



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
EN LAS NAVES INDUSTRIALES DE VIDECA S.A.
TÉRMINO MUNICIPAL DE VILLANUEVA DE CASTELLÓN
(VALENCIA)**

Trabajo Final de Grado

Titulación: Grado en Ingeniería de Obras Públicas

Curso: 2017/2018

Autor: Davinia Calvo Mas

Tutor: José Navarro Torrijos

Valencia, Noviembre de 2017

ÍNDICE

1. Memoria

2. Anejos

-Anejo 1. Radiación e irradiancia solar

-Anejo 2. Estudio de la demanda energética

-Anejo 3. Potencia

-Anejo 4. Estudio de rentabilidad económica

-Anejo 5. Módulo fotovoltaico e inversor

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
EN LAS NAVES INDUSTRIALES DE VIDECA S.A.
TÉRMINO MUNICIPAL DE VILLANUEVA DE CASTELLÓN
(VALENCIA)**

MEMORIA

Trabajo Final de Grado

Titulación: Grado en Ingeniería de Obras Públicas

Curso: 2017/2018

Autor: Davinia Calvo Mas

Tutor: José Navarro Torrijos

Valencia, noviembre de 2017

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	9
2. ANTECEDENTES: LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	11
2.1 Producción de energía a nivel mundial	15
2.1.1 Orígenes y desarrollo de la energía solar fotovoltaica	15
2.2 Producción de energía en España	17
2.2.1 La situación en España: desde el 2007 a la actualidad	17
3. OBJETO DEL TRABAJO	18
4. LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA.....	20
5. LEGISLACIÓN	23
5.1 Antecedentes legislativos	24
5.2 Motivaciones para la elaboración de un Real Decreto	27
5.3 Real Decreto 900/2015	28
5.3.1 Modalidades de autoconsumo	28
5.3.2 Cargos transitorios y exenciones	29
5.3.3 Otras consideraciones	29
6. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	31
6.1 Potencia y energía del sol	33
6.2 Irradiancia	35
6.2.1 Irradiancia mensual	35
6.2.2 Irradiancia anual.....	37
6.3 Irradiación	38
6.4 Maquinaria de la empresa	40
6.5 Consumo anual.....	43
6.6 Tarifa eléctrica	44
6.7 Características de los elementos de la instalación	45
6.7.1 Módulo solar fotovoltaico	46
6.7.2 Inversor.....	50
6.7.3 Contador.....	52
6.7.4 Estructura soporte.....	53
6.8 Colocación de paneles	54
6.9 Producción horaria	55
6.10 Diseño	57

6.10.1	Dimensionamiento eléctrico	57
6.10.1.1	Temperaturas	57
6.10.1.2	Cálculo de módulos en serie	58
6.10.1.3	Cálculo de módulos en paralelo	61
6.10.1.4	Cálculo de inversores	62
6.11	Diseño físico	63
6.12	Resistencia de cubiertas	65
7.	MANTENIMIENTO	70
8.	ESTUDIO ECONÓMICO	75
8.1	Introducción	76
8.2	Estudio económico de la alternativa 1 con aplicación del RD 900/2015	77
8.2.1	Presupuesto material	77
8.2.2	Ahorro previsto o ingresos	77
8.2.3	Gastos de explotación anuales	79
8.2.4	Gastos financieros	80
8.2.5	Balance económico. Beneficios	81
8.2.6	Rentabilidad.....	84
8.3	Estudio económico de la alternativa 2 con aplicación del RD 900/2015	86
8.3.1	Presupuesto material	86
8.3.2	Ahorro previsto o ingresos	86
8.3.3	Gastos de explotación anuales	87
8.3.4	Gastos financieros	88
8.3.5	Balance económico. Beneficios	88
8.3.6	Rentabilidad.....	91
8.4	Análisis económico SIN las condiciones establecidas en el RD 900/2015	91
8.4.1	Balance económico de la alternativa 1.....	92
8.4.2	Rentabilidad de la alternativa 1.....	94
8.4.3	Balance económico de la alternativa 2.....	94
8.4.4	Rentabilidad de la alternativa 2.....	95
8.5	Resumen.....	95
8.6	Comparativa con otros países	97
9.	IMPACTO AMBIENTAL.....	99
10.	CONCLUSIONES.....	101
11.	BIBLIOGRAFÍA.....	103

ANEJOS

Anejo 1: Radiación e irradiancia solar

Anejo 2: Estudio de la demanda energética

Anejo 3: Potencia

Anejo 4: Estudio de rentabilidad económica

Anejo 5: Módulo fotovoltaico e inversor

Índice de figuras

Figura 1. Distribución de la irradiación solar en Europa.	13
Figura 2. Potencia fotovoltaica instalada y acumulada en el mundo	16
Figura 3. Variación de la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente y acumulada en España	17
Figura 4. Localización en el mapa del municipio de Villanueva de Castellón	21
Figura 5. Diagrama de bloques de un SFCR enfocado al autoconsumo	30
Figura 6. Vista aérea de las naves de VIDECA S.A	32
Figura 7. Proceso de irradiación	38
Figura 8. Horario de periodos	44
Figura 9. Esquema proceso	45
Figura 10. Curvas de intensidad-tensión y potencia-tensión	48
Figura 11. Dibujos técnicos del módulo	49
Figura 12. Dibujos técnicos del módulo	49
Figura 13. Características físicas del contador	53
Figura 14. Naves a equipar con paneles fotovoltaicos	64
Figura 15. Mapamundi con los diferentes tipos de retribución de energía	98

Índice de tablas

Tabla 1. Geometría de las naves de VIDECA S.A.	32
Tabla 2. Irradiación anual en el municipio de Villanueva de Castellón	39
Tabla 3. Especificaciones del módulo	47
Tabla 4. Especificaciones del inversor	51
Tabla 5. Especificaciones del contador	52
Tabla 6. Características de las naves de VIDECA S.A	55
Tabla 7. Distribución de filas de paneles en las naves de VIDECA S.A	56
Tabla 8. Información para cálculo de paneles en serie	58
Tabla 9. Rango de paneles en serie	60
Tabla 10. Información para cálculo de paneles en paralelo	61
Tabla 11. Número de paneles en paralelo.....	62
Tabla 12. Tabla resumen de número de paneles por inversor	63
Tabla 13. Paneles totales por nave y superficie total a instalar	64
Tabla 14. Presupuesto del material en la instalación, alternativa 1	77
Tabla 15. Precios TE€/kWh de la tarifa eléctrica 6.1 ^a y KWH consumidos por la fábrica en cada periodo.....	78
Tabla 16. Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh) de la tarifa eléctrica 6.1A,año 2017	79
Tabla 17. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 1.....	85
Tabla 18. Presupuesto del material en la instalación, alternativa 2	86
Tabla 19. Precios TE €/kWh en euros de la tarifa eléctrica 6.1 A	86
Tabla 20. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 2.....	91
Tabla 21. Resumen de VAN,TIR y PAY BACK de la alternativa 1 sin RD 900/2015.....	94
Tabla 22. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 2 sin RD 900/2015.....	96
Tabla 23. Resumen de VAN,TIR y PAY BACK de las dos alternativas con y sin RD 900/2015-Financiación.....	96

Índice de gráficas

Gráfica 1. Radiación solar mensual en Villanueva de Castellón	33
Gráfica 2. Radiación solar anual en Villanueva de Castellón	34
Gráfica 3. Irradiancia solar en Villanueva de Castellón, mes de diciembre	35
Gráfica 4. Irradiancia solar en Villanueva de Castellón, mes de mayo	36
Gráfica 5. Irradiancia solar en Villanueva de Castellón, mes de Julio	36
Gráfica 6. Irradiancia anual solar en Villanueva de Castellón	37
Gráfica 7. Irradiación anual en Villanueva de Castellón	39
Gráfica 8. Consumo de potencia anual de VIDECA S.A	43
Gráfica 9. Consumo total de potencia vs. Producción por naves de VIDECA S.A.	56
Gráfica 10. Ahorro anual por periodos en €, alternativa 1.....	78
Gráfica 11. Amortización vs intereses	80
Gráfica 12. Detalle del préstamo	81
Gráfica 13. Balance acumulado (con RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 1	82
Gráfica 14. Balance acumulado (con RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 1	83
Gráfica 15. Ahorro anual por periodos en €, alternativa 2.....	87
Gráfica 16. Balance acumulado (con RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 2	89
Gráfica 17. Balance acumulado (con RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 2.....	90
Gráfica 18. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 1	92
Gráfica 19. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 1	93
Gráfica 20. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 2	94
Gráfica 21. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 2	95

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

La progresiva y continua degeneración del medio ambiente debido a las emisiones de gases de efecto invernadero tales como el CO₂, CH₄...procedentes del uso intensivo de combustibles fósiles, otorga a las energías renovables un papel elemental en la evolución sostenible del planeta Tierra.

Por consiguiente, durante la última década han emergido las energías renovables tales como la eólica o la solar fotovoltaica, siendo el fundamento de esta última la transformación de la radiación solar que incide sobre los paneles solares en corriente continua. Se trata también, de estilos de energía que se están destinando al autoconsumo.

Todo esto favorece el diseño y progreso de abundantes emplazamientos o construcciones dedicadas al uso de energía sin emisiones.

Gracias a la ubicación de España, su climatología y los apropiados niveles de radiación solar durante prácticamente todo el año en la mayor parte de su superficie, el potencial de la energía fotovoltaica es muy importante. Por ello, esta situación debería aprovecharse en la implantación de medidas de apoyo a la energía solar y establecerse unos objetivos de potencia instalada de cara al futuro que conserven y acrecienten la situación actual de este tipo de tecnología.

CAPÍTULO 2.

ANTECEDENTES: LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar es una energía que siempre ha estado ahí, pero que no se ha sintetizado lo suficiente si la equiparamos con otros tipos de energía, como por ejemplo los combustibles fósiles o la energía nuclear. En realidad, en el escenario de las energías renovables se ha observado que hay algunas que van con retraso respecto a otras, pero aparentemente se ha visto que la situación está cambiando paulatinamente.

No obstante, cuando se menciona a la energía solar nos referimos normalmente a la energía directa del sol. Este tipo de energía en general se refiere a la generación de calor o electricidad a través del sol.

La luz del sol se suele utilizar directamente para producir electricidad mediante celdas fotovoltaicas. La utilización de celdas fotovoltaicas o paneles solares es cada vez más frecuente como una elección efectiva y de bajo costo para producir electricidad.

Una de las propiedades de la tecnología fotovoltaica es la capacidad de instalarse en módulo, de forma que se pueden disponer desde grandes plantas solares hasta paneles diminutos para el tejado de una residencia. Asimismo, este modelo de energía es apto para generar electricidad y así proveer desde una aplicación o un dispositivo autosuficiente a una red de distribución.

En vista de la demanda ascendente de energías renovables, la producción de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha progresado significativamente en los últimos años. Para generar cantidades relevantes de electricidad se precisan enormes extensiones de paneles, aunque hace poco se han elaborado paneles que emplean hasta el 40% de la energía solar a un coste más bajo.

A continuación, se exponen algunas de las ventajas e inconvenientes de la puesta en marcha de este tipo de tecnología.

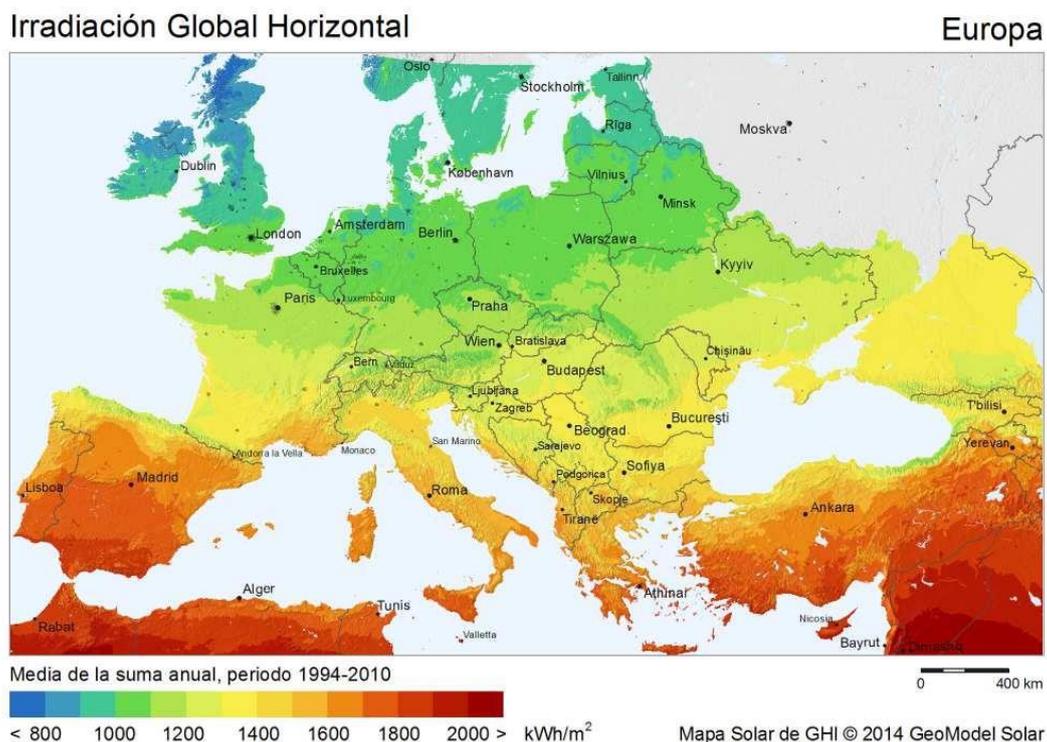
Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

VENTAJAS:

- Su procedencia es de una fuente de energía renovable, es decir, sus recursos son ilimitados.
- No producen ninguna emisión, es una energía muy favorable para el medio ambiente.
- Tiene bajos costos de operación.
- Se puede integrar en infraestructuras nuevas o ya existentes.
- Tiene una gran flexibilidad de adaptación a los tamaños de los paneles.

DESVENTAJAS:

- Requiere de grandes aportaciones económicas para los costos de instalación.
- Los lugares donde hay mayor radiación solar, son lugares desérticos y alejados de las ciudades.
- Se necesitan grandes superficies de terreno para acumular enormes cantidades de energía.



*Figura 1: Distribución de la irradiancia solar en Europa.
Fuente: Solargis*

En los últimos dos años, han sido instalados 230 GW de potencia fotovoltaica a nivel mundial, y se puede decir que ocupa el tercer puesto en cuanto al uso de energías renovables en todo el mundo, siguiendo a las energías hidroeléctrica y eólica. Hoy en día esta energía supera el 3.5% de la demanda eléctrica en la Unión Europea llegando a alcanzar el 7 % en las etapas de producción máxima.

Alemania es un país en el cual la energía fotovoltaica se ha convertido en una de las principales fuentes de energía, así como Japón, Estados Unidos y China.

En el 2014 llegaron a instalarse en Alemania hasta 38 GW hecho que llevó al país a batir un récord considerable respecto a los años anteriores. Este hecho llegó a producir el 50.6% de la demanda del país, cuya potencia rebasó los 24 GW, que es comparable con la potencia que pueden llegar a generar hasta 26 centrales nucleares a pleno rendimiento.

Este país es un claro ejemplo a nivel mundial por sus políticas energéticas que a su vez combina eficiencia y energía eléctrica sostenible. Por otra parte, la energía que menos se genera es la fósil, pasando a ser menos competitiva que las renovables.

Son muchos los países que están siguiendo este ejemplo ya que la energía solar es muy productiva y los paneles conllevan pocos costes de fabricación, además de no ser contaminantes. Se necesitan políticas energéticas que apoyen proyectos sostenibles y reduzcan el uso de energías fósiles.

Pese a que en España es relativamente nuevo, el autoconsumo energético está muy afianzado en países como Estados Unidos u Holanda. Lo normal en los países en los que se ha establecido, es que se recompensen estas prácticas abonando los peajes, posibilitando a los consumidores que viertan energía a la red y la puedan recuperar cuando la precisen, o dándoles la opción de venderla a la compañía eléctrica.

2.1 Producción de energía a nivel mundial

2.1.1 Orígenes y desarrollo de la energía solar fotovoltaica

La primera célula solar de silicio se elaboró en 1954, en los laboratorios Bell Telephone (EEUU), fomentado por el inicio del programa espacial de dicho país. A partir del año 1975 y gracias a una disminución progresiva de dichos costes, las utilidades terrestres sobrepasaron a las espaciales y desde entonces, su desarrollo en el mundo ha traspasado tres etapas notoriamente diferenciadas:

- **Desde 1975 hasta 1985.** Las continuas depresiones del petróleo de los años 1973 y 1979 promovieron que los principales países industrializados empezaran a buscar fuentes de energía diferentes. Así, en Estados Unidos la administración Carter empezó proyectos de incentivo destinados a estimular la utilización de fuentes de energía que no se basaran en el uso de combustibles fósiles.
- **Desde 1985 hasta 2000.** A principios de los años 80 el precio del barril de petróleo disminuyó mucho y esto ayudó a que se perdiera el interés en financiar las energías renovables.
- **Desde 2000 hasta el momento presente.** Cuando empezó el siglo XXI, muchos países, tales como Alemania o España y posteriormente Estados Unidos, Italia, China, India y Japón, empezaron a premiar el uso de las energías renovables en general y de la solar fotovoltaica en particular, a través de pagos de primas cuando se producía electricidad.

La Figura 2 muestra el desarrollo de la potencia fotovoltaica instalada y acumulada en el mundo durante los años 2000-2014:

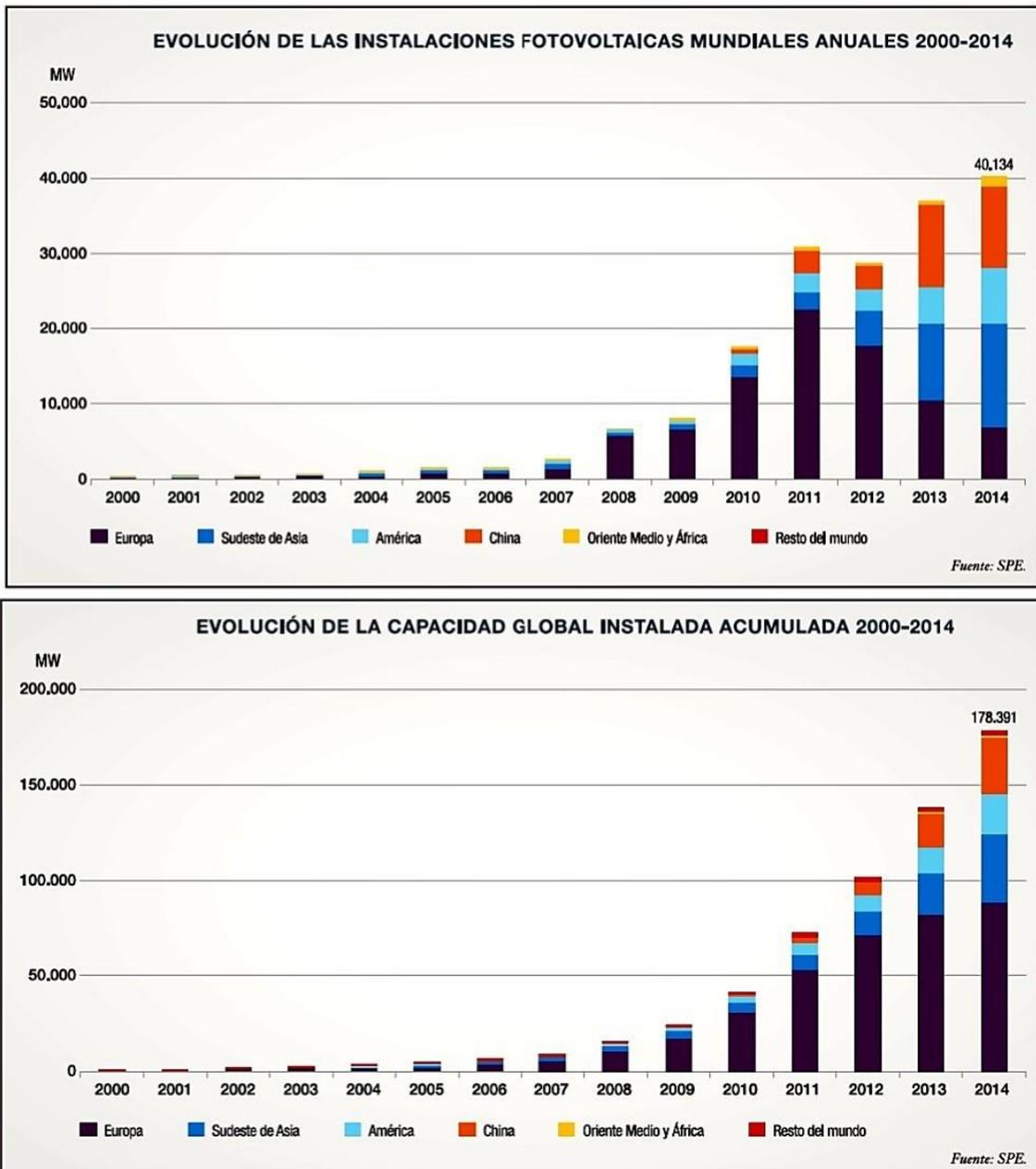


Figura 2: Potencia fotovoltaica instalada y acumulada en el mundo, en Megavatios.
Fuente: Unión Española Fotovoltaica, Informe Anual 2015.

