



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

# **DISEÑO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EDIFICIO INDUSTRIAL**

Autor: Paula Ocaña Pastor  
Director: Ignacio Espinosa Gil

Madrid  
Junio 2014

## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO ( RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN**

### **1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.**

El autor D. PAULA OCAÑA PASTOR, como ALUMNO de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra: DISEÑO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EDIFICIO INDUSTRIAL<sup>1</sup>, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

### **2º. Objeto y fines de la cesión.**

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* ( *con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

### **3º. Condiciones de la cesión.**

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

---

<sup>1</sup> Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

(b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.<sup>2</sup>

(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.<sup>3</sup>

#### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.

b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.

c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación ([curiarte@rec.upcomillas.es](mailto:curiarte@rec.upcomillas.es)).

d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

---

<sup>2</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

<sup>3</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

**5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.

b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 2 de Junio de 2014

**ACEPTA**

Fdo.....

**Autorizada la entrega del proyecto del alumno:**

**Ocaña Pastor, Paula**

.....

**EL DIRECTOR DEL PROYECTO**

**Espinosa Gil, Ignacio**

Fdo.: ..... Fecha: ...../ ...../ .....

**Vº Bº del Coordinador de Proyectos**

**Cuadra García, Fernando de**

**Fdo.: ..... Fecha: ...../ ...../ .....**



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

# **DISEÑO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EDIFICIO INDUSTRIAL**

Autor: Paula Ocaña Pastor  
Director: Ignacio Espinosa Gil

Madrid  
Junio 2014



**DISEÑO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
INTEGRADA EN EDIFICIO INDUSTRIAL.**

**Autor: Ocaña Pastor, Paula**

Director: Espinosa Gil, Ignacio

Entidad Colaboradora: Confidencial

**RESUMEN DEL PROYECTO**

**Introducción**

La energía eléctrica desempeña un papel fundamental en nuestra vida diaria, especialmente en el ámbito industrial. Prueba de esta importancia es el hecho de que en España más de la mitad del consumo de electricidad de los grandes consumidores proviene de este sector. Su generación ha provenido principalmente de fuentes fósiles como el carbón, que han generado en su proceso de conversión, efectos nocivos a la atmósfera.

En 2004, en la conferencia europea de Berlín, todos los estados miembros definieron una serie de metas para asegurar una producción de electricidad futura segura y sostenible. Entre sus objetivos se encontraba el de una reducción de las emisiones de dióxido de carbono y que en el año 2020, el 20% del consumo total de energía consumida debería provenir de fuentes renovables.

Actualmente, en España sólo un 13,8% de la generación eléctrica proviene de energías renovables y sólo se ha conseguido una disminución del 5,9% en las emisiones de CO<sub>2</sub>. Con estos datos es imprescindible definir un modelo de planta generadora que sea eficaz y responsable con el medio ambiente, por lo que siendo España uno de los países de la UE con mayor número de horas de sol y con una alta tecnología solar, es evidente que la solución fotovoltaica es una de las más adecuadas.





## Metodología

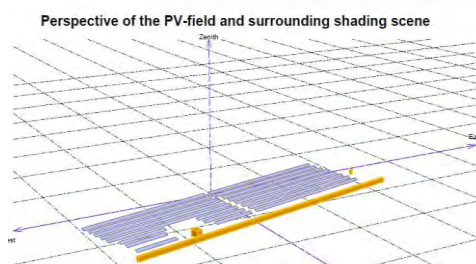
Buscando la mejor rentabilidad y máximo ahorro, se diseña una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo de un edificio industrial que se encuentra conectado a la red. El diseño, intentará buscar la configuración óptima para que cumpliendo con el marco legal, no se tenga que verter excedente a la red, ya que se estaría vendiendo a un precio menor que el coste de generación penalizando así la rentabilidad de la instalación. Además, se encuentra a la vanguardia ya que consta de dos plantas generadoras totalmente diferenciadas, estando una de ellas integrada arquitectónicamente en una de las fachadas del edificio.

Esta fachada se encuentra separando la zona de oficinas y de exposición del exterior. Se hace deseable la entrada de luz natural, objetivo logrado gracias a la naturaleza de los módulos fotovoltaicos utilizados en esta fachada, que disponen de un espacio de separación entre las células fotovoltaicas que hace posible el paso de la luz exterior hacia el interior.

Acompañando al estudio técnico, encontraremos el correspondiente estudio económico que desarrolla todos los costes desglosados incluyendo una estimación de la amortización de la instalación y el ahorro generado. Se realizará una comparación entre el marco regulatorio que se encuentra actualmente en vigor y el borrador del Real Decreto Ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, con la intención de motivar un cambio político sobre la situación del autoconsumo en España.

## Resultados

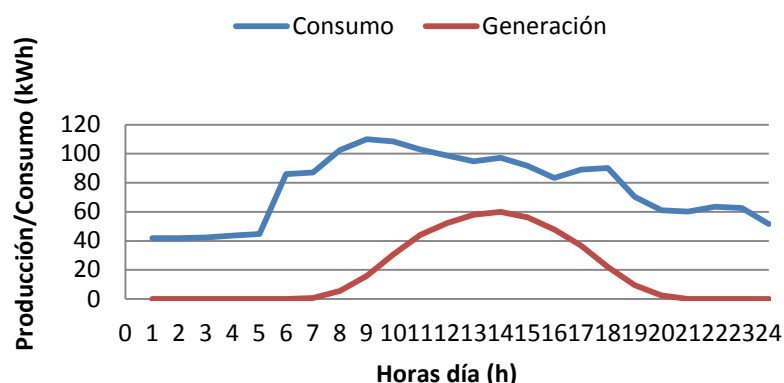
A partir de los datos de consumo y dimensiones del edificio, se diseñan las dos plantas generadoras, siendo su diseño final el siguiente:



Cubierta



Fachada Oeste



Curva Generación-Consumo

Como se observa en la gráfica anterior se consigue con la configuración anterior una curva de producción por debajo de la de consumo para conseguir mayor rentabilidad.

