default/files/GeoEye-1_esUN_0.pdf.
- [22] IDAE Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» 07 2011. [En línea]. Available: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [23] Dirección General de Tráfico Ministerio del Interior, «Reglamentación sobre vehículos pesados, prioritarios, especiales, de transporte de personas y mercancías y tramitación administrativa,» 2011. [En línea]. Available: http://www.dgt.es/Galerias/seguridad-vial/formacion-vial/cursos-para-profesores-y-directores-de-autoescuelas/doc/XIV_Curso_26_ReglamentacionVehPesados.pdf.
- [24] Ministerio de fomento, «Código Técnico de la Edificación apartado HE 5,» 11 2013. [En línea]. Available: http://www.codigotecnico.org/cte/export/sites/default/web/galerias/archivos/documentosCTE/DB_HE/DBHE-2013-11-08.pdf.
- [25] Agencia Española de Meteorología, «Atlas de Radiación Solar en España,» 2012. [En línea]. Available: http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf.
- [26] EuPD Research, «Photovoltaik-Preismonitor Deutschland,» 2013.
- [27] UNIA Diego López Talavera, «Tema 8. Unidad 2. Capítulo 3. Análisis económicos de proyectos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red,» UNIA, 2014.
- [28] IDAE, «Análisis del consumo energético del sector residencial en España,» 2011. [En línea]. Available: http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf.
- [29] D. Talavera, J. de la Casa, E. Muñoz-Cerón y G. Almonacid, «Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain: The case of the University of Jaén Campus,» *Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [30] Mapdwell LLC, «Mapdwell,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.mapdwell.com/es/>.
- [31] co2online, «Solardachcheck,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.co2online.de/service/energiesparchecks/solardachcheck/>.
- [32] CIEMAT, «gSolarRoof: Proyecto de evaluación del aprovechamiento potencial de cubiertas y espacios urbanos con energía solar fotovoltaica,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.ciemat.es/portal.do?IDM=61&NM=2&identificador=488>.
- [33] Instituto para la Energía y el Transporte de la Comisión Europea, «Photovoltaic

- Geographical Information System (PVGIS),» 2014. [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>.
- [34] Eurostat, «Estadísticas de Energía,» 2014. [En línea]. Available: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables.
- [35] NASA, «Global Climate Change. Key Indicators. Carbon Dioxide.,» 2014. [En línea]. Available: http://climate.nasa.gov/key_indicators/#co2.
- [36] NOAA, «Trends in Atmospheric Carbon Dioxide.,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>.

10.- Anexos.

Anexo I. Acrónimos.

CFCs; Gases clorofluorocarbonos.

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.

CTE: Código Técnico de la Edificación.

DPBT: Plazo de recuperación con descuento.

Eurostat: Oficina Europea de Estadística

FV: Fotovoltaico.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

HCFCs: Gases hidroclofluorocarbonos.

IGN: Instituto Geográfico Nacional

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

LiDAR: Light Detection And Ranging

NASA: Agencia Espacial Norteamericana.

NOAA: Agencia Norteamericana de los Océanos y la Atmósfera.

OMIE: OMI-polo Español S.A. (Operador del Mercado Ibérico-polo Español S.A.)