2.2. Producción de energía en España

2.2.1 La situación en España: desde el 2007 a la actualidad

En nuestro país, desde el año 2004 y sobre todo en 2007, el gobierno hizo una apuesta fuerte por este tipo de energía, a través de los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007, que resultaron en primas a los productores de energía fotovoltaica. Sin embargo, el sistema de remuneraciones instauradas en 2007 estuvo mal proyectado, ya que no se dispusieron límites a la capacidad instalada, lo que provocó el boom de instalaciones del año 2008 y todo el caos regulatorio que vino con posterioridad. El desarrollo de la potencia establecida año a año en España se presenta en la Figura 3:

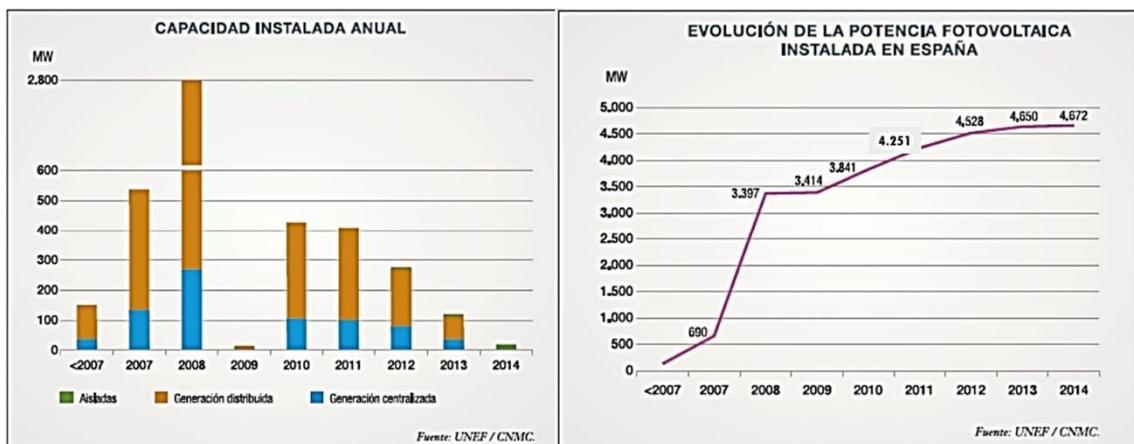


Figura 3: Variación de la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente y acumulada en España, expresada en MegaVatios.

Fuente: Unión Española Fotovoltaica, Informe Anual 2015.

CAPÍTULO 3.

OBJETO DEL TRABAJO

El trabajo consiste en el diseño y el estudio económico de una instalación fotovoltaica en las cubiertas de las naves de la empresa VIDECA S.A, situada en el municipio de Villanueva de Castellón (Valencia). La finalidad es el diseño de la instalación solar fotovoltaica con el objetivo de conseguir el máximo de energía eléctrica de origen fotovoltaico para intentar abastecer la demanda energética que requiere la citada empresa.

Se realiza el dimensionamiento de los elementos que constituyen la instalación, llevando a cabo las operaciones y cálculos indispensables para un adecuado diseño.

Además uno de los apartados clave de este trabajo es el cálculo del estudio económico donde se presentarán dos alternativas posibles, teniendo en cuenta la legislación actual con el RD 900/2015 y la anterior. Con todo eso, se analizará el Valor Añadido Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Pay Back de las dos alternativas para analizar la rentabilidad con diferentes opciones de financiación y de aplicación de peajes.

La finalidad de este proyecto es reducir el consumo eléctrico procedente de la red y así poder mejorar el suministro energético de las instalaciones de VIDECA S.A y disminuir la vinculación de otros suministradores. Asimismo, se genera una mejora ambiental y social por la reducción de las emisiones a la atmósfera.

CAPÍTULO 4.

LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

Para el dimensionamiento e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo, es necesario conocer las características del emplazamiento, considerando las actividades que se llevan a cabo en el edificio, la localización geográfica, y la radiación solar que llega en dicho punto geográfico.

Desde 1965 VIDECA se dedica a la fabricación y comercialización de una amplia gama de frutas en conserva.

La fábrica se sitúa en la localidad de Villanueva de Castellón con latitud 39.077313 y longitud -0.505259, situada en la confluencia de los ríos Júcar y Albaida en la comarca de la Ribera Alta, dentro de la provincia de Valencia, con una altura sobre el nivel del mar de 42 metros. La economía de la localidad es prácticamente agrícola, sin embargo, dispone de una pequeña industria.

El sector industrial cuenta con fábricas de conservas alimenticias, y naves de comercialización y exportación de cítricos, también algunas otras actividades de menor importancia.



*Figura 4: Localización en el mapa comarcal del municipio de Villanueva de Castellón.
Fuente: elaboración propia*



*Figura 5: Localización en el mapa del municipio de Villanueva de Castellón.
Fuente: Google Earth*

El proceso productivo de Videca S.A. se realiza en 4 fases:

1.- Zona de Producción. Es el inicio del proceso, en el cual se recibe la fruta recogida de los campos y se deposita en la línea para su tratamiento. Por diferentes máquinas será lavada, escaldada, pelada, troceada, procesada químicamente y lista para envasar.

2.- Envasado. En esta fase del proceso el objetivo es envasar el producto preparado en diferentes formatos de envases.

3.- Esterilizado. En esta fase el objetivo es eliminar la proliferación de agentes patógenos y prolongar su conservación para el consumo.

4.- Etiquetado. Es la fase final, consiste en marcar y etiquetar los botes de producto acabado y formar los palés para su distribución a cliente.

La fábrica para de trabajar por la noche. Hay 2 turnos de trabajo: 06:00-14:00 y 14:00-22:00. Los fines de semana la fábrica permanece cerrada aunque existe la posibilidad de que algún fin de semana se trabaje a turno de mañana. Por la noche el consumo de la fábrica se debe a principalmente a las máquinas frigoríficas de alimentos.

CAPÍTULO 5.

LEGISLACIÓN

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

Según las pautas marcadas por la Directiva Europea 2009/28/CE, la Secretaría de Estado de Energía en colaboración con el IDAE, elabora un nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, en el que se fija como objetivo de participación el 20% sobre el consumo final bruto de energía en 2020 y se establece la trayectoria de la energía que procede de fuentes renovables.

El PER tiene que contemplar una serie de propuestas para poder cumplir con este objetivo. Una de las más importantes es la que promueve el autoconsumo de energías renovables, que permite que el consumidor que autoproduce gran parte de su consumo eléctrico, pueda beneficiarse de la red eléctrica para inyectar sus excedentes y no tenga que acumularlos en su propia instalación.

Una serie de Leyes y Reales Decretos se han ido aprobando a partir de este momento y junto a los anteriores forman el marco legislativo actual.

5.1 Antecedentes legislativos

- RD Ley 9/2013, "por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico". Entre otras medidas:
 - Se habilita al gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.
 - ✓ Se establecen una serie de medidas de carácter urgente en relación al régimen retributivo de las actividades de distribución y transporte.
 - ✓ Se contemplan una serie de medidas en relación con el Fondo para la Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico.

- ✓ Se prevé una disposición adicional relativa a la financiación con cargo a Presupuestos Generales del Estado únicamente de parte del extra coste de generación eléctrica de los sistemas insulares y peninsulares.
 - ✓ Se establecen determinadas medidas en relación con los pagos por capacidad.
 - ✓ Se modifica el régimen de asunción del coste del bono social.
 - ✓ Se establecen determinadas medidas relativas a la revisión de los peajes de acceso, a la creación del registro de autoconsumo y a la Comisión Nacional de los Mercados y las Competencias.
 - ✓ Se modifican los Impuestos Especiales sobre el carbón.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico que sustituye a la anterior Ley 54/1997. Entre otras medidas:
 - ✓ Elimina el régimen especial y las instalaciones renovables se contemplan de la misma manera que el resto de tecnologías de producción de electricidad.
 - ✓ Establece el régimen retributivo de las energías renovables.
 - ✓ Regula el autoconsumo y establece que estas instalaciones están obligadas a contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, en la misma cuantía que el resto de los consumidores.
 - ✓ Obliga a todos los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo a inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
 - ✓ Define las modalidades de autoconsumo:
 - Modalidades de suministro con autoconsumo: Consumidor que dispone de una instalación de generación para el consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción de energía eléctrica. Hay

un solo sujeto que es el consumidor. No existe venta de energía eléctrica y los excedentes inyectados a la red tendrán precio cero.

- Modalidades de producción con autoconsumo: Consumidor asociado a una instalación de producción inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. Hay dos sujetos, el sujeto consumidor y el sujeto productor. Los excedentes de energía inyectadas a red se venden al sistema.

- Modalidades de producción con autoconsumo: Consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Hay dos sujetos, el sujeto consumidor y el sujeto productor.

- Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

• RD 413/2014, “por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”. Entre otras medidas:

- ✓ Desarrolla el cambio del modelo retributivo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Dicho modelo es de aplicación tanto en instalaciones nuevas como a las instalaciones ya existentes.

- ✓ Regula la conexión a red con vertido íntegro de la producción eléctrica.

5.2 Motivaciones para la elaboración de un Real Decreto

- Esquema de generación tradicional: la actividad de producción de energía eléctrica se ha caracterizado por un esquema de generación centralizada, unidireccional y complementada con medidas de actuación de la demanda.
- Desarrollo de la generación distribuida: en los últimos años la aparición de nuevos conceptos, desarrollo y sistemas de generación y control van a permitir la evolución gradual de este modelo hacia otro donde la generación de electricidad distribuida, comience a integrarse de una manera eficaz en la red como un elemento de eficiencia, de producción y de gestión.
- Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico: la generación distribuida no reduce los costes de mantenimiento de las redes de transporte y distribución ni otros costes del sistema eléctrico que deben ser cubiertos con cargo a los ingresos de dicho sistema eléctrico. Además, provoca, en algunos casos, costes de inversión adicionales en las redes para adecuarlas a las necesidades derivadas de dicha generación distribuida.

Ante esta realidad, se hace necesaria la publicación de un Real Decreto para garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto.

Por todas estas razones en el año 2015 se redactó el ***REAL DECRETO 900/2015, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.***

Este RD busca garantizar un desarrollo ordenado del autoconsumo, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto.

5.3 Real Decreto 900/2015

Con el fin de garantizar todas estas premisas el RD establece los siguientes puntos.

5.3.1 MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

El nuevo marco de autoconsumo reconoce dos modalidades de autoconsumo: la de suministro con autoconsumo y la de producción con autoconsumo.

-TIPO 1: Modalidad de suministro con autoconsumo.

- 1.-No pueden instalar una potencia mayor a la instalada.
- 2.-El límite máximo de potencia a instalar es de 100 kW.
- 3.-Hasta 10 kW la energía autoconsumida está exenta de abonar los cargos al autoconsumo.
- 4.-El titular del punto de consumo tiene que ser el mismo que el de la planta de producción. Los excedentes producidos y vertidos a la red no se retribuyen.
- 5.-Se vierta o no excedentes es obligatorio solicitar el punto de conexión a la compañía distribuidora eléctrica.
- 6.-Obligación de instalar un contador homologado que mida la energía generada y otro que mida independientemente la energía que la vivienda tome de la red

-TIPO 2: Modalidad de producción con autoconsumo.

- 1.-Existe la figura del consumidor y la del productor, en este caso se permite que el titular del punto de consumo no sea el mismo que el de la planta de producción.
- 2.-La potencia de la instalación fotovoltaica nunca superará la potencia contratada y si se cumple este requisito la planta puede ser de más de 100 kW
- 3.-La energía autoconsumida no está exenta de abonar los cargos al autoconsumo.

4.-Se ha de solicitar un punto de conexión a la compañía distribuidora eléctrica.

5.-Todas las instalaciones deberán instalar uno o dos (opcional según la configuración) equipos de medida para la producción independientemente del equipo de medida de consumo.

6.-Debe de existir un contrato de acceso a red suscrito por el titular de la instalación de generación.

7.-Los excedentes deben ser gestionados en el mercado de spot y serán abonados al precio de mercado. A este precio de venta se ha de incorporar el impuesto de generación.

5.3.2 CARGOS TRANSITORIOS Y EXENCIONES

Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo.

-Cargos Fijos: se aplicarán cargos fijos en función de la potencia, en €/kW, concretamente se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar, a efectos de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso.

-Cargo variable: un término de cargo variable, en €/kW que se aplicará sobre el autoconsumo horario durante el periodo transitorio y se denominará cargo transitorio por energía autoconsumida.

5.3.3 OTRAS CONSIDERACIONES

Por último, el real Decreto incluye las siguientes consideraciones respecto a distintos aspectos del autoconsumo.

1.-En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.

2.-Todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica deberán solicitar la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.

3.-Se exceptúa de la aplicación del presente real decreto a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica.

4.-Para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente real decreto, el consumidor deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar esta circunstancia.

5.-El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) informará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos con una periodicidad, al menos, trienal sobre la evolución del autoconsumo en España, analizando, entre otros, la implantación del autoconsumo, sus modalidades y la evolución de la tecnología.

Los costes de generación de electricidad han disminuido debido a varios factores y en algunas zonas soleadas de España resulta más barato consumir electricidad de origen fotovoltaico que abonarla a las empresas que comercializan, a pesar de los cargos derivados del autoconsumo que se establece en el RD 900/2015.

En la actualidad se puede decir que con el nuevo marco legislativo, el diseño de un SFCR se debería enfocar al autoconsumo para obtener una mejor rentabilidad, y así poder cubrir la demanda in situ con tanta electricidad de origen fotovoltaico como sea posible y que la cantidad de excedentes vertida a la red sea la mínima.



Figura 5: Diagrama de bloques de un SFCR enfocado al autoconsumo (la orientación de las flechas indica el sentido de los flujos de intensidad de corriente)

Fuente: elaboración propia

CAPÍTULO 6.

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).



Figura 6: Vista aérea de las naves de VIDECA S.A.

Fuente: elaboración propia

Como se observa en la figura 6, la fábrica consta de 11 naves. El edificio delantero es la oficina y donde se produce el acopio de material. En este trabajo, la instalación va a realizarse en las 3 naves situadas más a la izquierda y contiguas entre sí.

La geometría de las naves de VIDECA S.A se detalla en la tabla 1:

GEOMETRÍA DE LAS NAVES			
	ANCHO (m)	LARGO (m)	SUPERFICIE (m2)
Nave 1	31	81	2511
Nave 2a	30	98	2940
Nave 2b	30	98	2940
Nave 3	25	64	1600
Nave 4	25	64	1600
Nave 5	22	98	2156
Nave 6a	12,5	61	762,5
Nave 6b	12,5	61	762,5
Nave 7a	26,5	107	2835,5
Nave 7b	13,5	100	1350
Nave 8	35	72	2520

Tabla 1. Geometría de las naves de VIDECA S.A

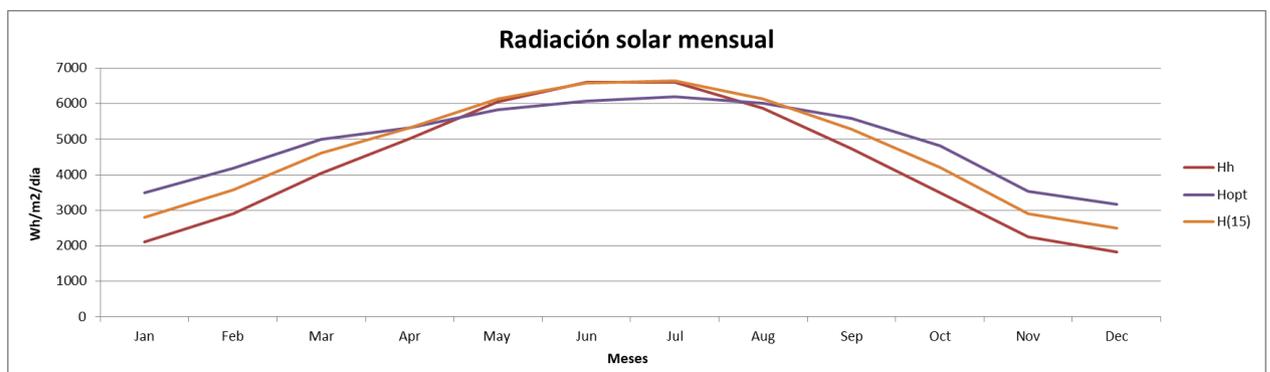
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la empresa VIDECA S.A.

La inclinación de las cubiertas de las naves es de 15° .

La distribución de los módulos debe ser aquella que maximice el aprovechamiento de luz solar, por ello los principales parámetros a tener en cuenta en una instalación fotovoltaica son los siguientes:

- Orientación
- Inclinación
- Pérdidas eléctricas

6.1 Potencia y energía del sol



*Gráfica 1. Radiación solar mensual en Villanueva de Castellón.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.*

En lo referente a la leyenda de la gráfica 1 comentar el significado de sus diferentes siglas, puesto que se trata de un léxico específico.

En primer lugar, las siglas Hh corresponden a la irradiación sobre plano horizontal.

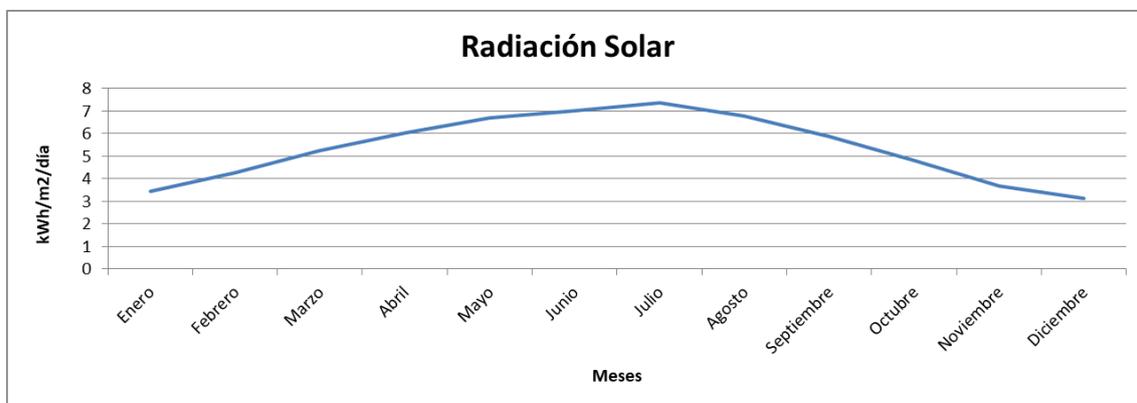
Las siglas Hopt corresponden a la irradiación sobre un plano con la inclinación óptima.