En cuanto al estudio económico, observamos en la siguiente tabla resumen las diferencias que existen según los dos escenarios estudiados: el escenario A (marco regulatorio actual) y el escenario B (Real Decreto 009/2013 con peajes de respaldo)

	ESCENARIO A		ESCENARIO B	
	PAYBACK	IRR	PAYBACK	IRR
F.Oeste	14	6,26%	16	3,89%
Cubierta	12	8,79%	13	6,48%
P. Total	12	8,35%	13	6,02%

Comparativa rentabilidad inversiones según escenario

### Conclusiones

Con la entrada en vigor del Nuevo Real Decreto, las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico se vuelven casi inviables económicamente hablando. En la siguiente tabla se muestran las pérdidas de rentabilidad que suponen estos peajes de respaldo en este proyecto fotovoltaico.



---

PÉRDIDAS DE RENTABILIDAD	
F.Oeste	37,86%
Cubierta	26,28%
P. Total	27,90%

*Pérdidas de rentabilidad*

La pérdida de rentabilidad que se obtendría en este proyecto sería de un 27,90%, lo que podría suponer la inviabilidad económica del proyecto.

### Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía (CNE). Año 2011. « Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura»  
[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006\\_11.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006_11.pdf)
- [2] Fondo Mundial de la Naturaleza (WWF). Año 2012. « Informe Informe de Gases de Efecto Invernadero de 1990-2012 »
- [3] El País, 18 de junio de 2013. «El Carbón “ensucia” los Daos de Emisiones de Efecto Invernadero »  
[http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/06/18/actualidad/1371570722\\_375784.html](http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/06/18/actualidad/1371570722_375784.html)
- [4] Boletín Oficial del Estado (BOE).4 de marzo de 2011. « Ley 2/2011, de Economía Sostenible»  
[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-4117](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-4117)
- [5] Red Eléctrica de España (REE). Año 2013. « Informe Anual del Sistema Eléctrico del 2012» <http://www.ree.es/es/publicaciones/informe-anual-2012>
- [6] Euroestat. Año 2011. « Informe Euroestat Anual»
- [7] Lluís Jutglar. «Generación de Energía Solar Fotovoltaica»
- [8] EUMETSAT, Año 2013. « Atlas de Radiación de España»  
[http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas\\_radiacion\\_solar](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar)
- [9] Instituto para el ahorro y la Diversificación de Energía (IDEA). «Pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE »  
<http://www.idae.es/index.php/idpag.17/reلمenu.329/mod.pags/mem.detalle>



TECHNICAL AND ECONOMIC DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC  
INSTALATION INTEGRATED IN AN INDUSTRIAL BUILDING

**Author: Ocaña Pastor, Paula**

Director: Espinosa Gil, Ignacio

Collaborating Entity: Confidential

**PROJECT SUMMARY**

**Introduction**

Electricity is essential in our daily life, especially in the industrial field. This is why more of the half of the electricity consumption is due the big industrial consumers. Electricity production has come from fossils as coil, that has generated damaging effects to the atmosphere.

In 2004, in the European Conference celebrated in Berlin, all the state members defined several goals to assure a safe and sustainable electricity production in the future. Their objectives were base on a reduction of the CO<sub>2</sub> emissions and assure that in 2020, a minimum of 20% of electricity consumption should have come from renewable energies.

Currently, in Spain, only a 13,8% of our electricity is from renewable energies and only a 5,9% of reduction of the CO<sub>2</sub> emissions has been achieved. Based on these numbers, it seems essential to define a new generation plant that will be effective and responsible environmentally speaking. Being Spain one of the countries with more sunny hours and being the fourth solar technological country, it is obvious that the photovoltaic solution is the best.



## Methodology

Searching for profitability and high savings, the PV installation will be a selfconsumption on-grid plant (connected to the net).

The installation will be designed in order to get an optimal configuration that will not inject the excess of the electricity into the net because the cost generation is higher than the cost that this electricity will be paid.

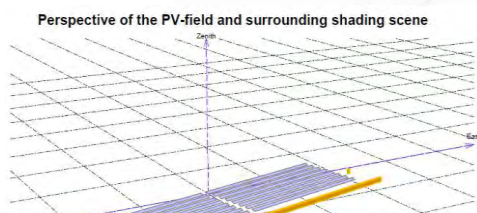
Moreover, it is a state-of-art building because it is composed by two different plants, being one of them integrated in one of the front of the building.

This facade separates the office area and the interior show room. Natural light is desirable and it is achieved using special PV modules that counts with large separation between cells.

Additionally to the technical study, there is an economical report with all the costs, profitability of the project and the savings generated. A comparison between the current law about selfconsumption and the new one, Real Decreto Ley 9/2013 will be carried out with the aim to motivate a political change in Spain about renewable.

## Results

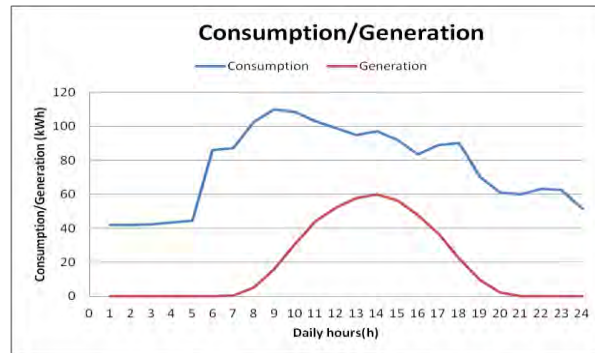
Based on consumption data and dimensions of the building, the two different plants are designed. In the next figures, you will find the result.