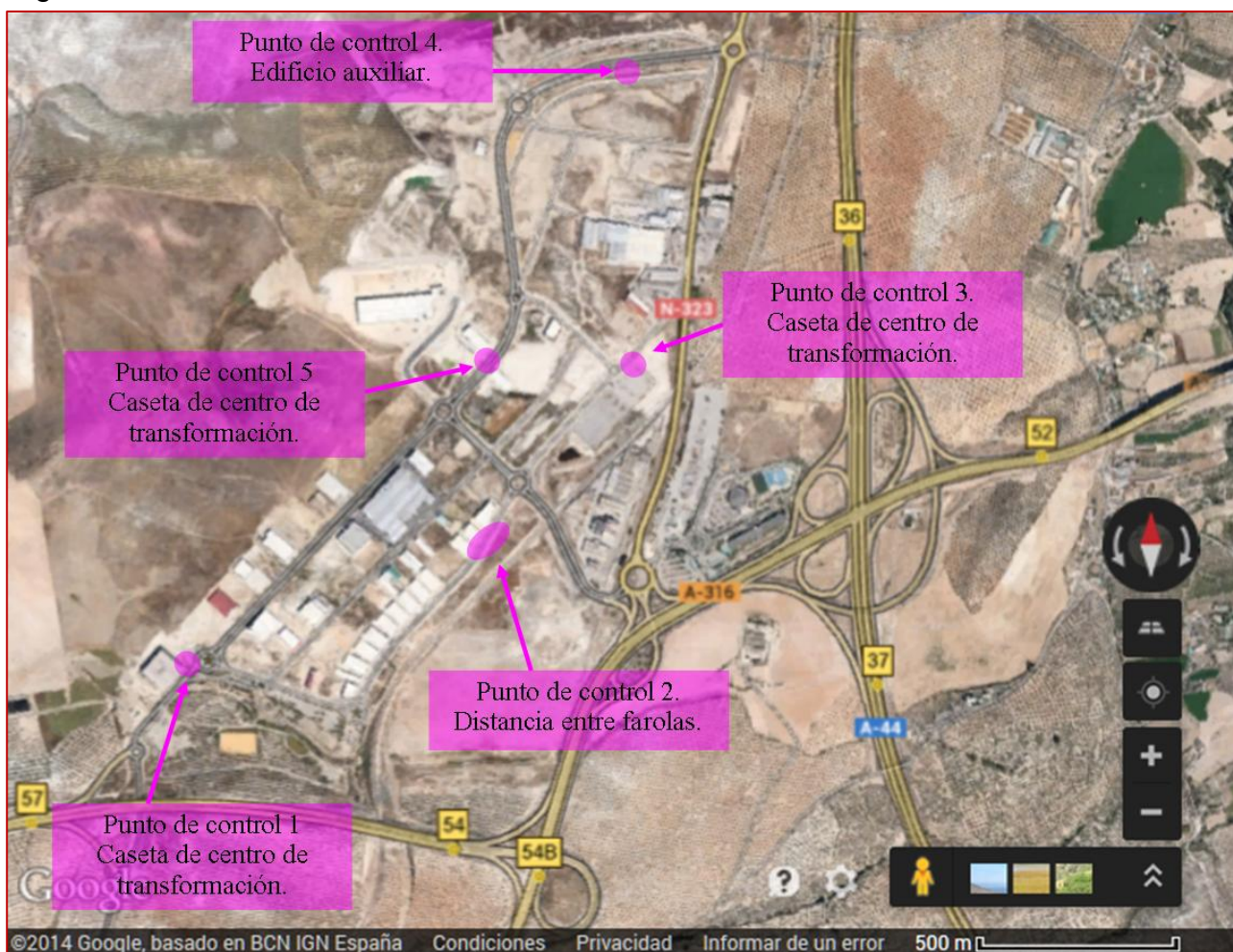
ppm: partes por millón (medida de concentración).

TIR: Tasa interna de rentabilidad.

VAN: Valor actual neto.

Anexo II. Puntos de contraste de las mediciones sobre imágenes satelitales.

Para evaluar la validez de las mediciones a realizar, sobre las imágenes de satélite de obtenidas de GoogleMap™, para el cálculo de las superficies disponibles en las cubiertas, se definieron 5 puntos del Parque Empresarial Nuevo Jaén, en los que se realizaron 10 mediciones en total de distancias entre farolas y dimensiones de casetas de centros de transformación y un edificio auxiliar. Los puntos de control elegidos se muestran en la fotografía inferior.



Fotografía 8. Puntos de control para el contraste de las distancias medidas en fotografías satelitales de GoogleMaps™.

Los resultados de estas mediciones y los errores obtenidos se muestran en la tabla inferior.

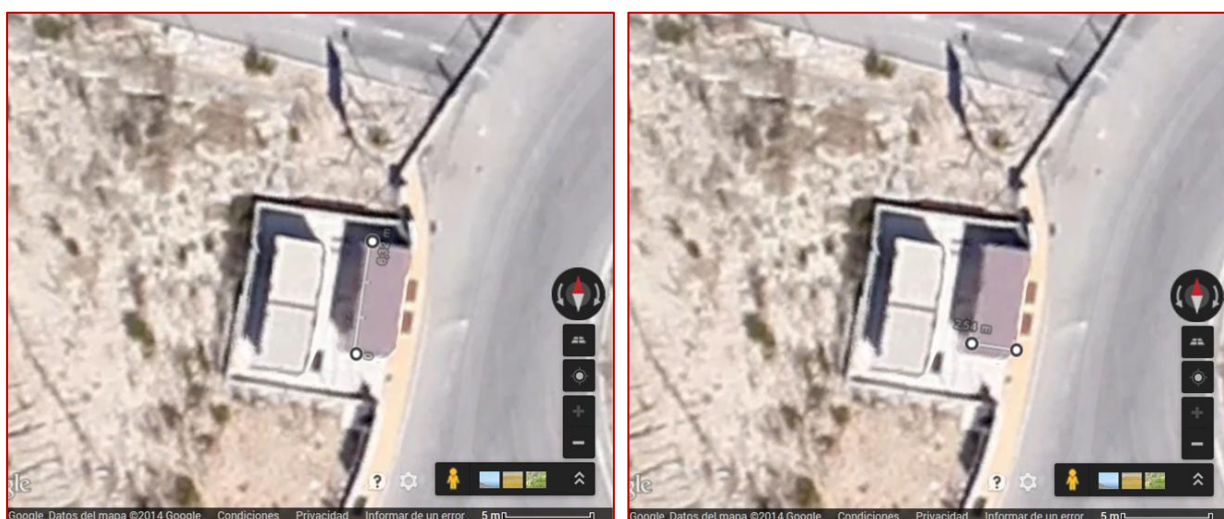
Punto de control	Medición	Valor medido en campo (m)	Valor medido en fotografía (m)	Error absoluto (m)	Error relativo (%)
1	1	6,10	6,32	+ 0,22	+ 3,6
	2	2,30	2,54	+ 0,24	+ 10,4
2	1	27,80	28,07	+ 0,27	+ 1
	2	24,80	24,98	+0,18	+ 0,7
3	1	3,20	3,67	+ 0,47	+ 14,7
	2	2,30	2,40	+ 0,10	+ 4,3
4	1	18,05	18,76	+ 0,71	+ 3,9
	2	4,15	4,36	+ 0,21	+ 5,1
5	1	6,10	6,23	+ 0,13	+ 2,1
	2	2,30	2,42	+ 0,12	+ 5,2
Error máximo				+ 0,71	+ 14,7