Por último, las siglas H (15) corresponden a la irradiación sobre plano inclinado a 15° , que es la inclinación de las cubiertas.

En este trabajo final de grado, se ha escogido el modelo coplanar, significando que los módulos fotovoltaicos van a tener la misma inclinación que las cubiertas de las naves, siendo 15° .

En la gráfica 1, se observa como el nivel de irradiación aumenta conforme se incrementa la inclinación. A lo largo del año se produce una mayor irradiación en el modelo inclinado de 35°, pero se observa como a partir del mes de abril hasta el mes de agosto el modelo coplanar (15°) consigue una irradiación máxima.

Se barajó la posibilidad de hacer una alternativa con la inclinación óptima que nos proporcionaba el programa PVGIS, con modelo inclinado a 35°, pero no se ha tenido en cuenta esta opción ya que en este trabajo se buscaba rentabilizar al máximo el diseño de la instalación. La alternativa con modelo inclinado a 35° implicaba un estudio más persuasivo que se salía del objeto principal del proyecto.



*Gráfica 2. Radiación solar anual en Villanueva de Castellón.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.*

En la gráfica 2, se muestra la radiación solar durante todos los meses del año en la zona de Villanueva de Castellón, obtenida con el programa PVGIS.

Se puede ver que la radiación máxima se produce en el mes de julio, llegando a alcanzar los 7.35 kWh/m²/día, mientras que en el mes de diciembre se produce la mínima radiación, con apenas 3.13 kWh/m²/día.

6.2 Irradiancia

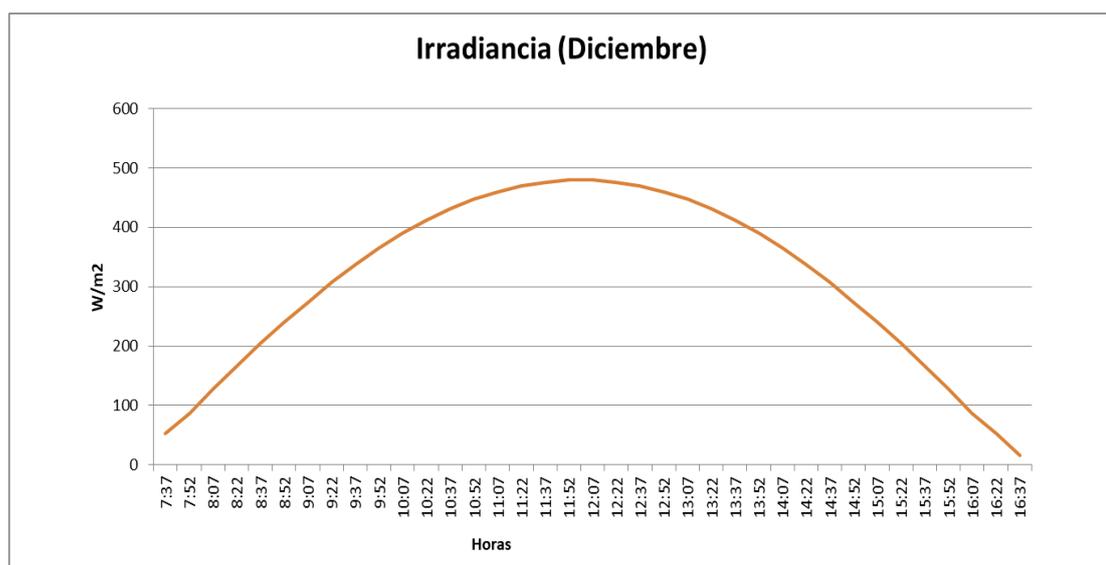
La irradiancia indica la proporción de energía solar que llega a una superficie por unidad de tiempo y por unidad de área. No hay un valor único de irradiancia ya que tenemos que considerar que la distancia Tierra-Sol varía y por ello la radiación solar aumenta o disminuye con la distancia debido a la trayectoria elíptica del planeta Tierra.

6.2.1 Irradiancia mensual

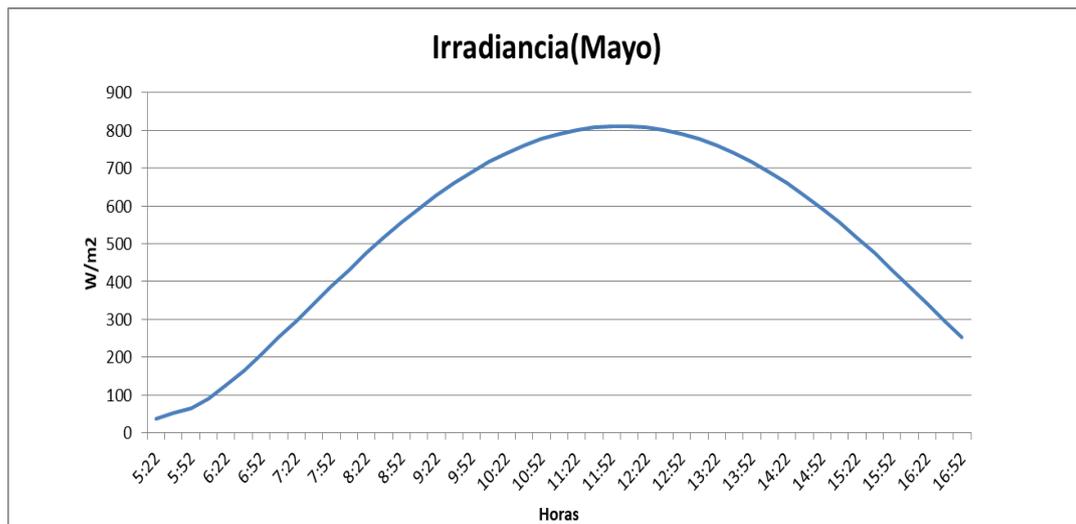
En este apartado se ha calculado la irradiancia mensual con la ayuda del programa Photovoltaic Geographical Information System, facilitado y explicado por el profesorado de la asignatura Sistemas energéticos y aprovechamientos hidroeléctricos de tercer curso del Grado, siendo el más adecuado a un perfil de estudiante. Se han estudiado los meses de diciembre, mayo y julio porque son los que tienen una irradiancia máxima, intermedia y mínima.

Para el cálculo de estas gráficas, se ha elegido la opción de día normal, ya que aunque en esta ubicación la mayor parte de los días son despejados, no se puede generalizar y por ello se escoge esta opción.

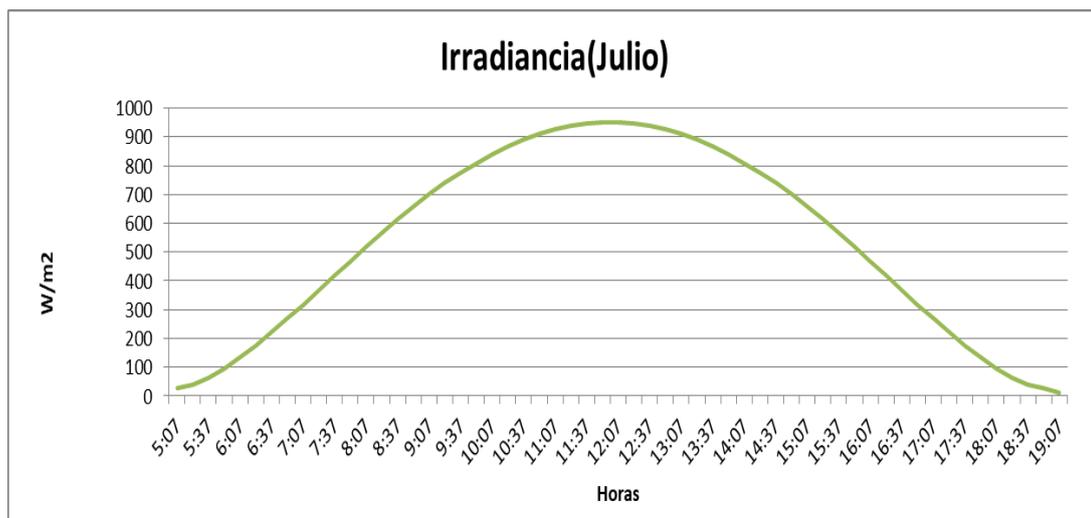
Seguidamente se muestran las gráficas 3,4 y 5 de los tres meses del año antes citados.



*Gráfica 3. Irradiancia solar en Villanueva de Castellón, mes de diciembre.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.*



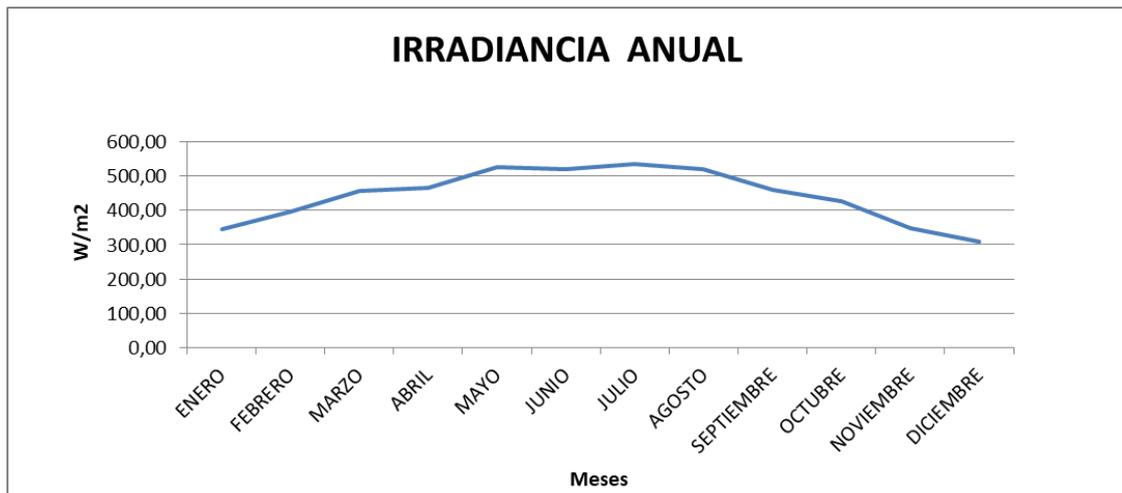
Gráfica 4. Irradiancia solar en Villanueva de Castellón, mes de mayo.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.



Gráfica 5. Irradiancia solar en Villanueva de Castellón, mes de Julio.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.

6.2.2 Irradiancia anual

A continuación, se realiza la gráfica 6 que incluye la irradiancia de todos los meses del año para ver la evolución anual en el emplazamiento elegido.



*Gráfica 6. Irradiancia anual solar en Villanueva de Castellón.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.*

Se observa en la gráfica 6 que los meses de verano (junio, julio y agosto) son los que tienen una mayor irradiancia, esto es debido a la larga duración del día. En el lado opuesto están los meses de noviembre y diciembre, que son los que presentan una menor irradiancia debido a la menor duración del día.

6.3 Irradiación

Se considera irradiación, también conocida como insolación, a la cantidad de energía solar que llega a una superficie durante un período de tiempo.

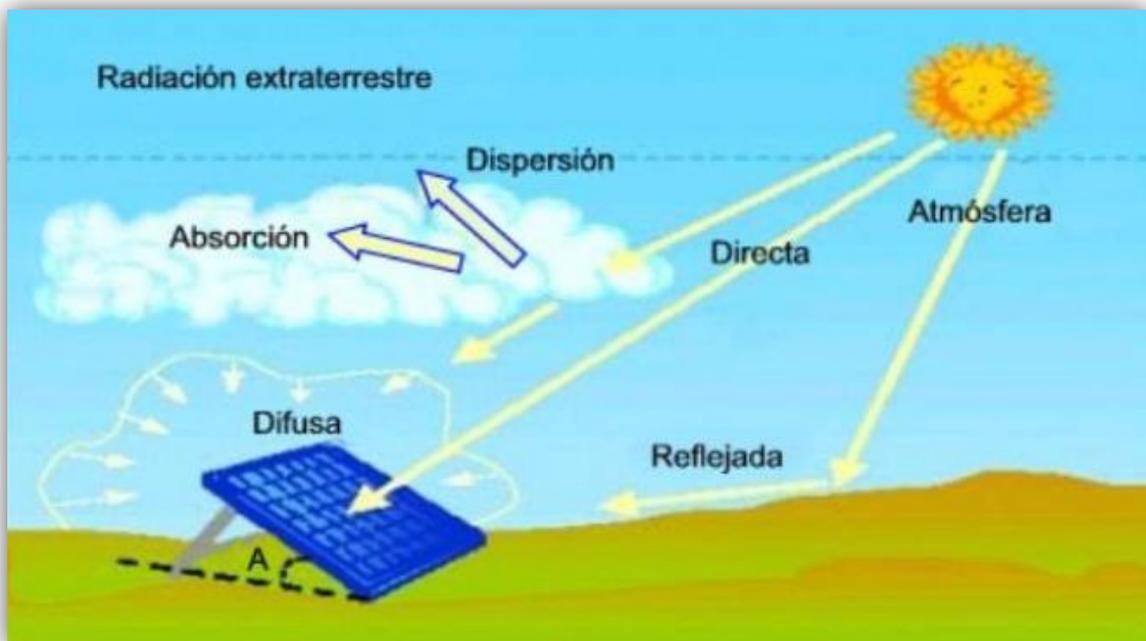
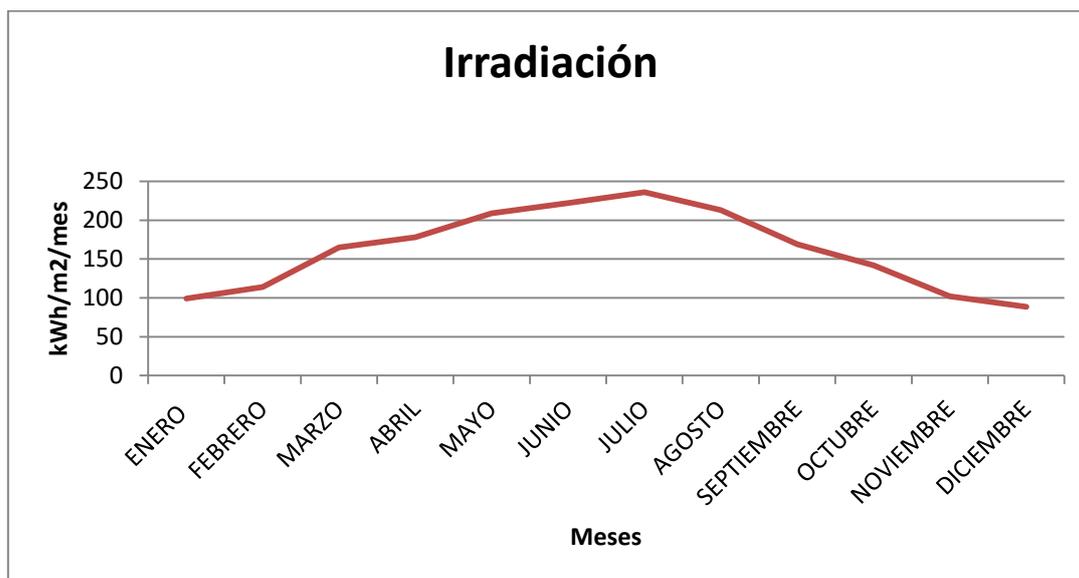


Figura 7: Proceso de irradiación.

Existen cinco tipos de irradiación:

- Extraatmosférica**: procede del exterior de la atmósfera.
- Directa**: su procedencia reside en el sol y depende de su ubicación.
- Difusa**: su procedencia reside en la atmósfera y es el resultado de los procesos de reflexión, difracción, dispersión y absorción.
- Reflejada**: se obtiene de la reflexión de la radiación incidente sobre el medio.
- Global**: radiación total incidente sobre una superficie (Directa +Difusa+ Reflejada)



Gráfica 7. Irradiación anual en Villanueva de Castellón.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del software PVGIS.

En primer lugar se va a comentar la gráfica 7: se debe saber que a partir de los meses de marzo hasta finales de agosto, los rayos procedentes del sol inciden de forma perpendicular con respecto a la superficie de la Tierra, es por esto que al estar los módulos con una disposición casi horizontal reciben mucha energía solar.

A partir de estos datos obtenidos se puede calcular la radiación total del año, la cual corresponde a 1937.7 kWh/m², detallada en la tabla 2.

	kWh/m2/año	kWh/m2/día
Irradiación 15º	1937,7	5,31

Tabla 2. Irradiación anual en el municipio de Villanueva de Castellón.
Fuente: Elaboración propia con datos del software PVGIS

6.4 Maquinaria de la empresa

En primer lugar, se va a realizar un listado de las máquinas que trabajan en las diferentes naves y que ayudan al proceso de elaboración de las frutas en conserva, facilitado por el técnico industrial de VIDECA S.A

NAVE PRODUCCIÓN

- 1 VOLTEADOR DE CAJONES FOMESA
- 2 VOLTEADOR DE PALOTS TECNOPAMIC
- 3 TRANSPORTE SALIDA VOLTEADOR FOMESA
- 4 RODILLOS DESTRÍO HOJAS ARCOT
- 5 TRANSPORTE RECOGIDA HOJAS
- 6 CALIBRADOR FRUTA FRESCA ARCOT
- 7 TRANSPORTE SALIDA DESTRÍO PEQUEÑO
- 8 LAVADORA DE CAJONES
- 9 TRANSPORTE SALIDA LAVADORA DE CAJONES
- 10 TRANSPORTES CALIBRADOR
- 11 ELEVADORES A TRANSPORTES ALTAS
- 12 TRANSPORTES ALTAS
- 13 TRANSPORTES A SILOS
- 14 SILOS ELEVADORES A ESCALDADORES
- 15 ESCALDADORES
- 16 EXTRACTORES
- 17 BALSAS ELEVADORAS
- 18 CEPILLOS NARANJA
- 19 TRANSPORTES RECOGIDA CORTEZA TROZOS
- 20 TRANSPORTE AZUL DOBLES
- 21 ELEVADOR UVA 3
- 22 BALSA ELEVADORA TECMA 1 (PALAS ANCHAS)
- 23 BALSA ELEVADORA TECMA 2 (PALAS ESTRECHAS)
- 24 MÁQUINA DE TIRAS
- 25 TRANSPORTES DE PELADO
- 26 TRANSPORTE DE RECOGIDA NARANJA PELADA 1
- 27 TRANSPORTE DE RECOGIDA NARANJA PELADA 2
- 28 ELEVADOR DESTRÍO PEZONES
- 29 TRANSPORTES DESGAJAR ESTRECHAS CON VARIADOR
- 30 TRANSPORTE DESGAJAR ESTRECHA
- 31 TRANSPORTE DESGAJAR ANCHA
- 32 TRANSPORTES RECOGIDA GAJOS
- 33 ELEVADOR A DESPALILLADORA