*Roof*



*West Facade*



*Consumption/Generation Curve*

The production curve is lower than the consumption curve as it was defined in order to achieve higher profitability.

Regarding the economical study, in the next table there is a summary of the different results obtained according to the two different scenarios: scenario A (current Law) and scenario B (Real Decreto 009/2013 with tolls)

	SCENARIO A		SCENARIO B	
	PAYBACK	IRR	PAYBACK	IRR
F.West	14	6,26%	16	3,89%
Roof	12	8,79%	13	6,48%
Total	12	8,35%	13	6,02%

*Profitability Comparison Between Scenarios*

### Conclusions

Con la entrada en vigor del Nuevo Real Decreto, las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico se vuelven casi inviables económicamente hablando. En la siguiente tabla se muestran las pérdidas de rentabilidad que suponen estos peajes de respaldo en este proyecto fotovoltaico.

With the entrance of the new Real Decreto, PV selfconsumption installations become nearly unviable economically talking.

In the next table, there is a summary of all the profitability losses that will be in this project



PROFITABILITY LOSSES	
F.West	37,86%
Roof	26,28%
Total	27,90%

*Profitability Losses*

Profitability losses in this project will be around 27,90%, that could suppose the economical unavailability.

### References

- [1] Comisión Nacional de Energía (CNE). Año 2011. « Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura»  
[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006\\_11.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006_11.pdf)
- [2] Fondo Mundial de la Naturaleza (WWF). Año 2012. « Informe Informe de Gases de Efecto Invernadero de 1990-2012 »
- [3] El País, 18 de junio de 2013. «El Carbón “ensucia” los Daos de Emisiones de Efecto Invernadero »  
[http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/06/18/actualidad/1371570722\\_375784.html](http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/06/18/actualidad/1371570722_375784.html)
- [4] Boletín Oficial del Estado (BOE).4 de marzo de 2011. « Ley 2/2011, de Economía Sostenible»  
[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-4117](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-4117)
- [5] Red Eléctrica de España (REE). Año 2013. « Informe Anual del Sistema Eléctrico del 2012» <http://www.ree.es/es/publicaciones/informe-anual-2012>
- [6] Eurostat. Año 2011. « Informe Eurostat Anual»
- [7] Lluís Jutglar. «Generación de Energía Solar Fotovoltaica»
- [8] EUMETSAT, Año 2013. « Atlas de Radiación de España»  
[http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas\\_radiacion\\_solar](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar)
- [9] Instituto para el ahorro y la Diversificación de Energía (IDEA). «Pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE »  
<http://www.idae.es/index.php/idpag.17/reلمenu.329/mod.pags/mem.detalle>



## **RELACIÓN DE DOCUMENTOS**

<b>Contenido</b>	<b>Número de páginas</b>
I. MEMORIA	134
II. PLANOS	12
III. PLIEGO DE CONDICIONES	16
IV. PRESUPUESTO	10
V. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	26
VI. BIBLIOGRAFÍA	2





## *Índice de la memoria*

<b>DOCUMENTO I MEMORIA .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1 MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>3</b>
<b>Subcapítulo 1 INTRODUCCION</b>	
1.1 Antecedentes .....	3
1.2 Motivación.....	9
1.3 Objetivos.....	11
1.4 Metodología.....	15
1.5 Recursos / Herramientas empleadas.....	20
<b>Subcapítulo 2 PROYECTO FOLTOVOLTAICO</b>	
2.1 Emplazamiento .....	22
2.2 Normativa aplicada .....	23
2.3 Recurso primario.....	25
2.4 Perfil de carga.....	27
2.5 Descripción de la planta.....	31
2.5.1 Descripción del funcionamiento.....	31
2.5.2 Generador fotovoltaico .....	33
2.5.3 Inversor .....	35
2.5.4 Estructura soporte .....	42
2.5.5 Cableado .....	43
2.5.6 Puesta a tierra.....	45
2.5.7 Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	46
2.5.8 Protecciones y cuadro eléctrico.....	46
2.5.9 Medida .....	47
2.5.10 Sistema de monitorización.....	48
2.5.11 Conclusiones .....	49
2.6 Obra civil.....	49



---

### Subcapítulo 3 RESULTADOS

3.1 Análisis de producción energética .....	50
3.1.1 Datos meteorológicos .....	50
3.2 Producción energética bruta .....	52
3.3 Producción energética neta .....	61
3.3.1 Factor de rendimiento (PR) .....	61
3.3.2 Degradación de los paneles fotovoltaicos .....	62
3.3.3. Resultados de producción energética neta .....	62
<b>Capítulo 2 CÁLCULOS.....</b>	<b>65</b>
2.1 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra.....	65
2.2 Cálculo de protecciones .....	66
2.3 Cálculo de la caída de tensión .....	67
2.4 Cálculo solar .....	70
2.4.1 Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.....	70
2.4.2 Cálculo de pérdidas por sombreado.....	71
2.4.3 Conclusión por pérdidas totales .....	75
<b>Capítulo 3 ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>79</b>
3.1 Análisis de rentabilidad económica .....	79
3.2 Curva de consumo.....	79
3.3 Estudio económico.....	81
3.3.1 Flujos de entrada .....	84
3.3.2 Flujos de salida .....	84
3.3.3 Flujos de caja .....	85
3.4 Resultados.....	117
3.5 Conclusiones .....	118
<b>Capítulo 4 IMPACTO AMBIENTAL .....</b>	<b>121</b>
<b>Capítulo 5 ANEJOS.....</b>	<b>123</b>