Tabla 48. Comparación de mediciones sobre imágenes de satélite empleando GoogleMaps™ y mediciones reales en el terreno.

La tabla anterior nos muestra que el error absoluto máximo en las mediciones efectuadas en los puntos de control ha sido de 0,71 m. Aunque los valores de los errores relativos son elevados, debido a las dimensiones de los elementos de control escogidos, el error relativo en el punto de control 2, en el que las distancias reales estaban entorno a 25 m, no supera el 1 %. Teniendo en cuenta estos resultados y dado que las imágenes satelitales que utiliza GoogleMaps™ en esta zona proceden de los satélites de la empresa [DigitalGlobe™](#) y puesto que el satélite de mayor resolución con el que cuenta esta empresa es el [GeoEye-1](#), que posee una resolución máxima de 1,65 m en fotografía multispectral [21], se considera válido el uso de las mediciones de las cubiertas realizadas a partir de la fotografías de satélite de GoogleMaps™ pero se aplicará como criterio conservador, para el cálculo de las superficies disponibles en las cubiertas para su aprovechamiento fotovoltaico, el reducir 2 m a todas las mediciones lineales realizadas.

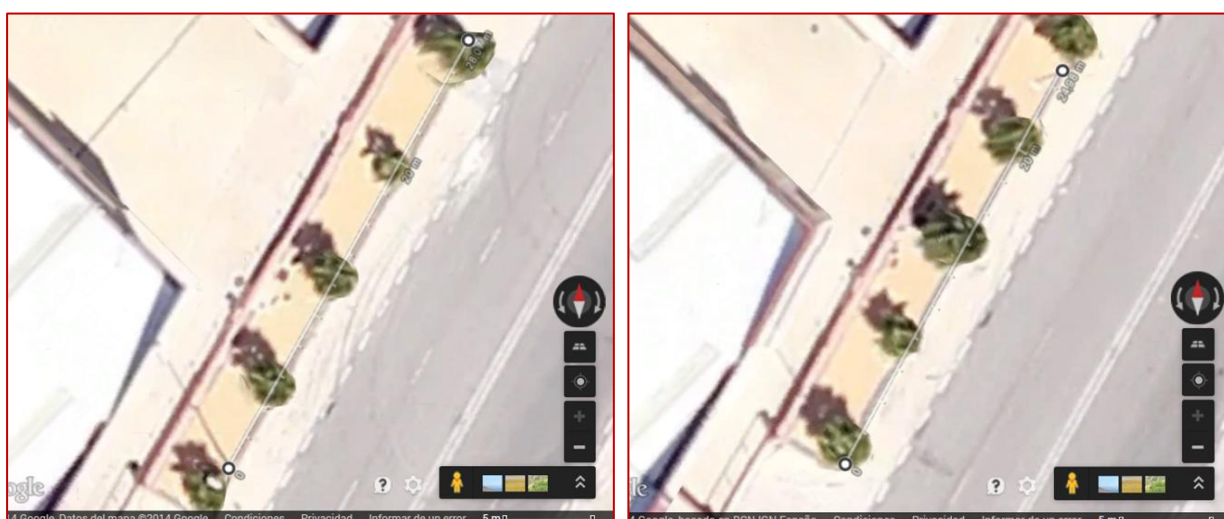
A continuación se recogen las mediciones en los 5 puntos de control realizadas sobre las fotografías de satélite obtenidas de GoogleMaps™.

Punto de control 1.