34	TRANSPORTE CEREZA OK 1
35	TRANSPORTE RECHAZO CEREZA 1
36	SILO ELEVADOR TECMA 3
37	SILOS ELEVADORES CEREZA/MELOCOTÓN
38	DEPÓSITO PREPARACIÓN SO2
39	ELEVADOR TRANSPORTE RECOGIDA MESAS PELADO
40	ELEVADOR HUESO MELOCOTÓN
41	ELEVADOR REPEATER
42	ELEVADOR A CANAL A ENVASADO
43	ELEVADOR A PELADORA UVA SOSA
44	BÁSCULA DE RODILLOS
45	ELEVADOR VACIADO BALSAS GAJOS
46	BALSAS GRANDES GAJO
47	ELEVADOR A CALIBRADOR RODILLOS FMA
48	BOMBA RECUPERACIÓN ELEVADOR CALIBRADOR
49	CALIBRADOR RODILLOS FMA
50	ELEVADOR RECIRCULACIÓN A CALIBRADOR FMA
51	ELEVADOR MALLA 14
52	BOMBA DE ELEVADOR A FILTRO RECUPERACIÓN MALLAS
53	BOMBA AGUA RECUPERADA A TORRE
54	FILTRO RECUPERACIÓN MALLAS
55	VIBRADORES MALLAS
56	MALLAS DE SELECCIÓN
57	PESOS AUTOMÁTICOS
59	TRANSPORTE RECOGIDA BOTES DE PESOS
60	VOLTEADOR DE BIDONES
61	ELEVADOR A URSCHER
62	CUBITADOR URSCHER
63	CALIBRADOR RODILLOS 12 UVAS
64	BALSA ESCURRIDO ALMÍBAR
65	TRANSPORTES DE ESCURRIDO A DISCOS
66	TRANSPORTE SELECCIÓN UVA
67	DISCO ALIMENTACIÓN BOTES
74	TRANSPORTE MODULAR PULMÓN 2
75	TRANSPORTE MODULAR ALINEADORA ENTRADA ICORE 1
76	ESTRELLA ENTRADA ICORE 1
77	ICORE 1 (TRANSPORTE MAGNÉTICA, CADENAS, ICORE) CONTROLADOR DE PESO

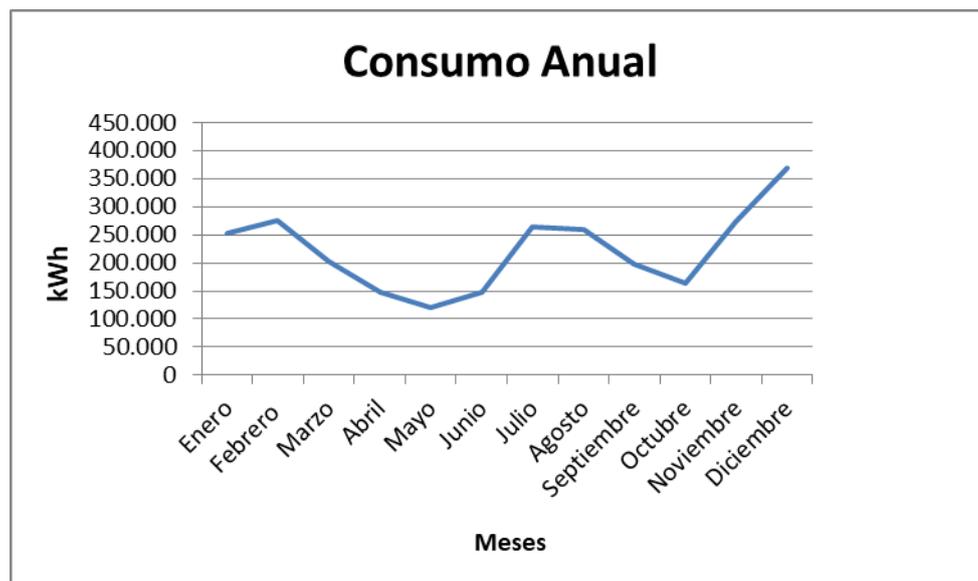
- 78 TRANSPORTE CHARNELA CURVA RECHAZO ALTO
- 79 TRANSPORTE CHARNELA SALIDA RECHAZO ALTO
- 80 TRANSPORTE CHARNELA CURVA RECHAZO BAJO
- 81 TRANSPORTE CHARNELA SALIDA RECHAZO BAJO
- 82 TRANSPORTE CHARNELA SALIDA OK
- 83 TRANSPORTE CHARNELA A PULMÓN O A CERRADORA SOMME 1
- 84 PULMÓN MODULAR ICORE 1
- 85 TRANSPORTE CHARNELA SINFIN ENTRADA CERRADORA SOMME 1
- 86 CERRADORA SOMME 1
- 87 EXTRACTOR 1
- 88 TRANSPORTE MODULAR SALIDA CERRADORA SOMME 1
- 89 TRANSPORTE MODULAR ALINEADORA ENTRADA ICORE 2
- 90 ESTRELLA ENTRADA ICORE 2

- 92 MESA DE PESADO 2
- 93 TRANSPORTE CHARNELA CERRADORA SOMME 2
- 94 CERRADORA SOMME 2
- 95 EXTRACTOR 2
- 96 TRANSPORTE MODULAR SALIDA CERRADORA SOMME 2
- 97 TRANSPORTE MODULAR ALINEADORA ENTRADA ICORE 3

6.5 Consumo anual

A continuación, se muestra en la gráfica 8 el consumo de la fábrica a lo largo del año 2016.

Los datos utilizados en este apartado han sido cedidos por el técnico industrial de la empresa, durante el ejercicio del año 2016.



*Gráfica 8. Consumo de potencia anual de VIDECA S.A.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de VIDECA S.A.*

Como se puede ver, los meses de mayor consumo son los que comprenden las estaciones de invierno y primavera, estando el pico máximo en el mes de diciembre con un consumo de aproximadamente 369.000 kWh, el mes que abarca navidad y en el cual el consumo crece. El consumo total anual asciende a los 2.676.558 kWh.

6.6 Tarifa eléctrica

La empresa tiene una tarifa contratada con la empresa EDP llamada 6.1 A y cuya potencia contratada de 650 KW.

Dentro de la tarifa 6.X de acceso encontramos la gran mayoría de industrias grandes, incluyendo a las grandes centrales de generación que están conectadas a la red.

Tarifa							6.X							
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun D<=14	Jun D>=15	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Fin de Semana Festivo
H1 (00-01h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H2 (01-02h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H3 (02-03h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H4 (03-04h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H5 (04-05h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H6 (05-06h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H7 (06-07h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H8 (07-08h)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
H9 (08-09h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H10 (09-10h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H11 (10-11h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H12 (11-12h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H13 (12-13h)	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
H14 (13-14h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H15 (14-15h)	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
H16 (15-16h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H17 (16-17h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H18 (17-18h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H19 (18-19h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H20 (19-20h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H21 (20-21h)	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
H22 (21-22h)	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2	P6
H23 (22-23h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
H24 (23-00h)	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6

Figura 8: Horario de periodos.
Fuente: www.mifakturadeluz.com

Como se observa en la figura 8, el horario de cada periodo no es fijo en cada mes e incluso en el mes de junio el horario cambia en cada quincena.

Hay seis periodos en el término de energía y, también, en el de potencia.

A continuación se detallan las diferentes tarifas de acceso:

- 6.1: A partir del 1 de enero de 2015 se ha subdividido en tarifa 6.1 A (con una tensión inferior a 30 kV) y 6.1B (con una tensión mayor o igual a 30 kV pero inferior a 36 kV).

- 6.2: Destinada a niveles de tensión mayores o iguales a 36 kV e inferiores a 72,5 kV.
- 6.3: Destinada a niveles de tensión mayores o iguales a 72,5 kV e inferiores a 145 kV.
- 6.4: Para niveles de tensión iguales o superiores a 145 kV.
- 6.5: Conexiones internacionales.

6.7 Características de los elementos de la instalación

En esta fábrica se va a realizar una instalación conectada a red con vertido cero. Estará formada por unos generadores (paneles fotovoltaicos) y un sistema que transforma la energía eléctrica (inversores), encargados de transformar la corriente continua en alterna en condiciones seguras.

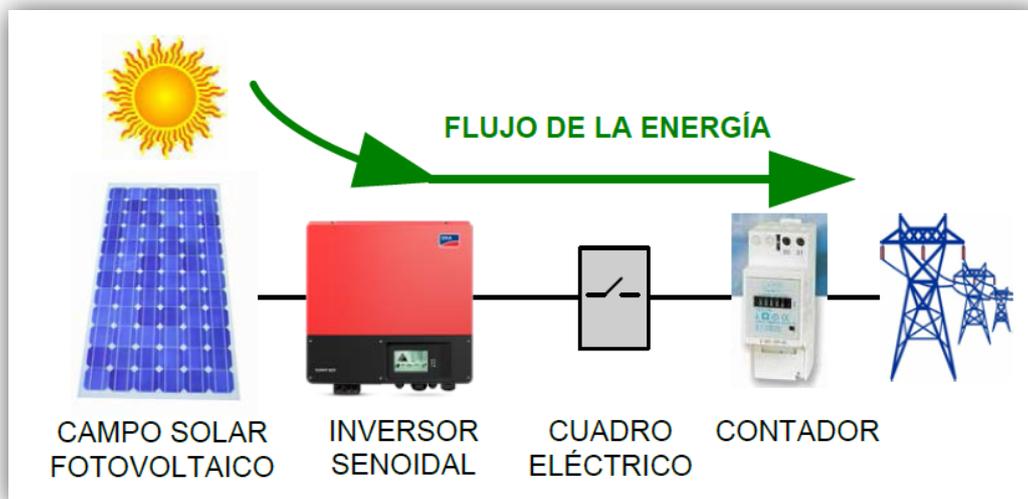


Figura 9. Esquema proceso.

Fuente: Apuntes curso Energía solar fotovoltaica, una apuesta de futuro sostenible

6.7.1 Módulo solar fotovoltaico

Está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua y se diseña para valores concretos de tensión, que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- Silicio cristalino(monocristalino y policristalino)
- Silicio amorfo

El módulo escogido es el modelo JKM 265P-60 de la marca Jinko Solar. El módulo está formado por 60 (6x10) células de silicio policristalino. Se ha elegido este módulo porque reúne las siguientes características:

- Rendimiento alto: 16.19%
- Comportamiento adecuado en entorno de baja irradiación lumínica
- Resistencia elevada al viento (2400Pa) y a la nieve (5400Pa)
- Absorción óptima de luz y reducción del polvo superficial
- Garantía de producto de 10 años (incluida la mano de obra)

Las características más relevantes se recogen a continuación en la tabla 3:

Características del módulo JKM 265P-60	
Especificaciones eléctricas	
Potencia nominal	265W
Eficiencia	16,19%
Corriente de máxima potencia(IMP)	8,44A
Tensión de máxima potencia(Vmp)	31,4V
Corriente de cortocircuito(Isc)	9,03A
Tensión de circuito abierto(Voc)	38,6V
Parámetros térmicos	
Coeficiente de temperatura de Isc(alfa)	0,06%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc(beta)	-0,31%/°C
Coeficiente de temperatura de P(gama)	-0,41%/°C
Especificaciones mecánicas	
Dimensiones	1550x992x40 mm
Peso	18,5 kg
Tipo de célula	Policristalina 156x156 mm
Cristal en serie	60(6x10) ud
Cristal frontal	3,2 mm

*Tabla 3. Especificaciones del módulo.
Fuente: www.jinkosolar.com*

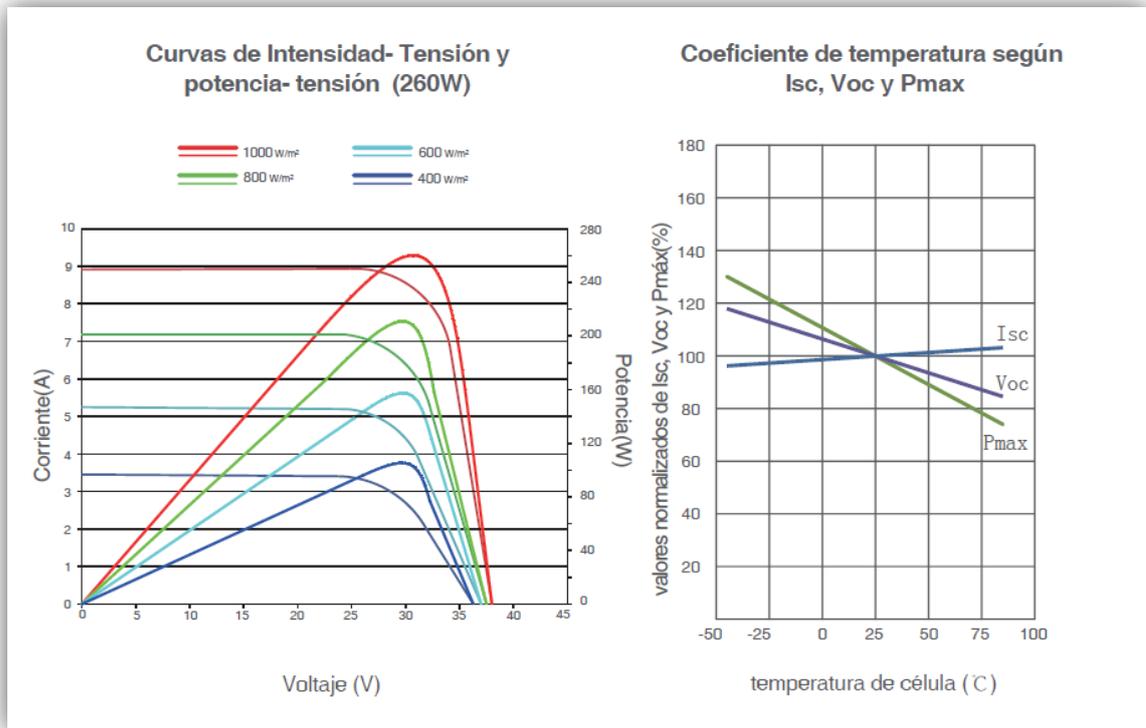


Figura 10. Curvas de intensidad-tensión y potencia-tensión.
Fuente: www.jinkosolar.com

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

A continuación se detallan los dibujos técnicos, proporcionados por el fabricante:

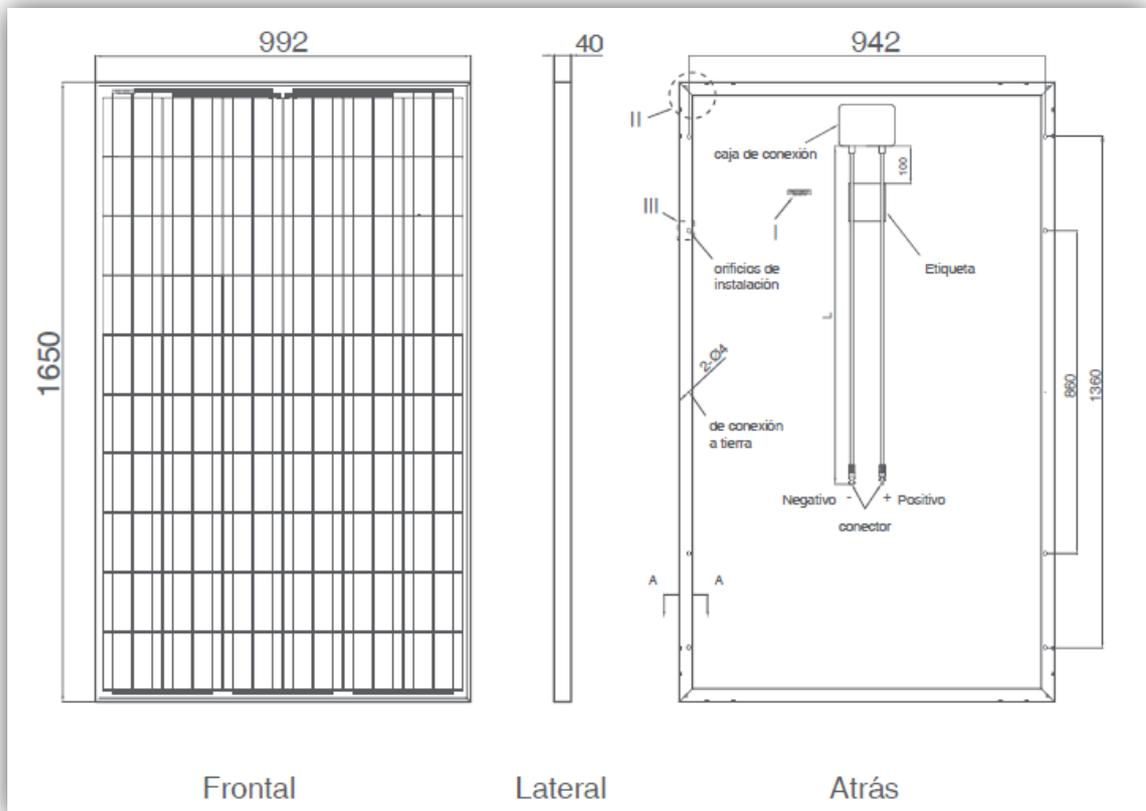


Figura 11. Dibujos técnicos del módulo.
Fuente: www.jinkosolar.com

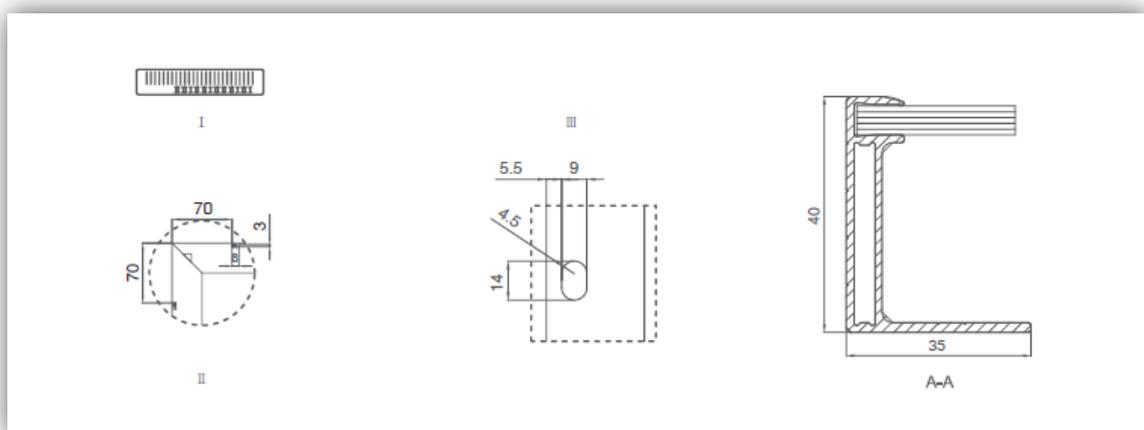


Figura 12. Dibujos técnicos del módulo.
Fuente: www.jinkosolar.com

6.7.2 INVERSOR

El inversor es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red.

Es el encargado de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220V de valor eficaz y una frecuencia de 50Hz.

Las características deseables para un inversor DC-AC las podemos resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un alto rango de potencias
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque
- Protección contra cortocircuitos
- Seguridad
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que debe ser compatible con la red eléctrica

El inversor elegido para nuestra instalación es de la marca INGECON, el modelo elegido es el de INGECON SUN 80.

Se trata de un inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias.