## Índice de figuras

Figura 1- Distribución de la demanda peninsular por grupos de consumidores en 2010.....	3
Figura 2- Perfil diario de una instalación fotovoltaica, de su consumo y del autoconsumo instantáneo. (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica)....	6
Figura 3- Perfil de carga de una instalación fotovoltaica con acumulación. (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica) .....	6
Figura 4-Consumo eléctrico y generación fotovoltaica diaria.. . (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica).....	7
Figura 5-Comparación entre un sistema de autoconsumo y uno con balance neto. . (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica) .....	8
Figura 6-Potencia instalada en España Peninsular a 31 de diciembre de 2013 (Fuente: REE).....	13
Figura 7-Emisiones de CO <sub>2</sub> (kgCO <sub>2</sub> /kWh) por tecnología de generación eléctrica en España (Fuete:WWF) .....	14
Figura 8- Potencia consumida Enero.....	28
Figura 9- Potencia consumida Febrero.....	28
Figura 10- Potencia consumida Marzo.....	28
Figura 11-Potencia consumida Abril.....	28
Figura 12-Potencia consumida Mayo.....	28
Figura 13-Potencia consumida Junio .....	28
Figura 14-Potencia consumida Julio .....	29
Figura 15-Potencia consumida Agosto.....	29
Figura 17-Potencia consumida Septiembre.....	29
Figura 16-Potencia consumida Octubre .....	29



---

Figura 18- Potencia consumida Noviembre .....	29
Figura 19-Potencia consumida Diciembre .....	29
Figura 20-Potencia consumida por meses y media mensual (Fuente: Elaboración Propia).....	30
Figura 21- Curva I-V del trabajo del generador de la Cubierta. (Fuente: PVSyst)37	
Figura 22- Energía generada según potencia del generador. (Fuente: PVSyst)....	38
Figura 23- Curva I-V del trabajo del generador de la Cubierta (Fuente: PVSyst) 40	
Figura 24- Energía generada según potencia del generador. (Fuente: PVSyst)....	40
Figura 25- Producción Energética Enero .....	53
Figura 26-Producción Energética Febrer .....	53
Figura 27-Producción Energética Marzo .....	54
Figura 28-Producción Energética Abril .....	54
Figura 29- Producción Energética Mayo .....	55
Figura 30- Producción Energética Junio .....	55
Figura 31-Producción Energética Julio .....	56
Figura 32-Producción Energética Agosto .....	56
Figura 33-Producción Energética Septiembre.....	57
Figura 34- Producción Energética Octubre.....	57
Figura 35- Producción Energética Noviembre.....	58
Figura 36- Producción Energética Diciembre.....	58
Figura 37- Factor de rendimiento Cubierta (Fuente PVSyst) .....	61
Figura 38-Factor de rendimiento fachada Oeste (Fuente PVSyst).....	61
Figura 39- Perfil de carga consumida (Fuente: Elaboración Propia).....	79
Figura 40- Curva de consumo y generación. (Fuente: Elaboración Propia) .....	80
Figura 41-Años de recuperación de la inversión. Fachada Oeste. Escenario A....	86
Figura 42- Años de recuperación de la Inversión. Cubierta. Escenario A. ....	88
Figura 43- Años de recuperación de la inversión Total. Escenario A.....	90



Figura 44- Comparación Coste Energética de red vs Fotovoltaica. Fachada Oeste .....	92
Figura 45-Ahorro anual y acumulado. Fachada Oeste. Escenario A. ....	94
Figura 46- Comparación coste energético de red vs fotovoltaica. Cubierta.. Escenario A .....	95
Figura 47- Ahorro anual y acumulado. Cubierta.. Escenario A .....	97
Figura 48- Comparación Coste Energética de red vs Fotovoltaica. Inversión Total. ....	98
Figura 49- Ahorro anual y acumulado. Inversión total. Escenario A.....	100
Figura 50- Años de recuperación de la Inversión. Fachada Oeste. Escenario B. ....	102
Figura 51- Años de recuperación de la Inversión. Cubierta. Escenario B. ....	104
Figura 52- Años de recuperación de la inversión Total. Escenario B. ....	106
Figura 53- Comparación Coste energético de la red vs fotovoltaica. Fachada Oeste. Escenario B (Fuente Elaboración Propia) .....	108
Figura 54-Ahorro Anual y ahorro acumulado. Fachada Oeste. Escenario B. ....	109
Figura 55-Comparación coste energético de red vs fotovoltaica Cubierta. Escenario B.....	111
Figura 56-Ahorro anual y ahorro acumulado. Cubierta. Escenario B (Fuente Elaboración Propia).....	113
Figura 57- Comparación coste energético de red vs fotovoltaica Inversión Total. Escenario B.....	114
Figura 58- Ahorro anual y ahorro acumulado. Inversión total. Escenario B .....	116



## *Índice de ilustraciones*

Ilustración 1- Esquema módulo BIPV. (Fuente:Yingli Solar) .....	9
Ilustración 2- Vista Mapa Satélite Emplazamiento. (Fuente: Google Maps) .....	22
Ilustración 3- Ondas Espectrales luz solar. (Fuente: AEMET).....	26
Ilustración 4-Esquema de funcionamiento. (Fuente: Solarweb) .....	32
Ilustración 5- Base da datos de Meteonorm v7 (Fuente: Meteonorm v7).....	50
Ilustración 6-Base de datos de Meteonorm v7 .....	51
Ilustración 7-Explicación Angulos Azimut e Inclinación. (Fuente: Solaeduca)...	70
Ilustración 8-Separación entre filas (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE).....	72
Ilustración 9-Ángulos sombreado (Fuente: elaboración propia).....	73
Ilustración 10 - Sombreado (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE) .....	74
Ilustración 11- Diagrama de pérdidas durante todo el año de la Cubierta. ....	76
Ilustración 12-Diagrama de Pérdidas Fachada Oeste (Fuente:PVSyst).....	77