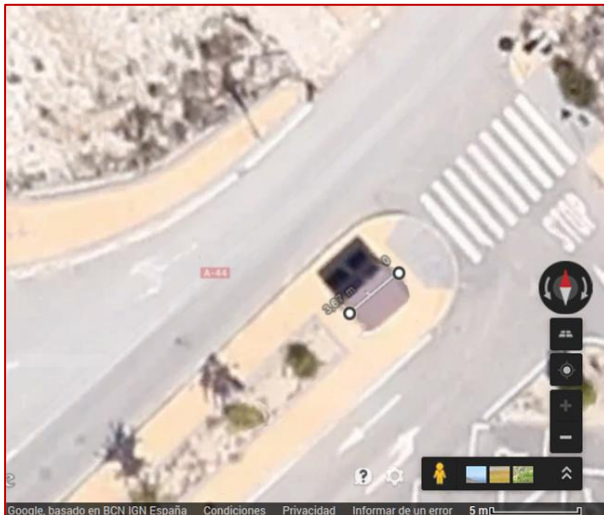


Fotografía 9. Mediciones en punto de control 1. Fuente GoogleMaps™.

Punto de control 2.

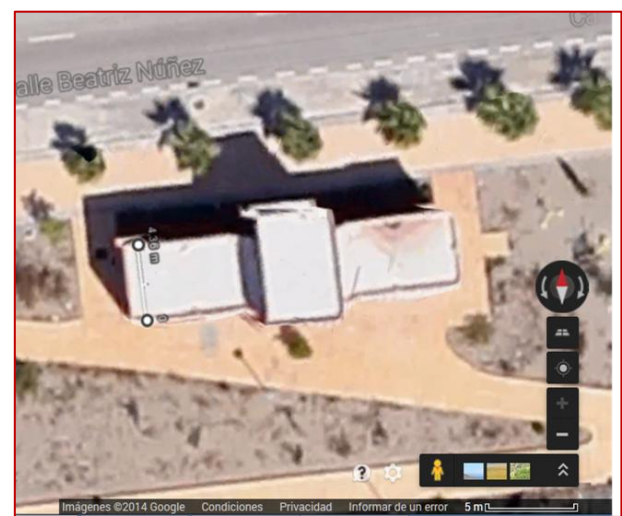
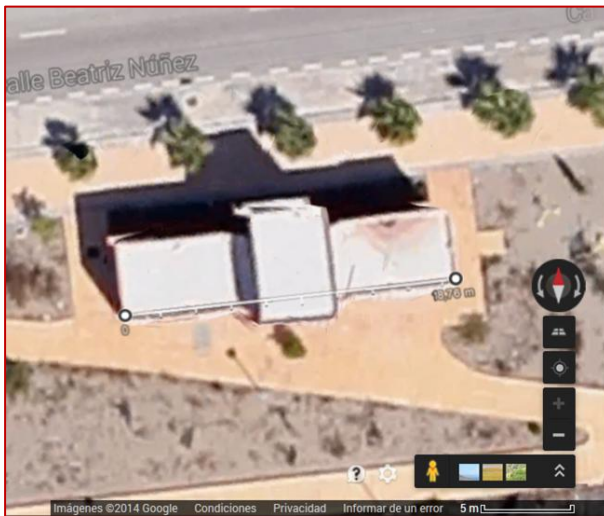


Fotografía 10. Mediciones en punto de control 2. Fuente GoogleMaps™.



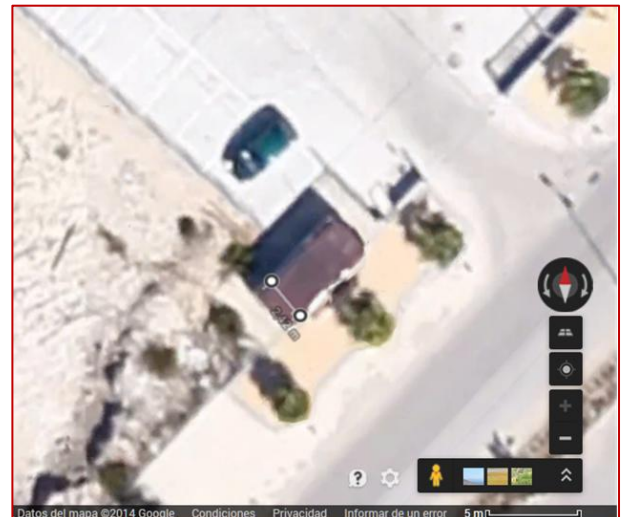
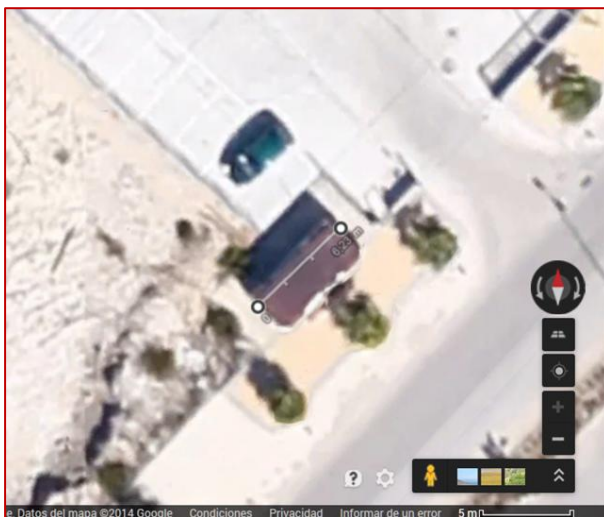
Fotografía 11. Mediciones en punto de control 3. Fuente GoogleMaps™.