A continuación se muestran las características eléctricas y físicas del inversor elegido en la tabla 4:

Características del inversor INGECON SUN 80

Especificaciones eléctricas

DATOS ENTRADA DC

Potencia máxima recomendada FV	80.000W
Rango MPP	405-750V
Tensión inicial	250V
Tensión máxima	900V
Número de seguidores	1

DATOS SALIDA AC

Potencia nominal	88.000kW
Tensión nominal	400V
Corriente nominal	156 A
Frecuencia nominal	50/60Hz
Número de fases de alimentación	4

Especificaciones generales

Temperatura ambiental	-20°C...+65°C
Grado de rendimiento máximo	97.5%
Tipo de protección	NEMA 4
Pantalla	Pantalla gráfica LCD, 3 LEDs
Dimensión	1761x1031x877 mm
Peso	1026kg
Caja combinadora y fusibles	Integrados
Garantía	5 años

*Tabla 4. Especificaciones del inversor.
Fuente: www.ingecon.es*

6.7.3 CONTADOR

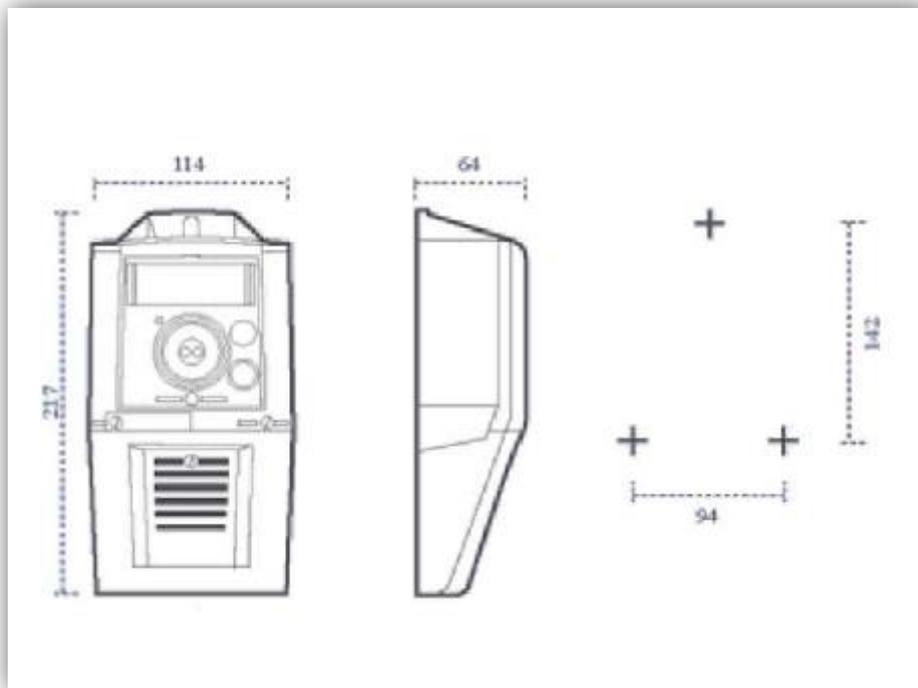
Elemento encargado del registro de energía producido a través de una instalación fotovoltaica, de la energía que se inyecta a la red y de la energía que se consume.

Se ha elegido el modelo DOMOTAX Bidireccional de la marca Orbis. Es adecuado para instalaciones conectadas a red como en nuestro caso.

Características del contador DOMOTAX	
Especificaciones eléctricas	
Tensión de referencia	230V c.a
Intensidad de la base Ib(I máxima)	10(60) A
Frecuencia de referencia	50 Hz
Consumo propio	≤2 A inductivo
Clase de precisión	Clase 2 según EN 62059-21
Clase de protección	Clase II según EN 60335
Tipo de protección	IP 51 según EN 60529
Montaje	Triángulo de fijación
Especificaciones físicas	
Altura	217mm
Ancho	114mm
Profundidad	64mm

*Tabla 5. Especificaciones del contador.
Fuente: www.orbis.es*

A continuación se detallan las dimensiones:



*Figura 13. Características físicas del contador.
Fuente: www.orbis.es*

6.7.4 ESTRUCTURA SOPORTE

Los paneles elegidos previamente se dispondrán sobre una estructura que soporta y que habilita el anclaje y la unión de los módulos. Esto permite que haya un ángulo de inclinación adecuado y con buena orientación para que la radiación pueda ser bien aprovechada. Y se deben cumplir las pautas especificadas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Gracias a la estructura los módulos son resistentes a los fenómenos atmosféricos, tales como la nieve, la lluvia o el viento, que pueden afectar a la situación y constitución del apoyo. Además también tienen que soportar heladas y variaciones en el ambiente que pueden dañar ciertos tipos de materiales utilizados.

Es importante que estos materiales soporten dilataciones debidas a los cambios de temperatura sin que ello afecte a los paneles.

En este proyecto se ha elegido el tipo de estructura fija. En cuanto a sus principales características se destaca: resistencia a los fenómenos atmosféricos, adaptación en cualquier ámbito, bajo coste y simplicidad de transporte.

Se ha elegido un soporte de la marca Atersa Grupo Elecnor, empresa líder con una amplia gama en la fabricación de estructuras solares.

Se va a utilizar el modelo VA-293/5, con un total de 5 módulos por estructura. Este modelo tiene una serie de ventajas, como por ejemplo un montaje rápido y sencillo, una gran resistencia a fenómenos climatológicos y una larga vida útil.

6.8 Colocación de paneles

En este apartado se va a estudiar la colocación de los módulos fotovoltaicos a lo largo de las cubiertas de las naves de la industria. Se han estudiado proyectos similares relacionados con la tecnología solar para conocer los valores aproximados de separación entre módulos, llegando a las siguientes conclusiones:

- La separación lateral entre los marcos de los paneles colocados en serie será de 20 mm.
- La separación entre el módulo y la cubierta será de 100mm.

Justificación de la separación entre módulos:

- La separación sirve para la mejor movilidad de los técnicos en caso de deterioro o fallo.
- Los paneles necesitan ventilación, por eso es necesario dejar 100mm entre el panel y la superficie de la cubierta.
- En temperaturas elevadas se produce dilatación de los paneles y de la cubierta por eso es conveniente dejar una mínima separación.

Se procede a calcular la cantidad de placas que se van a instalar en las diferentes superficies de las naves de la fábrica, con una inclinación de 15° que es la inclinación propia de las cubiertas.

-Distancia entre paneles en dirección corta: $d + L = 0.5 + 1.550 = 2.05$ m

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

-Distancia entre paneles en dirección larga: ancho panel+ separación (20mm):
 $0.992+0.2=1.192$ m

Superficie nominal de un panel (modelo horizontal): $2.05 \times 1.192 = 2.44$ m²

	Nave 1	Nave 2a	Nave 2b	Nave 3	Nave 4	Nave 5	Nave 6a	Nave 6b	Nave 7a	Nave 7b	Nave 8
Superficie total (m ²)	2511	2940	2940	1600	1600	2156	762,5	762,5	2835,5	1350	2520
Superficie media cubierta (m ²)	1255,5	1470	1470	800	800	1078	381,25	381,25	1417,75	675	1260
Superficie nominal módulo (m ²)	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Nº de filas	7	7	7	5	5	5	2	2	6	3	8
Nº de módulo por fila	67	82	82	53	53	82	51	51	89	83	60
Superficie útil (m ²)	1144,36	1400,56	1400,56	646,6	646,6	1000,4	248,88	248,88	1302,96	607,56	1171,2
Superficie útil/superficie cubierta	45'57%	56'22%	56'22%	40'41%	40'41%	46'4%	32'64%	32'64%	45'95%	45%	46'47%

Tabla 6. Características de las naves de VIDECA S.A.
 Fuente: elaboración propia

En la tabla 6 tenemos un resumen de toda la información de cada nave. A partir de la superficie nominal de cada módulo, se ha calculado el número de paneles que como máximo se podrían disponer en cada cubierta, teniendo en cuenta que solo se va a utilizar la mitad de superficie de cada cubierta, es decir aquella cara que está más orientada al sur.

6.9 Producción horaria

En este apartado se va a calcular la producción horaria de los paneles mediante las superficies de las fábricas para así cerciorarse de que va a ser posible el abastecimiento de las naves con la producción obtenida.

La fórmula empleada para el cálculo de la producción horaria es la siguiente:

Producción horaria: irradiancia horaria x eficiencia módulo x 0.75 x superficie útil

Se ha calculado la irradiancia horaria como el promedio de cada hora de todos los meses del año. El resto de términos son dato.

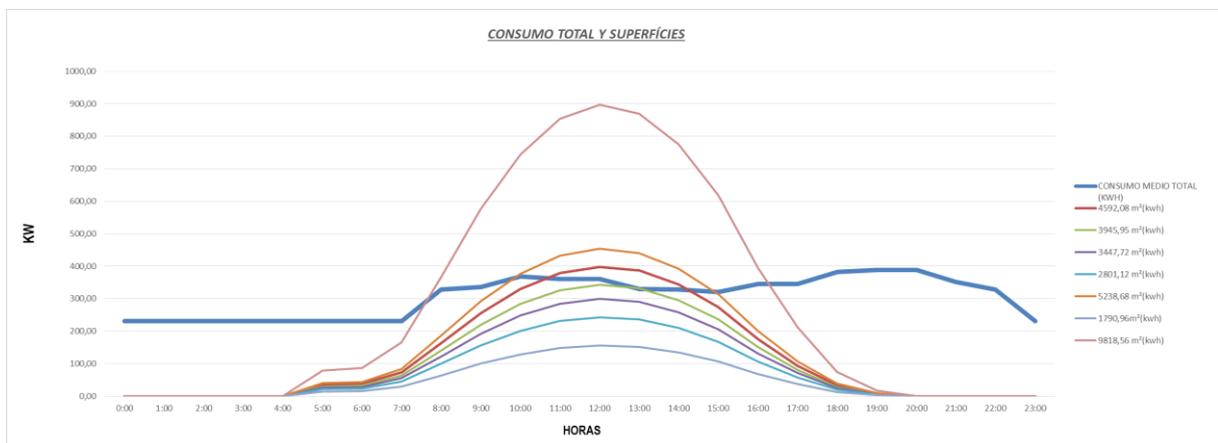
En la tabla 7 que se detalla a continuación, se observan las distintas alternativas con referencia a la superficie de cada nave.

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

	Nº FILAS	TOTAL MOD	SUP.ÚTIL(m2)
1+2A+2B+3+4+5+6a+6b+7a+7b+8	57	4024	9818,56
1+2A+2B+3+4	31	2147	5238,68
1+2A+2B+3	26	1882	4592,08
1+2A+2B	21	1617	3945,48
2A+2B+3	19	1413	3447,72
2A+2B	14	1148	2801,12
1+3	12	734	1790,96

Tabla 7. Distribución de filas de paneles en las naves de VIDECA S.A.
Fuente: elaboración propia

Con los datos de irradiancia, superficie útil y el consumo medio total de la fábrica, se obtiene la gráfica 9:



Gráfica 9. Consumo total de potencia vs. Producción por naves de VIDECA S.A.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de VIDECA S.A.

En este gráfico se nos presentan 7 posibles alternativas de la superficie a emplear para poner los módulos calculados.

Como se puede observar las alternativas de 1.790'36 m², 2801'12m² y 3.447'72 m² se descartan porque no llegan a alcanzar la potencia que se necesita en la fábrica y se encuentran en todo momento muy por debajo de la curva de consumo total.

Por último, la alternativa propuesta es la de 3.945'95 m² (color verde), que es la que mejor se adapta a la curva de consumo. De esta forma se conseguiría el máximo aprovechamiento de la energía producida para una modalidad del tipo "autoconsumo", una mayor potencia pico requeriría la conexión a la red como "autoproducción", por la que se facturaría el exceso de producción a la compañía distribuidora. Esta posibilidad es analizada más adelante, con una superficie de 9818'56 m².

6.10 Diseño

6.10.1 Dimensionamiento eléctrico

Como ya se han elegido los componentes que van a formar parte de nuestra instalación, en este apartado se va a realizar el diseño final del montaje de paneles e inversores mediante las tablas con las características de ambos componentes, que nos ayudarán a escoger el número de inversores a poner en la instalación.

En primer lugar se van a calcular las limitaciones de temperatura de los paneles:

6.10.1.1 Temperaturas

-Máxima temperatura del módulo:

$$T_{\text{máx}} = T_{\text{amb}} (\text{máx}) + \frac{25}{800} * S^{\text{máx}}$$

Siendo:

- $T_{\text{amb}} (\text{máx}) = 42^{\circ}\text{C}$
- $S^{\text{máx}} = \text{irradiancia máxima producida anualmente} = 753 \text{ W/m}^2$

Por lo tanto:

$$T_{\text{máx}} = T_{\text{amb}} (\text{máx}) + \frac{25}{800} * S^{\text{máx}} = 42 + \frac{25}{800} \times 753 = 65.50 \text{ } ^\circ\text{C}$$

-Mínima temperatura del módulo:

$$T_{\text{mín}} = T_{\text{amb}} (\text{mín}) + \frac{25}{800} * S^{\text{máx}} = -4 + \frac{25}{800} \times 0 = -4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Siendo:

- $T_{\text{amb}} (\text{mín}) = -4^\circ$
- $S^{\text{máx}} = \text{irradiancia máxima producida anualmente} = 0$

En este caso, la irradiancia es 0 porque la temperatura mínima se alcanza por la noche.

6.10.1.2 Cálculo de módulos en serie

Para el cálculo de módulos en serie, se tiene que tener en cuenta la tabla 8:

Nomenclatura	Valor	Unidades
VMPP(STC)	31,4	V
VOC(STC)	38,6	V
Tmín	-4	°
Tmáx	42	°
Tstc	25	°
μV	-0,1162	
β	-0,31	V/° C
Smáx	753	W/m ²

*Tabla 8. Información para cálculo de paneles en serie.
Fuente: elaboración propia*

Con el empleo de estas fórmulas se va a calcular el número de módulos:

- $V_{\text{máx}}(T_{\text{mín}}) = V_{\text{MPP}}^{\text{STC}} \times N_s (1 + (T_{\text{mín}} - T^{\text{TSC}}) \mu V)$
- $V_{\text{oc}}(T_{\text{mín}}) = V_{\text{OC}}^{\text{STC}} \times N_s (1 + (T_{\text{mín}} - T^{\text{TSC}}) \mu V)$
- $V_{\text{mín}}(T_{\text{máx}}) = V_{\text{MPP}}^{\text{STC}} \times N_s (1 + (T_{\text{máx}} - T^{\text{TSC}}) \mu V)$

Siendo:

Ns: número de módulos en serie

A continuación se van a tener en cuenta las limitaciones del inversor, por lo que:

-Limitación por máxima tensión (condiciones en frío):

- Máxima tensión admisible por frío en circuito abierto (condiciones pésimas) < Tensión máxima admisible (V máx DC)= 900V
- Máxima tensión en funcionamiento óptimo por frío < Tensión máxima de funcionamiento óptimo (V máx DC(MPP))= 750V

-Limitación por mínima tensión (condiciones de calor):

- Mínima tensión en funcionamiento óptimos por calor > Tensión mínima de funcionamiento óptimo (V mín DC(MPP))= 250V

Con toda esta información, se obtiene la tabla 9:

LIMITACIÓN POR TENSIÓN (V)			
Ns	V _{máx}	V _{oc}	V _{mín}
1	34,7698	41,9698	29,4246
2	69,5396	83,9396	58,8492
3	104,3094	125,9094	88,2738
4	139,0792	167,8792	117,6984
5	173,849	209,849	147,123
6	208,6188	251,8188	176,5476
7	243,3886	293,7886	205,9722
8	278,1584	335,7584	235,3968
9	312,9282	377,7282	264,8214
10	347,698	419,698	294,246
11	382,4678	461,6678	323,6706
12	417,2376	503,6376	353,0952
13	452,0074	545,6074	382,5198
14	486,7772	587,5772	411,9444
15	521,547	629,547	441,369
16	556,3168	671,5168	470,7936
17	591,0866	713,4866	500,2182
18	625,8564	755,4564	529,6428
19	660,6262	797,4262	559,0674
20	695,396	839,396	588,492
21	730,1658	881,3658	617,9166
22	764,9356	923,3356	647,3412
23	799,7054	965,3054	676,7658
24	834,4752	1007,2752	706,1904
25	869,245	1049,245	735,615

*Tabla 9. Rango de paneles en serie.
Fuente: elaboración propia*

A partir de todos los cálculos realizados en las hojas de cálculo y las limitaciones por tensión del inversor, podemos concluir que se pueden instalar entre 7 y 21 módulos en serie para poder conseguir un óptimo funcionamiento de la instalación.

Finalmente se elegirán **7 módulos** en serie para la instalación, ya que entran dentro del rango calculado en la tabla anterior.

6.10.1.3 Cálculo de módulos en paralelo

Para calcular el número de módulos que se pueden disponer en paralelo, es necesario obedecer dos restricciones, con el uso de las siguientes fórmulas:

- $$I_{SC}^{m\acute{a}x}(T_{m\acute{a}x}) = I_{SC}^{m\acute{a}x} \times N_p \times (1 + (T_{m\acute{a}x} - T^{STC}) \times \mu_A)$$

Dónde:

- $$I_{SC}^{m\acute{a}x} = \frac{S_{m\acute{a}x}}{S_{STC}} \times I_{SC}(STC) = \frac{753}{1000} \times 8.44 = 6.35 A$$

En la tabla 10 se recoge la información necesaria para el cálculo del número de módulos en paralelo:

Nomenclatura	Valor	Unidades
Isc(STC)	8,44	A
S(STC)	1000	W/m2
Smáx	753	W/m2
Tmáx	65,5	°C
Tstc	25	°C
μ_A	0,0044931	
Isc(máx)	6,35	A
α	0,0006	%/°C
Imáx	288	A

Tabla 10. Información para cálculo de paneles en paralelo.
Fuente: elaboración propia

-Limitación por la máxima intensidad que puede tener el inversor en condiciones pésimas (cortocircuito y calor):

- Máxima intensidad admisible: con máxima irradiancia y máxima temperatura en cortocircuito < Intensidad máxima de funcionamiento ($I_{\text{máx DC}} = 288 \text{ A}$)

Np	Isc máx (A)
1	6,53
5	32,66
10	65,32
15	97,98
20	130,64
25	163,30
30	195,96
35	228,62
40	261,28
45	293,94

*Tabla 11. Número de paneles en paralelo.
Fuente: elaboración propia*

En la tabla 11 se ha calculado el número máximo de módulos que se pueden disponer en paralelo sin llegar a sobrepasar la intensidad máxima del inversor que es 288 A. Se pueden instalar hasta **40 módulos** en paralelo.

6.10.1.4 Cálculo de inversores

En este apartado se calculará el número de inversores necesarios para la instalación.

Inversores= N° módulos * Potencia del módulo

Inversores= $280 * 265 \text{ W} = 74.200 \text{ W} = 74'2 \text{ kW}$

Se necesitará un inversor que tenga como mínimo 75 kW para la instalación.

1. *Comprobación de que no se supere la máxima potencia*

En este apartado se va a comprobar que no se supera la potencia máxima del inversor cuando ya hemos calculado todos los paneles que se van a colocar tanto en serie como en paralelo en la instalación.

A continuación se detalla la tabla 12 con la información necesaria:

Nomenclatura	Valor
P _{máx} (módulo)	265 W
P _{máx} (inversor)	80 kW
N _s	7
N _p	40

Tabla 12. Tabla resumen de número de paneles por inversor.
Fuente: elaboración propia

La fórmula para realizar la comprobación es la siguiente:

$$P_{máx}(inversor) \geq N_p \times (N_s \times P_{máx}(módulo))$$

$$80 \text{ kW} \geq 40 \times (7 \times 265 \text{ W})/1000 = 74'2 \text{ kW}$$

Adoptando este número de módulos en serie y paralelo, se comprueba que se cumplen las restricciones de la potencia máxima del inversor, y se puede considerar que 280 es el número máximo de paneles a instalar para un solo inversor.

6.11 Diseño físico

En este apartado se pretende hacer el diseño de cómo quedaría la instalación con el número de módulos e inversores ya calculados. Con una superficie elegida de cubiertas total de 3945.48 m² y 1.617 módulos instalados en total, distribuidos estratégicamente en las tres naves. El resultado que obtenemos se resume en la tabla 13:

	Nº FILAS	Nº MÓDULOS	TOTAL	SUP.ÚTIL(M2)
NAVE 1	7	67	469	1144,36
NAVE 2a	7	82	574	1400,56
NAVE 2b	7	82	574	1400,56
			1617	3945,48

*Tabla 13. Paneles totales por nave y superficie total a instalar.
Fuente: elaboración propia*



*Figura 14. Naves a equipar con paneles fotovoltaicos
Fuente: elaboración propia sobre fotografía obtenida en
www.videca.es*

En la figura 14 tenemos una vista aérea de las naves de VIDECA S.A dónde se indica la cara sur y dónde se van a disponer los paneles fotovoltaicos.