## *Índice de tablas*

Tabla 1- Características eléctricas en STC del módulo YL260P-29b (Fuente: Yingli) .....	34
Tabla 2- Características eléctricas en STC del módulo BIPPVYL116(14)PQR (Fuente: Yingli) .....	34
Tabla 3- Características del inversor SMA Tripower 17000TL (Fuente: SMA-Ibérica).....	39
Tabla 4- Características del inversor SMA Tripower 15000TL (Fuente: SMA-Ibérica).....	42
Tabla 5- Irradiancia solar en Madrid-Barajas (Fuente: Meteonorm v7) .....	52
Tabla 6- Generación Energética Por meses y Por Plantas. (Fuente: Elaboración Propia) .....	60
Tabla 7- Producción Neta Fachada Oeste (Fuente: Elaboración Propia).....	63
Tabla 8- Producción Neta Cubierta (Fuente: Elaboración Propia).....	64
Tabla 9- Cálculo Secciones Cableado Fachada Oeste. (Fuente: elaboración propia) .....	68
Tabla 10- Cálculo Secciones Cableado Cubierta (Fuente: Elaboración Propia)....	69
Tabla 11- Valores de k (Fuente: Pliego condiciones técnicas instalación FV del IDAE) .....	72
Tabla 12- Tabla referencia sombreado (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE).....	74
Tabla 13- Tabla resumen tarifas eléctricas (Fuente: comercializadora).....	81
Tabla 14- Producción por periodos de la Cubierta. (Fuente: Elaboración Propia) 82	
Tabla 15- Producción Neta según periodo de la Fachada Oeste. (Fuente: Elaboración Propia).....	83



Tabla 16- Flujos de caja Fachada Oeste. Escenario A. (Fuente: Elaboración Propia).....	86
Tabla 17-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia).....	86
Tabla 18- Flujos de Caja Cubierta .Escenario A (Fuente: Elaboración Propia) ...	87
Tabla 19- Tabla Resumen Indicadores Económicos. (Fuente: Elaboración Propia) .....	88
Tabla 20-Flujos de caja Inversión Total. Escenario A (Fuente: Elaboración propia) .....	89
Tabla 21- Tabla Resumen Indicadores Económicos. (Fuente: Elaboración Propia) .....	90
Tabla 22- Coste medio generación y eléctrico anual Fachada Oeste. Escenario A .....	92
Tabla 23-Gasto anual con sistema y distribuidora. Fachada Oeste. Escenario A .	93
Tabla 24-Coste medio generación y eléctrico anual. Cubierta.. Escenario A .....	95
Tabla 25-Gasto anual con sistema y con distribuidora. Cubierta Escenario A .....	96
Tabla 26-Coste medio generación y eléctrico anual. Inversión total. Escenario A .....	98
Tabla 27-Gasto anual con sistema y con distribuidora. Inversión total. Escenario A .....	99
Tabla 28- Peajes de respaldo .....	100
Tabla 29-Flujos de caja. Fachada Oeste. Escenario B. (Fuente: Elaboración Propia).....	101
Tabla 30-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia).....	102
Tabla 31-Flujos de caja. Fachada Oeste. Escenario B. (Fuente: Elaboración Propia).....	103
Tabla 32-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia).....	104
Tabla 33-Flujos de caja. Cubierta. Escenario B. (Fuente: Elaboración Propia)..	105
Tabla 34-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia).....	106





Tabla 35- Coste medio generación y eléctrico anual Fachada Oeste. Escenario B .....	107
Tabla 36-Gasto anual con sistema y distribuidora. Fachada Oeste. Escenario B	109
Tabla 37- Coste medio generación y eléctrico anual Fachada Oeste. Escenario B .....	110
Tabla 38-Gasto anual con sistema y distribuidora. Cubierta. Escenario B .....	112
Tabla 39- Coste medio generación y eléctrico anual Inversión Total Escenario B .....	114
Tabla 40-Gasto anual con sistema y distribuidora. Inversión Total. Escenario B .....	115
Tabla 41- Tabla resumen resultados obtenidos. (Fuente: Elaboración Propia)...	117
Tabla 42- Pérdidas de rentabilidad con los peajes de respaldo. ....	118



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

DOCUMENTO I MEMORIA

---



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

Memoria descriptiva

---

# ***DOCUMENTO I***

## ***MEMORIA***



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

Memoria descriptiva

---



# Capítulo 1 MEMORIA DESCRIPTIVA

## *SUBCAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN*

En este capítulo se hace una introducción donde se explica los antecedentes, motivación, objetivos y metodología que se han seguido en la elaboración de este proyecto.

### *1.1 ANTECEDENTES*

La energía eléctrica desempeña un papel fundamental, especialmente en el ámbito industrial. Prueba de esta importancia es el hecho de que en España más de la mitad del consumo de electricidad de los grandes consumidores proviene del sector industrial como se observa en el siguiente gráfico facilitado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el año 2010.

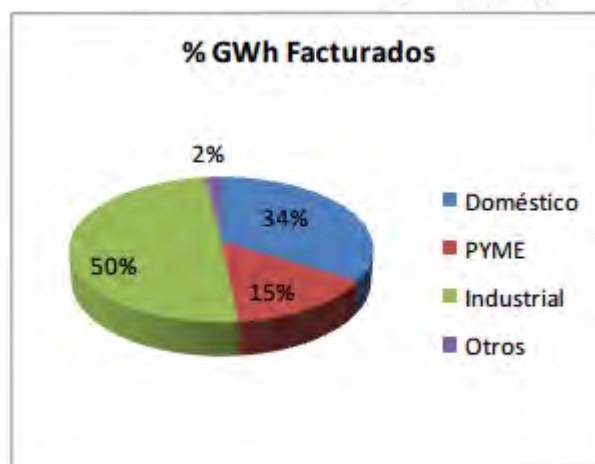


Figura 1- Distribución de la demanda peninsular por grupos de consumidores en 2010.