Punto de control 4.



Fotografía 12. Mediciones en punto de control 4. Fuente GoogleMaps™.

Punto de control 5.



Fotografía 13. Mediciones en punto de control 5. Fuente GoogleMaps™.

Anexo III. Reparto de manzanas y parcelas del Parque Empresarial Nuevo Jaén.

PLAN PARCIAL
POLIGONO INDUSTRIAL
SUNP-6

DILIGENCIA.- Para hacer constar que el presente documento contiene refundidos los aprobados

inicialmente con fecha **1 JUN. 2000** y provisionalmente con fecha - **2 NOV. 2000**

13

Jaén,
EL SECRETARIO GENERAL



Excmo. Ayuntamiento de Jaén
Gerencia Municipal de Urbanismo

Aprobado inicialmente por el Consejo de Gerencia en la fecha que más abajo se indica y Decreto de Alcaldía de conformidad.

Jaén - **1 JUN. 2000**



EL SECRETARIO GENERAL

- b) Cuando la edificación colindante esté adosada a la linde medianera
- c) Cuando exista acuerdo entre los propietarios de las fincas colindantes para construir adosándose a la linde medianera, debiendo inscribirse dicho acuerdo en el Registro de la Propiedad.
- d) En cualquier caso, la edificación podrá adosarse a uno de los linderos laterales.

De todo ello se obtiene el siguiente cuadro: Aprobado provisionalmente por el Consejo de Gerencia en la fecha que más abajo se indica y Decreto de Alcaldía de Conformidad.

Jaén - **2 NOV. 2000**

REPARTO DE ÁREAS PORMENORIZADAS (Exactamente figuran en planos)

Categoría 1ª		 EL SECRETARIO GENERAL
Manzana 7	100.141 m ²	
Manzana 5	25.416 m ²	
Total	125.557 m²	
Categoría 2ª		
Manzana 2	47.216 m ²	
Manzana 3	24.105 m ²	
Manzana 4	72.910 m ²	
Manzana 6	49.472 m ²	
Manzana 8	110.553 m ²	
Total	304.256 m²	
Categoría 3ª		
Manzana 9	162.026 m ²	
Total	162.026 m²	
Categoría 4ª		
Manzana 1	11.980 m ²	Aprobado de forma provisional por el Excmo. Ayuntamiento de Jaén en la fecha que más abajo se indica.
Manzana 10	7.425 m ²	
Total	19.405 m²	

(*) Referencia a manzanas conforme a plano de intensidades.

Jaén, 19 SET. 2001



EL SECRETARIO GENERAL

Coordinador P.A.U. y P.P.
Manuel Escudero Piedra
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Autor del Proyecto
Manuel Gener Latorre
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Anexo IV. Distancia entre filas de módulos en cubiertas horizontales.

En las cubiertas horizontales, se ha considerado la instalación de los módulos fotovoltaicos de forma apaisada, práctica común para reducir la resistencia al viento y hacer las estructuras de soporte más livianas así como para reducir el impacto visual de la instalación. En estas cubiertas se considera que la estructura soporte permite la orientación óptima en azimut y en elevación.

Se ha elegido como ángulo óptimo de elevación sobre la horizontal 34° , tras simulación en la plataforma [PVGIS](#) [33] y el ángulo de azimut igual a 0° (orientación sur), por ser el ángulo de azimut óptimo en el hemisferio norte. Los módulos se instalarán formando filas cuya separación, d , medida sobre la horizontal, obedece a lo indicado en el apartado 5 del Anexo III del [Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE](#) [22], es decir

$$d = h \cdot k = h \cdot \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

donde h es la altura sobre la horizontal del punto más alto del módulo de la fila anterior según el esquema inferior extraído del mencionado documento.

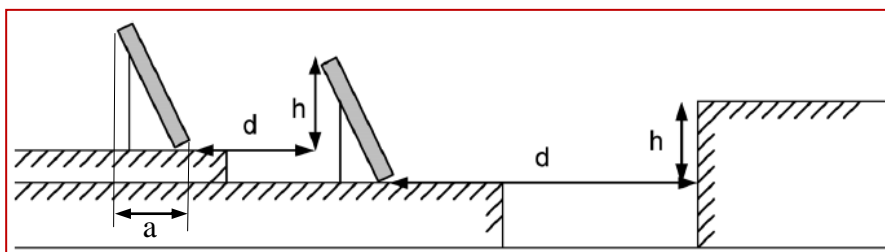


Ilustración 67. Separación entre filas de módulos y a obstáculos. Ilustración extraída del Anexo III del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE. Se ha añadido el ancho de la fila de módulos "a".