Una vez calculados el número total de paneles, se calculan los inversores necesarios a instalar para abastecer la potencia producida por dichos paneles.

Como cada inversor puede abastecer a 280 paneles, y teniendo en cuenta que nuestra instalación va a tener 1617 módulos solares, con una potencia de 265 W cada uno, se colocarán finalmente 6 inversores que serán los encargados de transformar la corriente continua producida por los paneles de la instalación en corriente alterna.

6.12 RESISTENCIA DE CUBIERTAS

Después del cálculo de toda la instalación de módulos en las cubiertas de la fábrica de VIDECA S.A, es necesario calcular si el peso de los módulos no va a afectar negativamente a la estructura de las naves, por eso se tiene que evaluar que no van a haber riesgos. Los datos utilizados han sido cedidos por VIDECA S.A.

- Peso propio de las correas: 6.56 kg/m^2
- Sobrecarga de la cubierta: 13 kg/m^2
- Peso propio máximo de la cubierta: 23 kg/m^2
- Sobrecarga de viento: 8.83 kg/m^2
- Sobrecarga de nieve: 60.63 kg/m^2

Sumamos todas las fuerzas, quedando como resultado: **112.02 kg/m^2**

Tenemos que tener en cuenta que aunque todas las cubiertas tienen las mismas características constructivas no todas son iguales en cuanto a tamaño se refiere, por lo tanto no van a albergar la misma cantidad de módulos unas y otras. Es por ello que se van a realizar varios cálculos de resistencia de las cubiertas de todas las naves para asegurar que no comprometen el funcionamiento de la estructura. Aunque en la alternativa escogida para el trabajo solo se ocupan las superficies de solo 3 naves, se realizan cálculos para todas, ya que en el capítulo 8 de estudio económico se realiza un análisis de la alternativa de disponer paneles en todas las naves de Videca S.A

- NAVE 1

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 469 = 8676.5 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso= $94 \times 10 = 940 \text{ kg}$

$940 + 8676.5 = 8770.3 \text{ kg}$

$8770.3 \text{ kg} / 2511 = 3.49 \text{ kg/m}^2$

Resistencia tejado = $\frac{3.49}{112.02} \cdot 100 = 3.11 \% < 5\%$

- NAVE 2a y 2b (igual dimensión)

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 574 = 10619 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso= $115 \times 10 = 1150 \text{ kg}$

$10619 + 1150 = 11769 \text{ kg}$

$11769 \text{ kg} / 2940 = 4 \text{ kg/m}^2$

Resistencia tejado = $\frac{4}{112.02} \cdot 100 = 3.57 \% < 5\%$

- NAVE 3 y 4 (igual dimensión)

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 265 = 4902.5 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso= $53 \times 10 = 530 \text{ kg}$

$530 + 4902.5 = 5432.5 \text{ kg}$

$$5432.5 \text{ kg} / 1600 = 3.39 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Resistencia tejado} = \frac{3.39}{112.02} \cdot 100 = 3.02 \% < 5\%$$

- NAVE 5

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 410 = 7585 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso = $82 \times 10 = 820 \text{ kg}$

$820 + 7585 = 7667 \text{ kg}$

$$7667 \text{ kg} / 2156 = 3.55 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Resistencia tejado} = \frac{3.55}{112.02} \cdot 100 = 3.17 \% < 5\%$$

- NAVE 6a y 6b (igual dimensión)

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 102 = 1887 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso = $21 \times 10 = 210 \text{ kg}$

$210 + 1887 = 2097 \text{ kg}$

$$2097 \text{ kg} / 762.5 = 2.75 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Resistencia tejado} = \frac{2.75}{112.02} \cdot 100 = 2.45 \% < 5\%$$

- NAVE 7a

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 534 = 9879 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso= $107 \times 10 = 1070 \text{ kg}$

$1070 + 9879 = 10949 \text{ kg}$

$10949 \text{ kg} / 2835.5 = 3.86 \text{ kg/m}^2$

Resistencia tejado = $\frac{3.86}{112.02} \cdot 100 = 3.44 \% < 5\%$

- NAVE 7b

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 249 = 4606.5 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso= $50 \times 10 = 500 \text{ kg}$

$500 + 4606.5 = 5106.5 \text{ kg}$

$5106.5 \text{ kg} / 1350 = 3.78 \text{ kg/m}^2$

Resistencia tejado = $\frac{3.78}{112.02} \cdot 100 = 3.37 \% < 5\%$

- NAVE 8

El peso de cada panel es de $18.5 \text{ kg} \times 480 = 8880 \text{ kg}$

Así pues:

Estructura x peso= $96 \times 10 = 960 \text{ kg}$

$960+8880= 9840 \text{ kg}$

$9840 \text{ kg} / 2520 = 3.90 \text{ kg/m}^2$

Resistencia tejado = $\frac{3.90}{112.02} \cdot 100 = 3.48 \% < 5\%$

CAPÍTULO 7.

MANTENIMIENTO

Aunque la mayoría de instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por exigir un mantenimiento bajo, para poder ampliar su durabilidad, su correcto funcionamiento y fiabilidad, se recomienda llevar a cabo las siguientes pautas marcadas por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE) y el Documento Básico HE-5, Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica (BOE número 219 del 12 de septiembre de 2013) en el cual vienen definidas las actuaciones necesarias que hay que realizar a lo largo de la vida útil.

1. Plan de seguimiento y control: será realizado por la empresa encargada de llevar a cabo la instalación y esto permitirá una rápida detección de las posibles incidencias que puedan haber. Cada cierto tiempo se comprobará su funcionamiento a través del control de los principales valores operacionales.
 - ✓ Supervisión de incidencias.
 - ✓ Supervisión mensual del tiempo de trabajo de la instalación.
 - ✓ Comparación a lo largo de cada mes de la producción que se obtiene con la que se espera.

También se debe incluir la limpieza de los paneles siempre que se precise, así como mantenerlos exentos de cualquier tipo de obstáculo que puedan llegar a producir sombras.

2. Plan de mantenimiento: será realizado por la empresa encargada de llevar a cabo la instalación para garantizar un mantenimiento correcto. Mediante un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de como mínimo tres años, se expondrán las labores que deben llevarse a cabo para un buen funcionamiento. En el contrato estarán reflejados los principales elementos de la instalación y las pautas a seguir por el fabricante de cada elemento, con el fin de evitar que la garantía se anule.
 - ✓ *Mantenimiento preventivo* :
 - Se entienden como las tareas de control visual y comprobación de actuaciones realizadas para que se mantengan las instalaciones correctamente.

- Las tareas llevadas a cabo así como el personal encargado de ellas deben quedar reflejados en el libro de mantenimiento.

- Es obligatorio que se realice un revisión anual el mismo mes de cada año donde se harán las siguientes comprobaciones:
 - Generador:
 - ❖ Verificación de la potencia instalada.
 - ❖ Constatación de las protecciones eléctricas, incluyendo su estado y el de los cables adheridos.
 - ❖ Revisión del estado de los paneles: posibles fracturas o deformaciones, comparación de su estado con el proyecto diseñado y verificación de las conexiones.
 - ❖ Inspección de las características eléctricas del generador.
 - ❖ Verificación de la estructura soporte de los módulos: sistemas de anclaje, reapriete de sujeciones, tornillería, existencia de oxidaciones o corrosiones y conexión a tierra.

 - Inversor:
 - ❖ Verificación del estado mecánico de cables, uniones, reaprietes y limpieza.
 - ❖ Revisión de la instalación de puesta a tierra.
 - ❖ Constatación del arranque y la parada a lo largo de su periodo de funcionamiento.
 - ❖ Verificación de la carencia de humedad dentro de la caseta.
 - ❖ Verificación de una correcta conexión de los elementos de la caseta con sus respectivos anclajes.
 - ❖ Verificación de las etiquetas de advertencia.

- Cableado:
 - ❖ Verificación del estado mecánico de los cables, uniones, reaprietes y limpieza.
 - ❖ Verificación de los elementos de protección.
 - ❖ Verificación de las conexiones.
 - ❖ Revisión de la tornillería y sujeciones.
 - ❖ Verificación del estado de las etiquetas e identificación de los circuitos.

- Protecciones eléctricas: es muy importante el correcto funcionamiento porque la mayoría de las condiciones de seguridad dependen de los equipos y de los trabajadores. Así pues, las operaciones de mantenimiento preventivo son:
 - ❖ Verificación de los fusibles de protección.
 - ❖ Verificación de las conexiones existentes a través de un control visual de las mismas observando su estado de corrosión.
 - ❖ Verificación de la resistencia a tierra.
 - ❖ Verificación de aislamiento óptimo.

- Mantenimientos oficiales: según normativa vigente, las instituciones obligan a las empresas instaladoras a realizar las gestiones y visitas correspondientes para un adecuado mantenimiento de la instalación. La Red Eléctrica de España ejercerá conjuntamente las labores de inspección y mantenimiento.
 - Cada operación llevada a cabo se anotará en un informe de mantenimiento preventivo, así como los resultados obtenidos.
 - Si hubiera incidencias, se deberán incluir los orígenes del problema, propuestas de reparaciones e informes sobre la viabilidad de una supuesta reparación.

- ✓ *Mantenimiento correctivo*: Son todas las acciones y operaciones que se realicen para una correcta reparación o sustitución durante su vida útil:
 - Los técnicos llevarán el material que sea necesario para identificar la avería durante su visita.
 - Las averías leves se realizarán en el momento de la visita, tales como reiniciar equipos, reparación de sistemas, configuraciones, etc...
 - Los costes de las visitas para la identificación de averías correrán a carga de la empresa instaladora. Si la avería fuera grave, en la primera visita se evaluarán los daños y sus posibles soluciones.
 - La empresa instaladora podrá presentar un presupuesto para una posible reparación en un tiempo máximo de 24 horas desde el diagnóstico de la avería y contará con 10 días hábiles para su reparación.
 - En el contrato de mantenimiento se estipulan los gastos económicos para un mantenimiento correctivo adecuado siempre que se disponga de garantía.
 - Finalmente se realizará un informe donde se expliquen las operaciones llevadas a cabo y sus resultados de la misma. Todo esto se incluirá en el libro de mantenimiento, así como los datos de los trabajadores que han intervenido.

CAPÍTULO 8

ESTUDIO ECONÓMICO

8.1 Introducción

Esta parte del trabajo es fundamental ya que la finalidad de este proyecto es que sea económicamente rentable.

Se va a realizar un estudio económico básico pero preciso de la instalación que abarcará los 30 primeros años de vida. En este tipo de instalaciones se aplica este dígito porque se ha demostrado que las instalaciones fotovoltaicas están capacitadas para operar durante más años de los que ofrece el fabricante de garantía, siendo esto 25 años.

En este apartado se realiza una comparativa del estudio económico de dos alternativas, la primera es la alternativa 1, con una superficie a ocupar de 3.945'95 m² y la segunda es la alternativa 2 con una superficie de 9.818,56 m².

En la alternativa 1, se ocupa la cara sur de solo 3 naves (nave 1, 2a y 2b), que son las que consiguen una producción máxima sin llegar a producir excedentes en la red y está por encima de otras alternativas que solo tienen 2 naves y que ocupan una superficie de 1790 m² o de 2801 m² (véase gráfica 10). La potencia que alcanzará producir esta instalación es de 428.5 KW.

En la alternativa 2, se ha ocupado la cara sur de todas las naves que forman la empresa, es decir de las 11 naves. En este caso la producción es máxima y se genera una gran cantidad de excedentes. La potencia que alcanza esta instalación es de 1066 KW. En esta alternativa se va a plantear la posibilidad de vender los excedentes

Además en el estudio también se contemplan dos opciones: por una parte calcular el estudio económico de las dos alternativas aplicando los peajes de acceso (fijos y variables) que obliga el RD 900/2015 con una financiación del 60% y sin financiación, y por otra hacer el mismo estudio aplicando la legislación anterior al RD 900/2015 donde no existían los cargos fijos por potencia ni los variables por consumo.

Se mostrarán los balances acumulados de cada alternativa, así como su Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Rentabilidad.

8.2 Estudio económico de la alternativa 1 con aplicación del RD 900/2015

En este apartado se analiza el presupuesto de la alternativa 1, es decir aquella que tiene una ocupación de superficies de 3.945'95 m² llenando 3 naves. En esta alternativa toda la producción se destina al autoconsumo de la empresa, acogiéndonos a la modalidad Tipo 2 que establece el RD 900/2015.

8.2.1 Presupuesto material

En este apartado se calcula el coste de la instalación que se va a realizar, asumiendo la inversión inicial que a continuación se detalla en la tabla 14:

	Cantidad	Precio unidad(€)	Precio total(€)
Módulo	1617	106	171.402
Inversor	6	16000	96.000
Estructura soporte	324	190	61.560
Módulos+Inversores+Soportes			328.962
Instalación 10%			32.896
Transporte 0,4%			1.316
Ingeniería 2%			6.579
Capital inicial			369.753
Coste de prevención de incidencias 3%			11.093
Capital inicial total			380.846
Inversión inicial (60% de capital inicial total)			228.508

*Tabla 14. Presupuesto del material en la instalación, alternativa 1
Fuente: elaboración propia*

8.2.2 Ahorro previsto

Consiste en el ahorro que se prevé cada año, que se obtiene a partir de la predicción de la energía que se genera cada mes y va en función de la tarifa que se tiene que aplicar. De acuerdo con la explicación que se ha dado en el apartado 6.6, el precio de la energía en los distintos periodos es el siguiente:

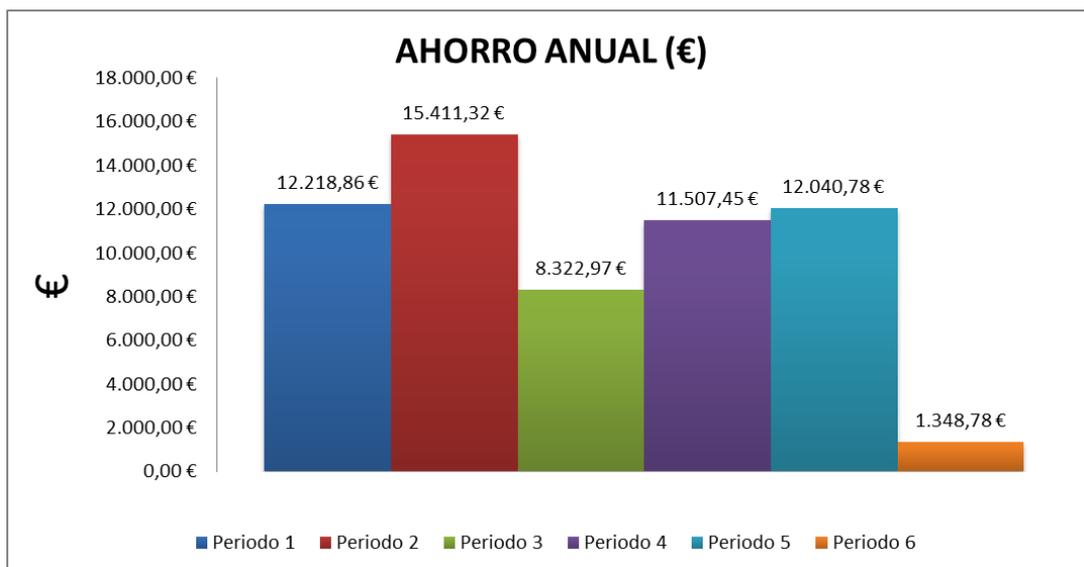
Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
€	0,110585	0,095518	0,084923	0,07374	0,068687	0,0057249
kwh	315.694	460.985	280.017	445.870	500.855	673.137

Tabla 15. Precios TE €/kWh en euros de la tarifa eléctrica 6.1 A y KWH consumidos por la fábrica en cada periodo
Fuente: BOE

El ahorro previsto para el primer año es de **60.850€**

En la gráfica 10 se muestra el ahorro anual por periodos:



Gráfica 10. Ahorro anual por periodos en €, alternativa 1
Fuente: Elaboración propia

8.2.3 Gastos de explotación anuales

Se van a tener en cuenta tres registros de los gastos que hay anualmente:

- Gastos de Operación y Mantenimiento (O & M)

Coste anual de mantenimiento (0,7% del capital inicial total)	2.665,92 €
---	------------

El valor 0'7 es orientativo y se ha verificado con otros Trabajos Finales de Grado y con el tutor del trabajo.

- Gastos del seguro

Coste por tasas de seguro(0,2% del capital inicial total)	761,69 €
---	----------

El valor 0'2 es orientativo y se ha verificado con otros Trabajos Finales de Grado y con el tutor del trabajo.

- Gastos totales = Gastos de Operación y Mantenimiento + Gastos del seguro

Gastos totales	3.427,61 €
----------------	------------

- Gastos debidos a los peajes de respaldo del RD 900/2015

Se establecen unos peajes que dependen de la tarifa y los periodos, en este caso con tarifa 6.1 A y por lo tanto 6 periodos, tenemos los siguientes cargos variables:

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	0,011775	0,011336	0,007602	0,009164	0,009986	0,00672

Tabla 16. Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh) de la tarifa eléctrica 6.1 A, año 2017

Fuente: BOE

Y por lo tanto el peaje tarifario el primer año asciende a:

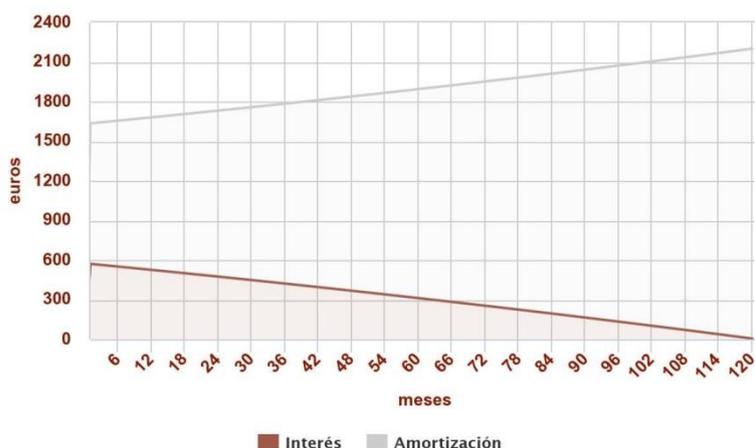
Peaje Respaldo RD 900/2015	8.639,98 €
-----------------------------------	-------------------

En este caso, se tiene en cuenta que la instalación tiene contador, por ser superior a 100 kW y por lo tanto no se tienen cargos por términos fijo de potencia. La potencia de aplicaciones de cargos menos la potencia contratada tiene un valor nulo, por lo que no se tienen cargos por términos fijo de potencia.

8.2.4 Gastos financieros

Se plantea la hipótesis de pedir un préstamo al banco que cubra el 60% del capital inicial total, siendo este de 380.846 €. Por lo tanto el préstamo asciende a 228.508 € a pagar en 10 años con un interés del 3 %.

A través de la aplicación facilitada por el Banco de España se calcula la cuota mensual que se deberá pagar durante los 10 años, siendo de 2.206'49 €. El gasto anual es de 26.477'88 €, y por lo tanto el gasto total es asciende a los 264.778'8 €.



BdE

Gráfica 11. Amortización vs intereses
Fuente: elaboración propia basada en el cálculo con la aplicación del Banco de España, www.bde.es



Gráfica 12. Detalle del préstamo
Fuente: elaboración propia basada en el cálculo con la aplicación del Banco de España, www.bde.es

8.2.5 Balance económico. Beneficios

Cuando ya se ha calculado el ahorro que se obtiene en un año y los gastos que se van a producir ese mismo año en la instalación, se realiza un balance económico para 30 años.