(Fuente: CNE)



Su generación ha provenido principalmente de fuentes fósiles como el carbón que han generado en su proceso de conversión, efectos nocivos a la atmósfera. El efecto invernadero, la lluvia ácida y la formación de smog entre otros se han incrementado más de un 18% desde 1990. De acuerdo con el Informe de Gases de Efecto Invernadero de 1990-2012 publicado por El Fondo Mundial de la Naturaleza (WWF) en el año 2012, en España, *“hubo un incremento de ocho millones de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas en el proceso de generación de electricidad a partir del carbón respecto al año anterior”*.

Según esta misma fuente, *“El incremento de generación de electricidad en España a partir de fuentes fósiles fue de más de un 35% en 2012, esperando que esta cifra se incremente en los próximos años hasta llegar a un 60%”*. José SantaMarta, consultor experto en emisiones y ex asesor del Ministerio de Medio Ambiente, declaró en El País el pasado 18 de Junio de 2013 que las causas de este incremento son claras: *“el decreto que promueve el consumo de carbón y, por otro, los bajos precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>”*.

En 2004, en la conferencia europea de Berlín, todos los estados miembros definieron una serie de metas para asegurar una producción de electricidad futura segura y sostenible. Problemas en torno a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> ó del posible agotamiento de algunos de los recursos utilizados hasta ahora, fueron solventados de acuerdo con lo que se llamó Horizonte 2020. Según este acuerdo y como se recoge en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible *“En 2020 el 20% del consumo total de energía consumida debería provenir de fuentes renovables y establecer una reducción del 20% de las emisiones de dióxido de carbono en 2020”*.

Actualmente, en España, según la fuente del Informe Anual del Sistema Eléctrico del 2012 de REE (Red Eléctrica de España): *“La generación a partir de energías renovables es de un 13,8%”* y debido al nuevo rumbo que ha tomado la



política española y la situación actual del mercado, la Unión Europea ha estimado que en 2020 sólo se alcanzaría un porcentaje de entre 12,6 y 17,1%. Desde 2007 hasta la actualidad, las emisiones de CO<sub>2</sub> en España sólo han conseguido disminuirse en un 5,9%.

España, siendo uno de los países de la Unión Europea con más horas de sol y siendo el cuarto país del mundo en tecnología solar, debe centrarse en encontrar esta solución en torno a la energía solar. No sólo conseguiría, sus objetivos sino que lograría además una dependencia energética necesaria. Debido a, que aunque España posea una capacidad en exceso para la producción de energía, sigue necesitando de materias primas del exterior, (gas, petróleo...). Según el Informe de Eurostat del 2011 *“España es una de las naciones de Europa que más importa (un 78,1% del total) y estima que el porcentaje apenas se reducirá al 74% en 2030.”*

Dentro de la energía solar, la más viable para el sector industrial sería la fotovoltaica ya que la electricidad es la necesidad primaria por excelencia y junto con la eólica, es la única fuente que permite poseer una instalación a nivel residencial o industrial en la que se produce electricidad para el propio consumo. *“El autoconsumo, que permite producir, gestionar y consumir la energía generada mediante energía fotovoltaica permite diseñar sistemas que pueden o no acumular la energía producida”*, Lluís Jutglar, Generación de Energía Solar fotovoltaica.

Como norma general, en los sistemas de autoconsumo instantáneo, la energía generada se inyecta en la red interior de la instalación eléctrica. Sin embargo, los equipos consumidores solo pueden utilizar directamente para su suministro una parte de esa energía dependiendo del alcance del autoconsumo instantáneo. El alcance de la instalación de autoconsumo viene determinado por las dimensiones de la instalación fotovoltaica y del perfil de carga característico, es decir, del momento y de la cantidad de energía que consume el hogar o

industria. En figura 2 se explica el perfil diario de una instalación fotovoltaica, de su consumo y del autoconsumo instantáneo.

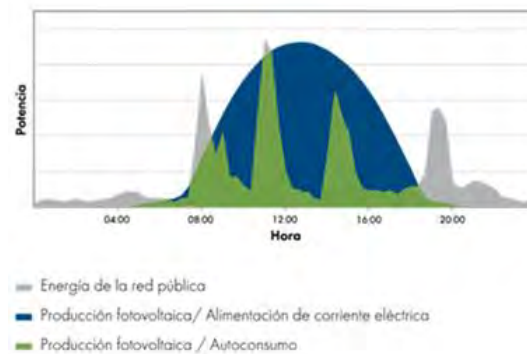


Figura 2- Perfil diario de una instalación fotovoltaica, de su consumo y del autoconsumo instantáneo. (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica)

El autoconsumo con acumulación consiste en el almacenamiento total o parcial de la energía fotovoltaica (mediante baterías). Esta energía almacenada permitiría ser aprovechada en momentos donde no haya producción solar evitando así consumir esta energía de la red. En la figura 3 se observa el perfil de carga de una instalación fotovoltaica con acumulación.

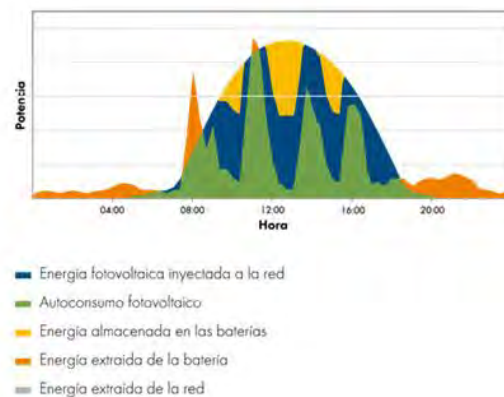


Figura 3- Perfil de carga de una instalación fotovoltaica con acumulación. (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica)

El RD 1699/2011, vigente actualmente en España, regula las condiciones de las instalaciones fotovoltaicas instantáneas y en determinados casos las de autoconsumo con acumulación pero no regula el balance neto, como en otros



países como Alemania y EEUU. En la figura 4, se encuentra el consumo eléctrico y la generación fotovoltaica a lo largo de un día.