Dado que las dimensiones máximas del módulo escogido son $1,670 \text{ m} \times 0,997 \text{ m}$, que los módulos se instalarán apaisados, que la latitud del Parque Empresarial Nuevo Jaén es de $37,8^\circ$ y que el ángulo de elevación elegido es de 34° , nos queda que la distancia de separación entre filas de módulos en superficies planas ha de ser, al menos, de:

$$d = h \cdot k = 0,997 \cdot \sin(34^\circ) \cdot \frac{1}{\tan(61^\circ - 37^\circ)} = 1,3 \text{ m}$$

Por otra parte, el ancho ocupado por cada fila de módulos, a , será de

$$a = 0,997 \cdot \cos(34^\circ) = 0,83 \text{ m}$$

Anexo V. Características del módulo fotovoltaico ISF-250 P.

A continuación se recoge la hoja de características eléctricas y mecánicas del módulo fotovoltaico seleccionado, el [ISF-250 P](#) de silicio multicristalino de la empresa española [ISOFOTON](#).



More than 30 years of reliable experience

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C, AM 1,5

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia nominal (P _{max})	240 W	245 W	250 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	37,3 V	37,4 V	37,6 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	8,61 A	8,73 A	8,85 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{max})	30,1 V	30,3 V	30,4 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	8,00 A	8,14 A	8,27 A
Eficiencia	14,5%	14,8%	15,1%
Tolerancia de potencia (% P _{max})	0/+3%	0/+3%	0/+3%

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 °C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

	ISF - 240 P	ISF - 245 P	ISF - 250 P
Potencia máxima (P _{max})	175 W	178 W	182 W
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	34,4 V	34,5 V	34,7 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,95 A	7,05 A	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{max})	27,1 V	27,2 V	27,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	6,46 A	6,57 A	6,68 A

Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m² a 200 W/m² según IEC 60904-1 5% (+/-3%)

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Límite de corriente inversa	20 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45 +/- 2°C
Temperatura de operación	-40 -> +85°C
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,44%/K
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,334%/K
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,048%/K

Certificados de producto

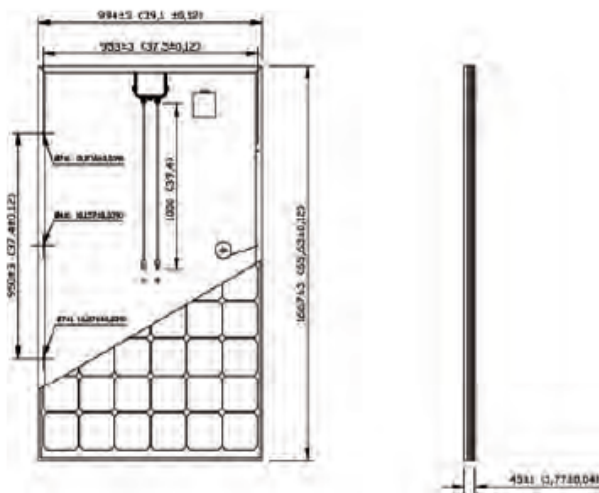


MÓDULO MULTICRISTALINO ISF-250 P

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Célula solar	Silicio Multicristalino - 156 mm x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 células (6x10)
Dimensiones	1667 x 994 x 45 mm
Peso	19 Kg
Vidrio	Alta transmisividad, texturado y templado de 3,2 mm (EN-12150)
Marco	Aluminio anodizado, toma de tierra
Máxima carga admisible	5400 Pa (carga de nieve)
Caja de conexión	IP 65 con 3 diodos de bypass
Cables y Conector	Cable solar de 1 m y sección 4 mm ² . Conector MC4 o LC4

DIMENSIONES



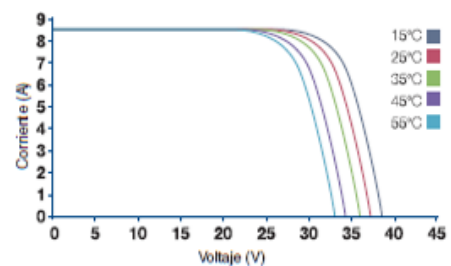
EMBALAJE

Módulos por palet
24

Tamaño del embalaje (palet + caja)

1720 x 1140 x 1155mm

Materiales reciclables



DATOS DE CONTACTO

FÁBRICA

Parque Tecnológico de Andalucía (PTA)
C/ Severo Ochoa, 50
29590 Málaga - España
Tel: +34 951 233 500
isofoton.m@isofoton.com

OFICINA COMERCIAL

Torre de Cristal
Paseo de la Castellana, 259C (Planta 17)
28046 Madrid - España
Tel: +34 914 147 800
isofoton@isofoton.com

OBSERVACIONES: ISOFOTON, S.A. se reserva el derecho de modificar las presentes especificaciones sin previo aviso. Esta ficha técnica comercial responde a la norma EN 50380, Junio 2013

Anexo VI. Características eléctricas de los inversores.