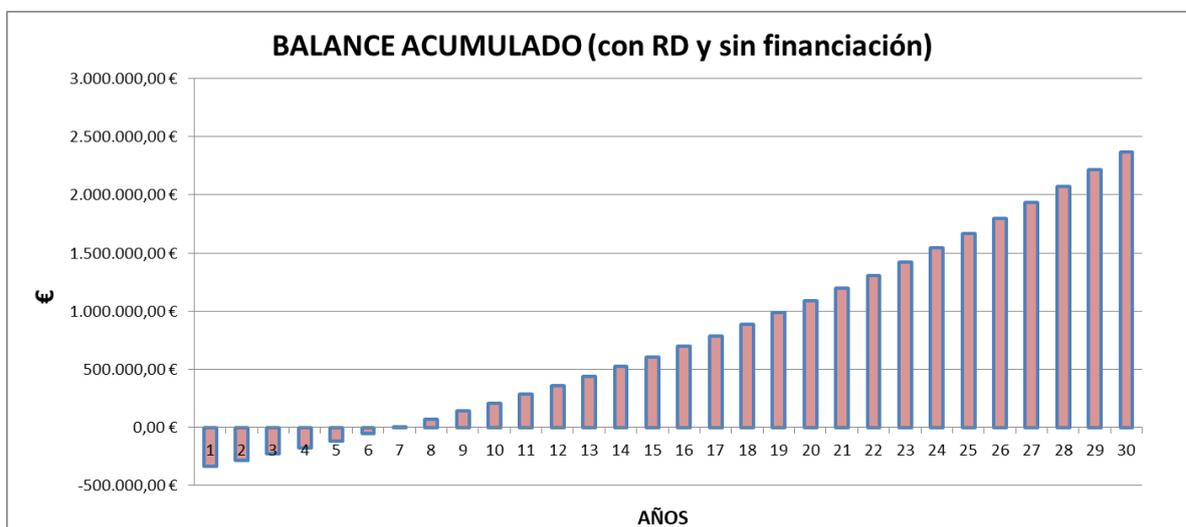
-IPC: 2'5 %. Valor que se adopta para actualizar los precios de los gastos del seguro y los gastos de operación y mantenimiento.

-IPC^{eléctrico}: 4 %. Se adopta este valor para actualizar los precios de la luz que se ahorra.

-Coeficiente de rendimiento de los paneles fotovoltaicos: normalmente se utiliza un descenso del rendimiento anual del 0'5%.

-Los peajes de respaldo están actualizados al año 2017. En el balance económico se les aplica una disminución del 0'5 % que justifica el descenso de la producción.

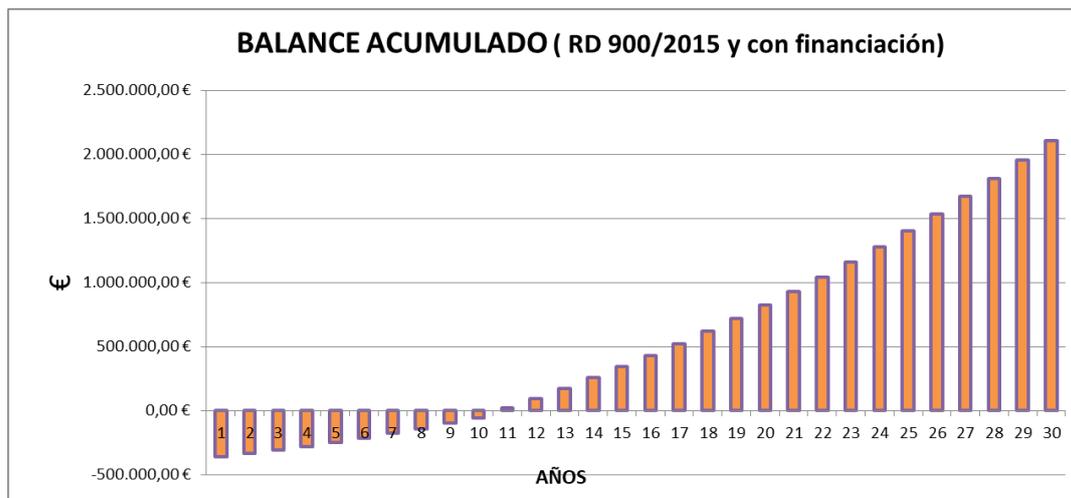
Con todo esto, se calcula el *cash flow* entendido como el resultado de hacer la diferencia entre los gastos anuales y los ingresos que se han obtenido en el año.



Gráfica 13. Balance acumulado (con RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 1
Fuente: Elaboración propia

En la gráfica 13, se observa el balance acumulado de la alternativa 1. En esta opción que se presenta en primer lugar se ha tenido en cuenta la aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015 en el caso de que la instalación se encuentre en la modalidad Tipo 2 de autoconsumo, siendo éste el caso estudiado.

También se ha calculado el balance sin considerar la financiación del 60%. Se puede observar como a partir del octavo año, la instalación empieza a tener beneficios, llegando a tener un beneficio acumulado de 2.369.044 € en el año 30.



*Gráfica 14. Balance acumulado (con RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 1
Fuente: Elaboración propia*

En la gráfica 14, se observa el balance acumulado de la alternativa 1 pero en esta opción que se presenta en segundo lugar se ha tenido en cuenta además de la aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015, la consideración de una financiación del 60%.

Se observa como en esta opción la instalación tarda cuatro años más, es decir 12 años en tener beneficios, posiblemente por la adquisición del crédito. El beneficio acumulado alcanzado a lo largo de su vida útil es ligeramente más bajo, siendo de 2.104.265 €.

8.2.6 Rentabilidad

- 1) VAN (Valor Neto Actual): se utiliza para medir la viabilidad de una inversión que se basa en los flujos de caja que se estima que van a haber en un futuro y así saber cuánto se puede ganar o perder. Por eso, se incluyen los flujos de caja que hay en el momento y se descuentan a un tipo de interés determinado. Además, valora los diferentes tipos de inversión y así se puede llegar a conocer con qué inversión se va a obtener una ganancia máxima. También expresa cómo de rentable es un proyecto en términos netos.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Dónde:

F_t son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 es la inversión que se realiza en el momento inicial ($t=0$). $I_0 = 380.846€$

n es el número de periodos de tiempo

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión, en nuestro caso es de un 6%

- 2) TIR (Tasa Interna de Retorno): se utiliza para evaluar proyectos que tienen una inversión y está ligada con el VAN. Es el porcentaje de los beneficios o las pérdidas que puede tener la inversión. Esta tasa de descuento es la que hace que el VAN sea cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

Dónde:

F_t son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n es el número de periodos de tiempo

Por lo tanto:

	VAN	TIR	PAY BACK
ESTUDIO VIABILIDAD CON RD Y SIN FINANCIACIÓN	688.656 €	16%	8 años
ESTUDIO VIABILIDAD CON RD Y CON FINANCIACIÓN	493.777 €	12%	12 años

*Tabla 17. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 1
Fuente: elaboración propia*

Considerando las dos opciones y comparándolas, se observa como en la actualidad con la aplicación del RD 900/2015 la instalación sería más rentable considerando el no pedir el préstamo ya que eso propicia que la instalación tarde 4 años más en amortizarse, obteniendo un VAN y un TIR menores.

8.3 Estudio económico de la alternativa 2 con aplicación del RD 900/2015

En este apartado se analiza el presupuesto de la alternativa 2, es decir aquella que tiene una ocupación de superficies de 9.818'56 m² llenando todas las naves. En esta alternativa toda la producción se destina además de al autoconsumo de la empresa, a la venta de la cantidad de excedentes que se generan, acogiéndonos también a la modalidad Tipo 2 que establece el RD 900/2015.

8.3.1 Presupuesto material

	Cantidad	Precio unidad(€)	Precio total(€)
Módulo	4024	106	426.544
Inversor	15	16000	240.000
Estructura soporte	804,8	190	152.912
Módulos+Inversores+Soportes			819.456
Instalación 10%			81.946
Transporte 0,4%			3.278
Ingeniería 2%			16.389
Capital inicial			921.069
Coste de prevención de incidencias 3%			27.632
Capital inicial total			948.701
Inversión inicial (60% de capital inicial total)			569.220

Tabla 18. Presupuesto del material en la instalación, alternativa 2
Fuente: elaboración propia

8.3.2 Ahorro previsto e ingresos por venta de energía

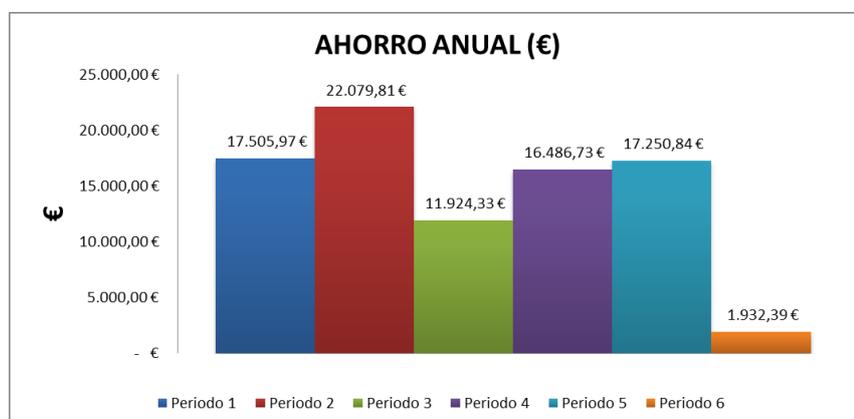
El ahorro previsto por el autoconsumo por periodos se detalla en la tabla 19:

Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
0,110585	0,095518	0,084923	0,07374	0,068687	0,0057249

Tabla 19. Precios TE €/kWh en euros de la tarifa eléctrica 6.1 A
Fuente: IDAE

El ahorro previsto para el primer año es de **87.180€**

En la gráfica 15 se muestra el ahorro anual por periodos:



Gráfica 15. Ahorro anual por periodos en €, alternativa 2
Fuente: Elaboración propia

Además hay un ingreso por la venta de excedentes que asciende a **39.565 €**

8.3.3 Gastos de explotación anuales

Se van a tener en cuenta tres registros de los gastos que hay anualmente:

- Gastos de Operación y Mantenimiento (O & M)

Coste anual de mantenimiento (0,7% del capital inicial total)	6.640,90 €
--	-------------------

- Gastos del seguro

Coste por tasas de seguro(0,2% del capital inicial total)	1.897,40 €
--	-------------------

- Gastos totales = Gastos de Operación y Mantenimiento + Gastos del seguro

Gastos totales	8.538,31 €
-----------------------	-------------------

- Gastos debidos a los peajes de respaldo del RD 900/2015

Peaje Respaldo RD 900/2015	17.475,05 €
-----------------------------------	--------------------

8.3.4 Gastos financieros

Se toma otra vez la hipótesis de pedir un préstamo al banco que cubra el 60% del capital inicial total, siendo este de 948.701 €. Por lo tanto el préstamo asciende a 569.220 € a pagar en 10 años con un interés del 3 %.

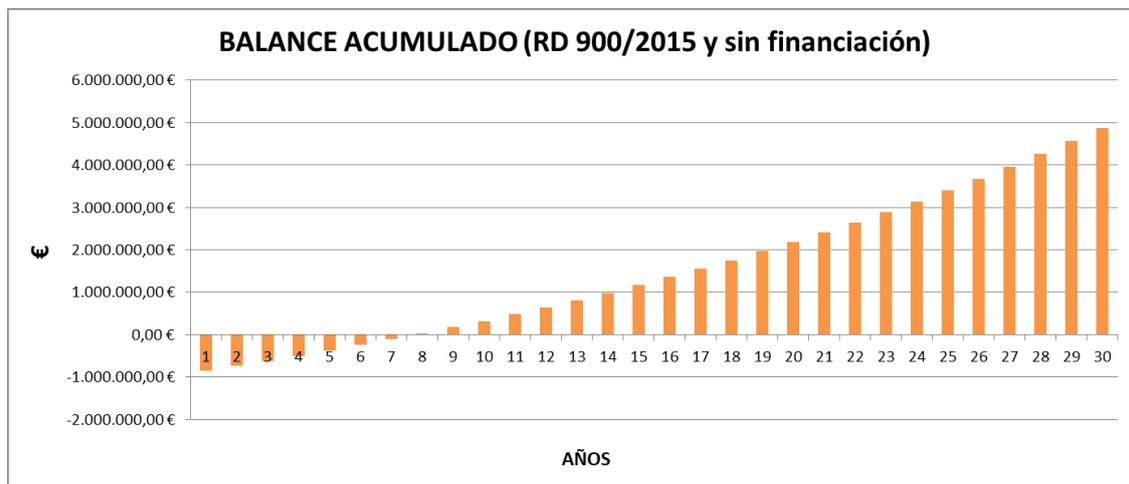
A través de la aplicación facilitada por el Banco de España se calcula la cuota mensual que se deberá pagar durante los 10 años, siendo de 5.496 €. El gasto anual es de 65.952 €, y por lo tanto el gasto total es asciende a los 659.520 €.

8.3.5 Balance económico. Beneficios

En este apartado se realiza el mismo estudio económico que en la alternativa 1, teniendo en cuenta ahora que al producir más energía que la demandada por la fábrica, se considera la opción de vender la energía a la compañía eléctrica.

Además se contempla la aplicación o no de la financiación al 60%.

Con todo esto, se entiende en este apartado por cash flow el resultado de hacer la diferencia entre los gastos anuales y los ingresos, incluyéndose en estos ahora la venta de energía que se ha obtenido en el año.



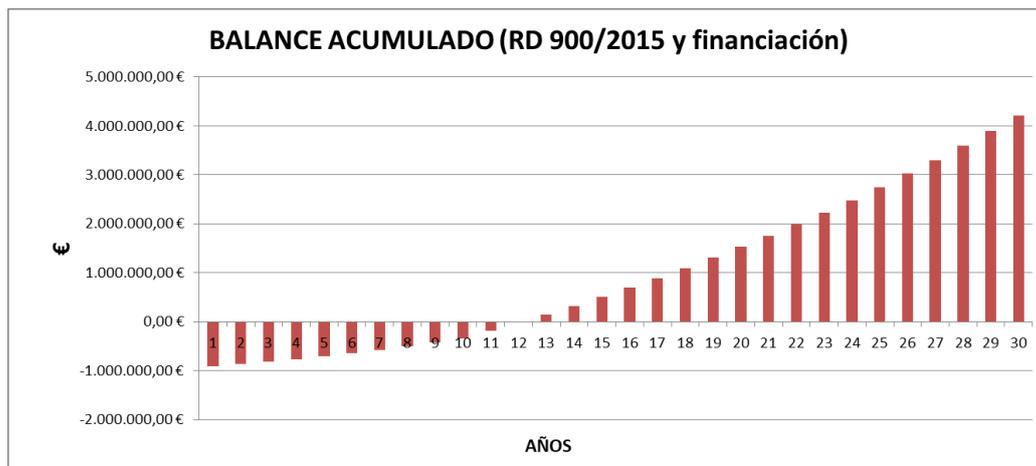
Gráfica 16. Balance acumulado (con RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 2
Fuente: Elaboración propia

En la gráfica 16, se observa el balance acumulado de la alternativa 2. En esta opción que se presenta en primer lugar se ha tenido en cuenta la aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015 en modalidad Tipo 2 de autoconsumo. Además ahora se considera la opción de ser autoprodutor, es decir, en esta alternativa se considera la venta de energía a la distribuidora por la cantidad elevada de excedentes que se generan en la producción eléctrica de todos los paneles fotovoltaicos.

Para el cálculo de la venta se ha supuesto un precio de 53 € MWh que se obtiene como promedio del precio medio fijado por el operador del mercado Ibérico (OMIE).

También se ha calculado el balance sin considerar la financiación del 60%.

Se puede observar como a partir del noveno año, la instalación ya obtiene beneficios y se llega a tener un beneficio acumulado de 4.873.762€ en el año 30.



*Gráfica 17. Balance acumulado (con RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 2
Fuente: Elaboración propia*

En la gráfica 17, se observa el balance acumulado de la alternativa 2, con la aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015 y se considera la opción de ser autoprodutor.

Para el cálculo de la venta se ha supuesto un precio de 53 €/MWh que se obtiene como promedio del precio medio fijado por el operador del mercado Ibérico (OMIE).

También se ha calculado el balance considerando ahora la financiación del 60%. En este caso, se observa una disminución del beneficio por aplicar el crédito, aunque no varía mucho respecto de la anterior.

Se observa como a partir del año trece, la instalación empieza a tener beneficios y se llega a tener un beneficio acumulado de 4.214.242 € a lo largo de su vida útil de 30 años.

8.3.6 Rentabilidad

	VAN	TIR	PAY BACK
ESTUDIO VIABILIDAD CON RD Y SIN FINANCIACIÓN	1.326.786 €	14%	9 años
ESTUDIO VIABILIDAD CON RD Y CON FINANCIACIÓN	841.373 €	11%	13 años

*Tabla 20. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 2
Fuente: elaboración propia*

Considerando las dos opciones y comparándolas, en la tabla 20 se observa como en la actualidad con la aplicación del RD 900/2015 la instalación seguirá siendo más rentable considerando la opción de no pedir el préstamo ya que eso propicia que la instalación tarde nuevamente 4 años más en amortizarse aunque en este caso los beneficios sí que son considerables ya que ascienden a 485.413€ de diferencia entre las dos opciones.

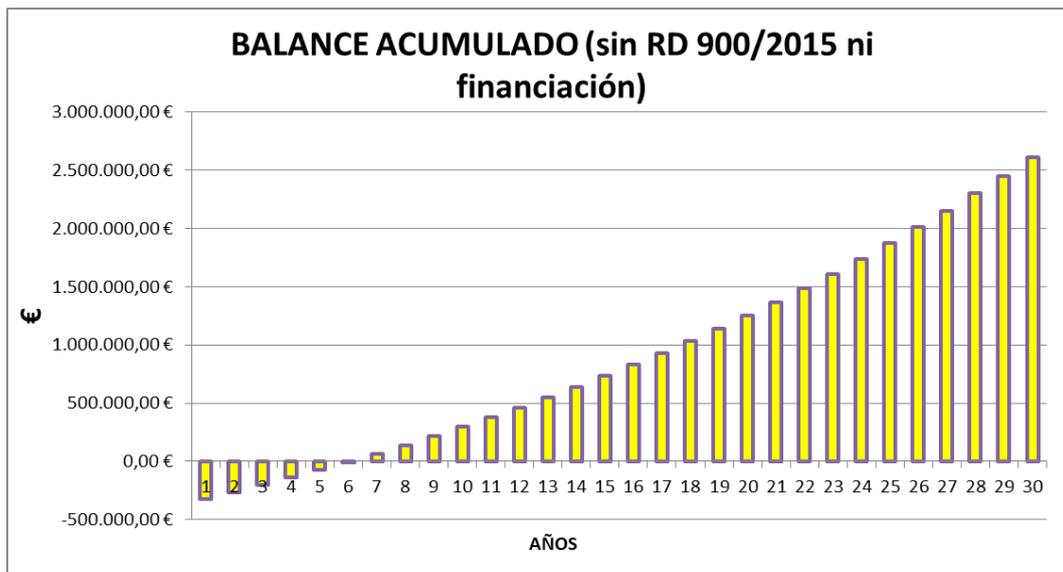
8.4 Análisis económico SIN las condiciones establecidas en el RD 900/2015

Teniendo las mejores condiciones de Europa (mejor radiación y una industria fotovoltaica líder y referente internacional), nos hemos convertido en el país con las peores condiciones para implementar una solución de autoconsumo energético basado en energías limpias.