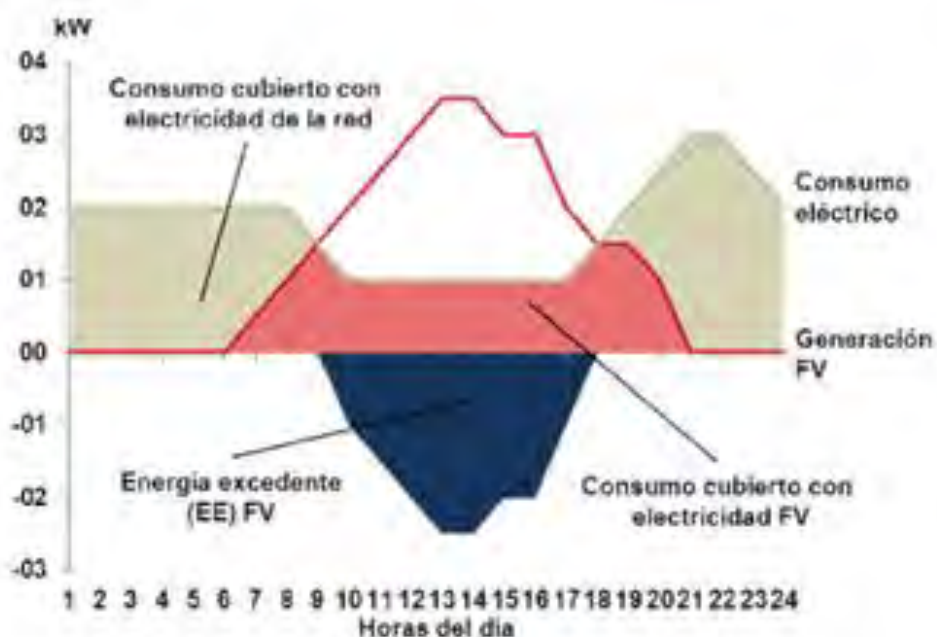


Figura 4-Consumo eléctrico y generación fotovoltaica diaria... (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica)

El balance neto es un sistema de medición de la electricidad que se basa en una compensación de los saldos de energía (consumida de la red y vertida a la red) de una manera instantánea, diferida, parcial o total. De esta manera, el ahorro para el consumidor es máximo ya que permite compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda. En la figura 5, se muestra la comparación entre un sistema de autoconsumo y uno con balance neto.

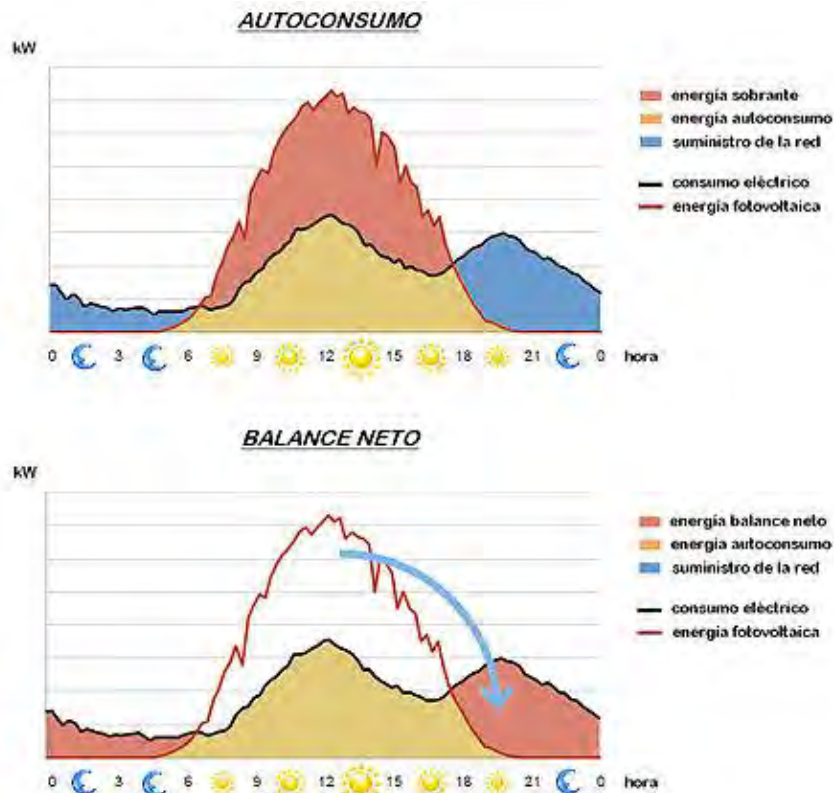
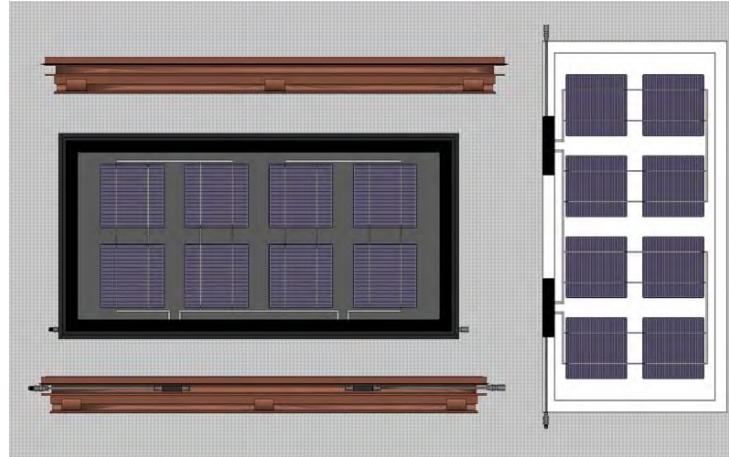