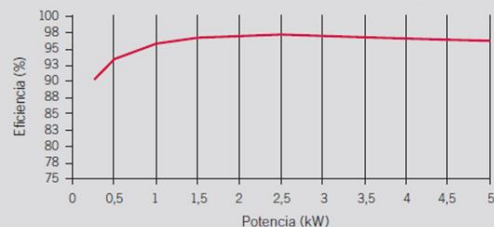
En el estudio, se han considerado los inversores recogidos en la tabla del apartado [5.1.4](#), pertenecientes a las gamas [INGECON SUN 1Play](#), [INGECON SUN 3Play](#) e [INGECON SUN Power](#), todos de la firma española [Ingeteam](#).

En las páginas siguientes se recogen las hojas de características de estos equipos.

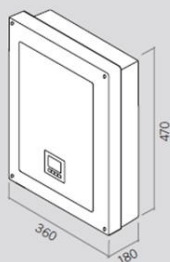
	2,5TL M	2,7TL M	3TL M	3,3TL M	3,68TL M	4,6TL M	5TL M	5,5TL M	6TL M
Valores de Entrada (DC)									
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	2,8 - 3,3 kWp	3 - 3,6 kWp	3,2 - 4 kWp	3,8 - 4,4 kWp	3,9 - 4,8 kWp	5,2 - 6 kWp	5,7 - 6,5 kWp	6 - 6,8 kWp	6,3 - 7 kWp
Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V	125 - 750 V
Rango de tensión MPP2 ⁽²⁾⁽³⁾	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V	90 - 750 V
Tensión mínima para P _{nom} con entradas DC en paralelo	125 V	127 V	141 V	155 V	172 V	216 V	234 V	258 V	281 V
Tensión máxima ⁽⁴⁾	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V	850 V
Corriente máxima (Entrada 1 / Entrada 2)	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A	11 / 11 A
Nº entradas (Entrada 1 / Entrada 2)	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
MPPT	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Output (AC)									
Potencia nominal	2,5 kW	2,7 kW	3 kW	3,3 kW	3,68 kW	4,6 kW	5 kW	5,5 kW	6 kW
Max. temperatura para potencia nominal ⁽⁵⁾	60°C	57°C	55°C	52°C	50°C	58°C	55°C	50°C	45°C
Corriente máxima	16 A	16 A	16 A	16 A	16 A	26,2 A	26,2 A	26,2 A	26,2 A
Tensión nominal	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V	230 V
Rango de tensión	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V	122 - 265 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=2,5 kVA	Si. Smáx=2,7 kVA	Si. Smáx=3 kVA	Si. Smáx=3,3 kVA	Si. Smáx=3,68 kVA	Si. Smáx=4,6 kVA	Si. Smáx=5 kVA	Si. Smáx=5,5 kVA	Si. Smáx=6 kVA
THD	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento									
Eficiencia máxima	97,6%	97,6%	97,7%	97,7%	97,8%	97,9%	98%	98%	98%
Euroeficiencia	97,3%	97,3%	97,4%	97,4%	97,5%	97,5%	97,6%	97,6%	97,6%
Datos Generales									
Sistema de refrigeración	Convección natural								
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W	<10 W
Consumo nocturno	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W
Temperatura de funcionamiento	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C	-25°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Marcado	CE								
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100								
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁷⁾ P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements								

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada ⁽³⁾ Para bajar a 90 V la otra entrada tiene que estar al menos a 125 V ⁽⁴⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas ⁽⁵⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁷⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 5TL M V_{dc} = 680 V



Dimensiones y peso (mm)

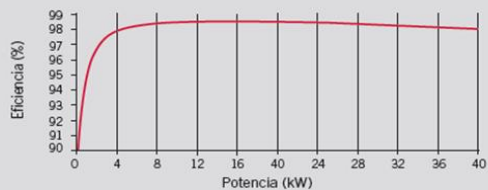


2,5TL M / 2,7TL M / 3TL M / 3,3TL M / 3,68TL M
20 kg.
4,6TL M / 5TL M / 5,5TL M / 6TL M
21 kg.