La gran mayoría de países con regulaciones de autoconsumo introduce el concepto de Balance Neto para un uso eficiente de la Red Eléctrica. El Balance Neto supone que cuando una instalación de autoconsumo genera más energía de la que consume en ese momento, la cede a la red. A cambio, cuando necesita electricidad y la instalación no produce, como cuando cae el Sol, toma de la red un equivalente a lo cedido durante el día. En este nuevo RD en España no se contempla la opción del Balance Neto.

Con todo esto, si se diera el caso de suprimir el RD 900/2015 de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, podemos obtener unos nuevos balances acumulados de nuestras dos alternativas, ya explicadas en los puntos 8.2.5 y 8.3.5.

8.4.1 Balance económico. Beneficios (Alternativa 1)

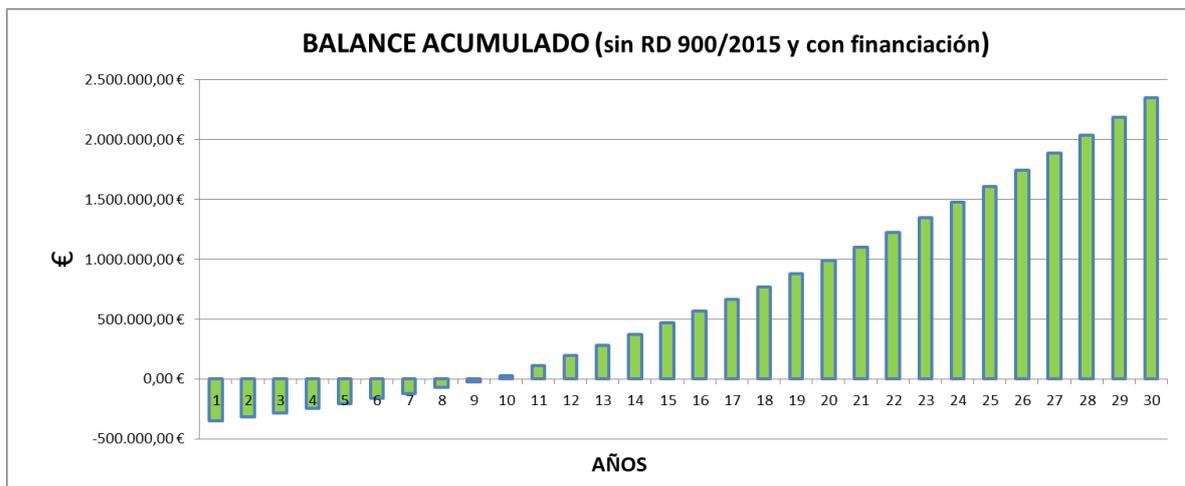


*Gráfica 18. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 1
Fuente: Elaboración propia*

En la gráfica 18, se observa el balance acumulado de la alternativa 1. En esta opción presentada en primer lugar se ha tenido en cuenta la no aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015, ni del crédito.

Se observa como a partir del séptimo año, la instalación empieza a obtener beneficios y se llega a tener un beneficio de 2.610.299 € a lo largo de su vida útil de 30 años.

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).



*Gráfica 19. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 1
Fuente: Elaboración propia*

En la gráfica 19, se observa el balance acumulado de la alternativa 1 pero en esta opción se ha tenido en cuenta la no aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015 y además se ha considerado una financiación del 60%.

Se observa como en esta opción la instalación tarda tres años más, es decir 10 años en tener beneficios, debido a la financiación con fondos ajenos.

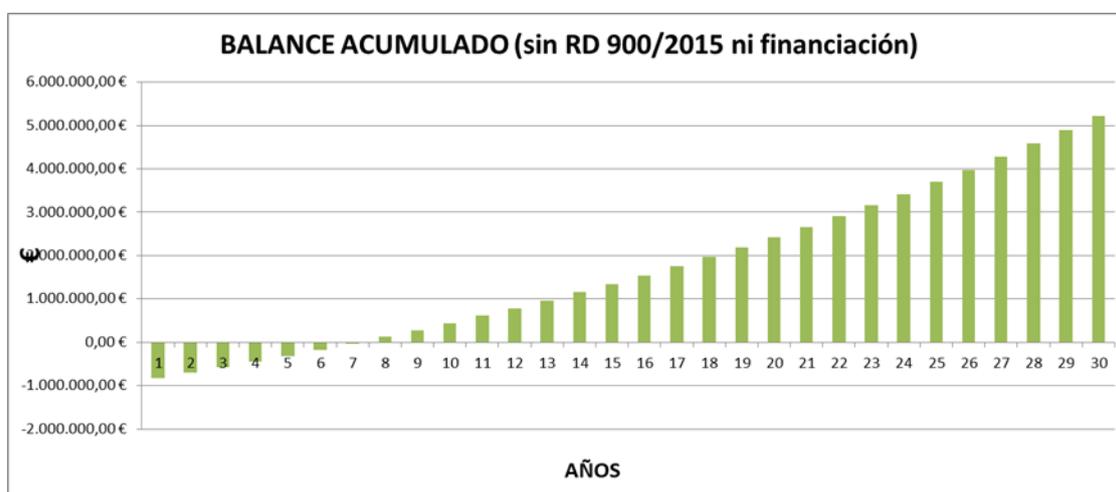
8.4.2 Rentabilidad (Alternativa 1)

	VAN	TIR	PAY BACK
ESTUDIO VIABILIDAD SIN RD Y SIN FINANCIACIÓN	801.667 €	18%	7 años
ESTUDIO VIABILIDAD SIN RD Y CON FINANCIACION	606.787 €	14%	10 años

Tabla 21. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 1 sin RD 900/2015
Fuente: elaboración propia

Considerando las dos opciones y comparándolas, en la tabla 21 se observa como con la no aplicación del RD 900/2015 la instalación seguiría siendo más rentable considerando la opción de no pedir el préstamo ya que eso propicia que la instalación tarde nuevamente 3 años más en amortizarse, con una diferencia de 194.880 € entre las dos opciones.

8.4.3 Balance económico. Beneficios (Alternativa 2)



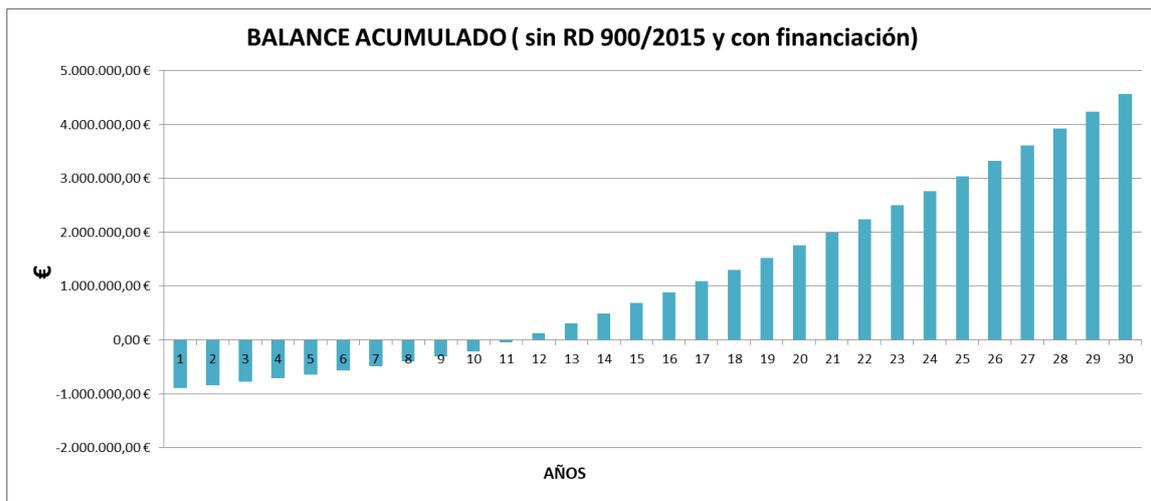
Gráfica 20. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y sin financiación) durante 30 años en €, alternativa 2
Fuente: Elaboración propia

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en las naves industriales de Videca S.A. Término Municipal de Villanueva de Castellón (Valencia).

En la gráfica 20, se observa el balance acumulado de la alternativa 1, teniendo en cuenta la no aplicación de los peajes que obliga el RD 900/2015.

También se ha calculado el balance sin considerar la financiación del 60%.

Se puede observar como a partir del séptimo año, la instalación ya se ha hecho rentable y se llega a tener un beneficio de un beneficio acumulado de 5.219.368,34 € en el año 30.



Gráfica 21. Balance acumulado (sin RD 900/2015 y con financiación) durante 30 años en €, alternativa 2
Fuente: Elaboración propia

En la gráfica 21, se observa el balance acumulado de la alternativa 1 sin aplicación del RD 900/2015 y además se ha considerado una financiación del 60%.

Se observa como en esta opción la instalación tarda tres años más, es decir 10 años en hacerse rentable, posiblemente por la adquisición del crédito.

8.4.4 Rentabilidad (Alternativa 2)

	VAN	TIR	PAY BACK
ESTUDIO VIABILIDAD SIN RD Y SIN FINANCIACIÓN	1.488.677 €	16%	8 años
ESTUDIO VIABILIDAD SIN RD Y CON FINANCIACION	1.003.265 €	11%	12 años

*Tabla 22. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de la alternativa 2 sin RD 900/2015
Fuente: elaboración propia*

Considerando las dos opciones y comparándolas, en la tabla 22 se observa como con la no aplicación del RD 900/2015 la instalación es más rentable considerando la opción de no pedir el préstamo ya que eso propicia que la instalación tarde 4 años más en amortizarse

8.5 Resumen

En este apartado se van a evaluar todas las posibles opciones citadas anteriormente, a partir de la tabla 23 que resume el VAN, TIR y el PAY BACK de las dos alternativas y las diferentes opciones estudiadas para justificar la decisión final adoptada.

	ALTERNATIVA 1 (3.945 m2)			ALTERNATIVA 2 (9.818 m2)		
	SIN EXCEDENTES			CON VENTA DE ENERGÍA		
	VAN	TIR	PAY BACK	VAN	TIR	PAY BACK
ESTUDIO VIABILIDAD CON RD Y SIN FINANCIACIÓN	688.656 €	16%	8 años	1.326.786 €	14%	9 años
ESTUDIO VIABILIDAD CON RD Y CON FINANCIACIÓN	493.777 €	12%	12 años	841.373 €	11%	13 años
ESTUDIO VIABILIDAD SIN RD Y SIN FINANCIACIÓN	801.667 €	18%	7 años	1.488.677 €	16%	8 años
ESTUDIO VIABILIDAD SIN RD Y CON FINANCIACIÓN	606.787 €	14%	10 años	1.003.265 €	11%	12 años

*Tabla 23. Resumen de VAN, TIR y PAY BACK de las dos alternativa con y sin RD 900/2015-Financiación
Fuente: elaboración propia*

De las dos alternativas mostradas en la tabla 23, se tiene en cuenta a la hora de tomar la decisión final la aplicación del RD 900/2015, ya que es la legislación que se está aplicando actualmente. Comparando cada alternativa se llega a la conclusión de que la Alternativa 1 es más rentable que la Alternativa 2, aunque el Pay Back de las dos alternativas no varía en exceso.

Por lo tanto, habiendo tenido en cuenta las dos alternativas y tras realizar un estudio preciso de cada opción, la alternativa elegida es la 1.

8.6 Comparativa con otros países

En el contexto internacional existen distintas formas de retribuir la energía vertida a la red:

1. La llamada **feed-in tariff** (o pago por tarifa): mediante la cual el dueño de una instalación de autoconsumo recibe una cantidad de dinero fija por el Gobierno por cada kilovatio hora que vierte a la red.

Caso de países como Reino Unido o Alemania

2. El **balance neto** de energía, el cual consiste en que por cada kilovatio-hora vertido a la red el autoconsumidor tiene derecho a consumir sin coste un kilovatio-hora importado de la red cuando lo necesite.

Caso de países como Estados Unidos, Brasil, Australia o Portugal

3. La **tarifa neta**, la cual consiste en que cada kilovatio-hora vertido a la red descuenta de la factura eléctrica una cantidad de dinero determinada (que puede variar en el tiempo).

Caso de países como Italia o Chile

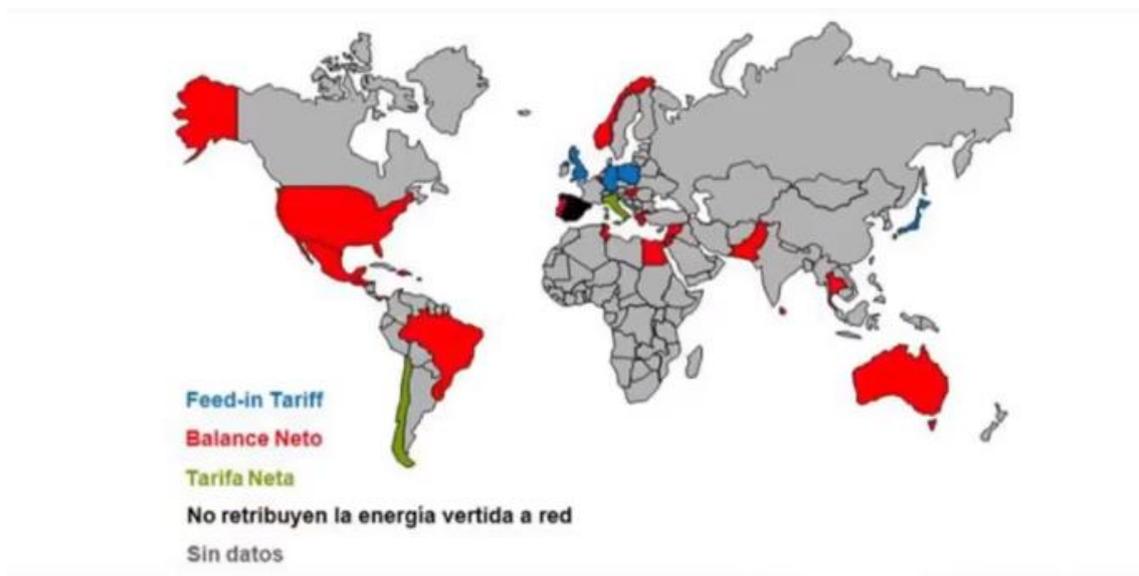


Figura 15. Mapamundi con los diferentes tipos de retribución de energía
Fuente: UNEF

CAPÍTULO 9.

IMPACTO AMBIENTAL

Una instalación fotovoltaica que se conecta a la red tiene un impacto ambiental prácticamente nulo. Teniendo en cuenta todos los aspectos, como son el ruido, las emisiones a la atmósfera, los residuos generados o la afección a la flora y la fauna podemos concluir que estos factores solo afectan durante el proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos.

1) Impacto debido al funcionamiento

1. Ruidos

La generación de energía producida por los módulos o el inversor es totalmente silenciosa.

2. Emisiones a la atmósfera

La generación de energía mediante módulos fotovoltaicos no requiere combustión alguna, por lo que no se producen emisiones gaseosas.

3. Residuos generados

Los sistemas fotovoltaicos no generan residuos que se deban verter a la red de saneamiento, ya que la refrigeración se realiza por convección natural.

4. Afección a la flora y fauna

Los equipos instalados no afectan a la flora ni a la fauna del lugar.

2) Impacto debido a la fabricación de componentes

En el desarrollo de la producción de los módulos fotovoltaicos es el proceso donde se pueden generar emisiones gaseosas a la atmósfera o vertidos a la red de saneamiento, lo que puede provocar un impacto considerable en el medioambiente.

Los residuos esenciales generados en este proceso son emulsiones de metales, disoluciones orgánicas, aceites y envases que contienen las materias primas.

En referencia a la energía que se consume durante el proceso de fabricación, se estima que en un tiempo aproximado de entre 4 y 7 años, los módulos fotovoltaicos producirán más energía que la necesaria para su fabricación.

Por lo tanto, se puede considerar que la instalación fotovoltaica es ambientalmente sostenible porque se emplean unos recursos naturales con unos rendimientos que sobrepasan considerablemente los costos medioambientales.

CAPÍTULO 10.

CONCLUSIONES

Hoy en día la energía solar está en pleno desarrollo y expansión, ya que los recursos fósiles son más contaminantes y se agotan. Sin embargo, la energía fotovoltaica es más eficiente, renovable y más económica a largo plazo.

Este trabajo final de grado ha logrado su objetivo principal que era diseñar e instalar una estructura fotovoltaica en una localización donde se puede aprovechar la energía del sol, y así reducir costes en la tarifa eléctrica.

Después de haber realizado el estudio económico correspondiente, los resultados muestran que el proyecto cumple los objetivos económicos previstos.

Las conclusiones que se sacan de este trabajo final de grado es que con la aplicación del RD 900/2015 a las energías renovables, los proyectos tienen una rentabilidad menor que con la legislación anterior, la aplicación de cargos fijos y variables al autoconsumo merman la rentabilidad económica y hacen que las inversiones tarden más años en empezar a tener beneficios.

Otro factor que tiene mucha importancia en la rentabilidad de estos proyectos es la manera en la que se financian los proyectos. La decisión de financiarse con fondos propios si se poseen o a través de los bancos es fundamental.

CAPÍTULO 11

BIBLIOGRAFIA

- LIBROS

ROLDÁN VILORIA, J. (2014). Necesidades energéticas y propuestas de instalaciones solares. Ediciones Paraninfo S.A

PAREJA APARICIO, M. (2010). Radiación solar y su aprovechamiento energético. Editorial Marcombo

ALCOR, E. (2002). Instalaciones solares fotovoltaicas. Progensa Editorial

MENÉNDEZ MUÑIZ, J. (2013). Energía solar fotovoltaica. Fundación Confemetal

PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, O. (2015). Energía solar fotovoltaica. Progensa Editorial

- PÁGINAS WEB

MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL.

<[http:// www.minetad.gob.es/energia/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.html](http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.html)> [Consulta: 22 de Junio de 2017]

PVEDUCATION.ORG

<[http:// www.pveducation.org/es.html](http://www.pveducation.org/es.html) > [Consulta: 19 de Abril de 2017]

SUELO SOLAR

<[http:// www.suelosolar.com.html](http://www.suelosolar.com.html) > [Consulta: 20 de Noviembre de 2016]

IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Instalaciones Conectadas a Red.*

<[http:// www.idae.es.html](http://www.idae.es.html) > [Consulta: 25 de Agosto de 2017]

PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS)

<<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.html>> [Consulta: 5 de Mayo de 2017]

BANCO DE ESPAÑA

<[http:// www.bde.es.html](http://www.bde.es.html) > [Consulta: 12 de Octubre de 2017]

JINKO SOLAR

<<https://www.jinkosolar.com>> [Consulta: 18 de Junio de 2017]

INGETEAM

<<https://www.ingeteam.com>> [Consulta: 19 de Junio de 2017]

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

<<http://www.ree.es>> [Consulta: 23 de Abril de 2017]

- BLOGS

COLÓN CORTEGOS, J. (2015). "Tarifas de acceso de electricidad (Alta Tensión) " en mifakturadeluz, 17 de enero.

<<http://www.mifakturadeluz.com/tarifas-de-acceso-de-electricidad-alta-tension/html>> [Consulta: 10 de Septiembre de 2017]

TRINCADO RINCÓN, J. (2016). "El fin en España del impuesto al Sol" en Zoahorro, 26 de febrero.

<<http://http://http://www.zoahorro.com/blog/35-la-verdad-a-la-luz/fin-del-impuesto-al-sol-espana>> [Consulta: 17 de Octubre de 2017]

- LEGISLACIÓN Y NORMAS

España. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE, 10 de octubre de 2015, núm. 243, p.94.874

España. Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017. BOE, 29 de diciembre de 2016, núm. 314, p. 91.089