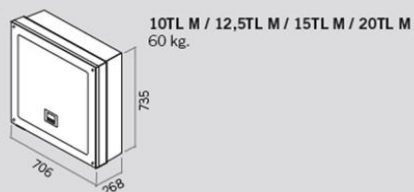
	10TL M	12,5TL M	15TL M	20TL M	28TL M	33TL M	40TL M
Valores de Entrada (DC)							
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	10,3 - 13,4 kW	12,9 - 16,8 kW	15,5 - 20,1 kW	20,6 - 26,8 kW	28,9 - 37,5 kW	34 - 44,2 kW	41,2 - 53,6 kW
Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V
Rango de tensión MPP2 ⁽²⁾	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V	200 - 820 V
Tensión mínima para Pnom con entradas DC en paralelo	260 V	325 V	310 V	415 V	415 V	430 V	460 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima ⁽⁴⁾ (Entrada 1 / Entrada 2)	20 / 20 A	20 / 20 A	30 / 20 A	30 / 20 A	40 / 30 A	40 / 40 A	50 / 40 A
Nº entradas versión S, S+ y S++ (Entrada 1 / Entrada 2)	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Nº entradas versión P y P+ (Entrada 1 / Entrada 2)	2 / 2	2 / 2	3 / 2	3 / 2	4 / 3	4 / 4	5 / 4
MPPT	2	2	2	2	2	2	2
Valores de Salida (AC)							
Potencia nominal	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	28 kW	33 kW	40 kW
Máxima temperatura a potencia nominal ⁽⁵⁾	55°C	55°C	55°C	55°C	55°C	55°C	55°C
Corriente máxima	15 A	19 A	22 A	29 A	41 A	48 A	58 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Rango de tensión	277 - 528 V	277 - 528 V	277 - 528 V	277 - 528 V	277 - 528 V	277 - 528 V	277 - 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁶⁾	1	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=10 kVA	Si. Smáx=12,5 kVA	Si. Smáx=15 kVA	Si. Smáx=20 kVA	Si. Smáx=28 kVA	Si. Smáx=33 kVA	Si. Smáx=40 kVA
THD	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento							
Eficiencia máxima	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%	98,5%
Euroeficiencia	98,3%	98,3%	98,4%	98,3%	98,2%	98,2%	98,2%
Datos Generales							
Sistema de refrigeración				Ventilación forzada			
Caudal de aire	300 m³/h	300 m³/h	300 m³/h	300 m³/h	380 m³/h	380 m³/h	380 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁷⁾	10 W	10 W	10 W	10 W	10 W	10 W	10 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a 65°C	-20°C a 65°C	-20°C a 65°C	-20°C a 65°C	-20°C a 65°C	-20°C a 65°C	-20°C a 65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Marcado	CE						
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁸⁾ , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements						

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada ⁽³⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ La corriente máxima por cada conector FV son 11 A ⁽⁵⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁶⁾ Para P_{ac}>25% de la potencia nominal ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁸⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 40TL M V_{dc} = 650 V



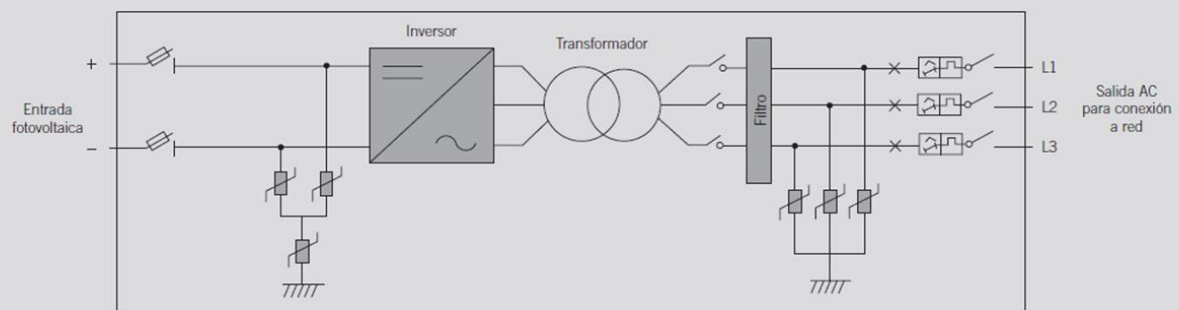
Dimensiones y peso (mm)



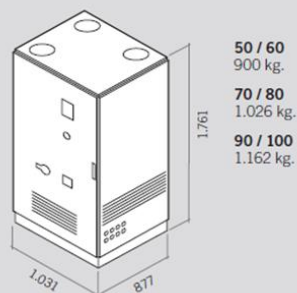
	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=55 kVA	Si. Smáx=66 kVA	Si. Smáx=77 kVA	Si. Smáx=88 kVA	Si. Smáx=99 kVA	Si. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁴⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal ⁽⁵⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.
Referencias normativas: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 70 TERNA, Arrêté 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.

Power



Dimensiones y peso (mm)



0% ≤ pérdidas ≤ 5% 5% < pérdidas ≤ 10% 10% < pérdidas ≤ 15% 15% < pérdidas ≤ 20% 20% < pérdidas ≤ 25%



ANTIGUA ZONA INDUSTRIAL N-323.
NO PERTENECE AL PARQUE INDUSTRIAL NUEVO JAÉN

PRIMAYOR Y AREA HOTELERA.
NO PERTENECEN AL PARQUE INDUSTRIAL NUEVO JAÉN