Figura 5-Comparación entre un sistema de autoconsumo y uno con balance neto. . (Fuente: Generación de Energía Solar Fotovoltaica)

En cuanto al diseño del sistema fotovoltaico nos encontramos con que los sistemas fotovoltaicos integrados en las construcciones, como pueden ser pérgolas, marquesinas, voladizos, etc., tienen el potencial de ser atractivos arquitectónicamente, sustituyendo los materiales fotovoltaicos a otros materiales de construcción convencionales. La tecnología fotovoltaica ha hecho grandes avances, fabricándose módulos BIPV (Building Integrated Photovoltaics), generalmente personalizados, que tienen gran cantidad de aplicaciones como tragaluces, tejados, paredes y ventanas. Su tecnología que incluye un método nuevo de encapsulación de los paneles (BPV) permite que tengan una gran resistencia mecánica. Su cristal templado extra-grueso, aporta una gran resistividad a las variaciones climáticas y un bajo índice de transmitancia térmica aquellos dotados con cámara de aire.



*Ilustración 1- Esquema módulo BIPV. (Fuente: Yingli Solar)*

## **1.2 MOTIVACIÓN**

Es un hecho que se necesita la implantación de nuevas construcciones que sean sostenibles y limpias con el medio ambiente, eficientes y estéticas, a la vez que sean económica y técnicamente viables.

La energía fotovoltaica no sólo cumple con las características anteriores, sino que además proviene de una fuente inagotable: el Sol, lo que hace que sea totalmente independiente energéticamente de un suministro exterior, de un combustible ó de la presencia de otros recursos como el agua o el viento. La irradiación en España anual se sitúa en torno a los  $4600 \text{ W/m}^2$  (Fuente: SAF de Clima de EUMETSAT) y las condiciones meteorológicas son muy favorables en todo el país para la generación solar. Además, España se sitúa como cuarto país en tecnología solar contando con asociaciones dedicadas al desarrollo e investigación de la tecnología solar como la ASP (Plataforma Solar de Almería) ó ISFOC (Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración) entre otros.

A diferencia de otras fuentes de energía inagotable, la energía fotovoltaica no genera ruidos y gracias a los grandes avances realizados los sistemas están diseñados a resistir condiciones climáticas extremas como el viento, el frío, el granizo, la nieve, la lluvia...etc. Estéticamente, reducen el impacto visual,



existiendo módulos integrables en la construcción que proporcionan una imagen vanguardista y de modernidad.

Su gran facilidad de modulación permite la ampliación o reducción de la planta y la posibilidad de instalación en casi cualquier lugar y cualquier tamaño, lo que hace que sea idóneo para zonas donde el tendido eléctrico no llega o es dificultoso y costoso su traslado. Así, las poblaciones aisladas tendrán un seguro de abastecimiento gracias a la autogeneración.

Los sistemas son sencillos y fáciles de instalar, las plantas apenas requieren mantenimiento y tienen un riesgo de avería muy bajo. Económicamente, se produce grandes ahorros ya que la mayor producción coincide con las horas de mayor consumo y el coste de los componentes disminuye a medida que avanza la tecnología alargándose la vida útil de los módulos

Si además hablamos de autoconsumo, este ahorro es mucho mayor, ya que al producir parte de la energía consumida, la factura eléctrica del consumidor se puede reducir un 60-80%, según calcula el Instituto para el Ahorro y la Diversificación de la Energía: *“Si además se tiene en cuenta la subida continuada de los precios de la electricidad (un 40% desde 2005), producir energía resultará más rentable que comprarla en una fecha tan próxima como 2015”*.

Una segunda ventaja del autoconsumo es la reducción de las pérdidas de energía en la red, ya que la electricidad no recorre grandes distancias aumentando así la eficiencia energética de la instalación. Actualmente, un 10% de la energía eléctrica se pierde durante el transporte y la distribución, con un coste anual de 2.000 millones de euros.

Habrà una mayor conciencia por parte de los consumidores sobre el coste eléctrico y la necesidad del ahorro energético al ser ellos quienes autoproductan y gestionen su energía.

Por otro lado, se fomentará el empleo y la actividad económica en el sector de las energías renovables. Su implantación aumentará la demanda de paneles



solares y permitirá la creación de empresas locales de servicios energéticos para instalar y mantener las centrales domésticas.

Las ventajas de la utilización de módulos BIVP no son sólo estéticas, aparte de que son idóneas para ser integradas arquitectónicamente, su tecnología hace que deje pasar la luz en la medida en que el proyecto arquitectónico lo requiera, ya que el diseño de las características eléctricas del módulo y su índice de transparencia (separación entre células) se realiza según especificaciones del cliente. Los posibles acabados del módulo son por tanto innumerables.

Las conexiones eléctricas del módulo pueden ser mediante cajas de conexión trasera o con terminales laterales. En todos los casos se incorpora los diodos de paso necesarios para proteger las células de sobrecalentamientos. Estos diodos, van colocados generalmente dentro del laminado para así ganar flexibilidad en la ubicación de los terminales laterales diseñados para que vayan colocados dentro de cualquier perfil de sistemas estructurales convencionales.

### ***1.3 OBJETIVOS***

---

Se establecen los siguientes objetivos:

a) *Proponer un modelo de instalación fotovoltaica a la vanguardia.*

Se pretende definir un modelo de planta generadora que sea eficaz, responsable con el medio ambiente, símbolo de vanguardia y modernidad a la vez que viable económicamente.

Aspira a ser el ejemplo de alta tecnología integrada en edificios industriales de España. Cuenta con una planta generadora a partir de placas solares dividida en dos partes: la Cubierta, y la fachada Oeste donde se encuentra el muro cortina integrado en el edificio.

Su producción de electricidad es inyectada directamente a la red interior doméstica para autoconsumo mientras que el excedente, en su caso, se vierte a la red eléctrica para así producir el máximo ahorro



económico y energético contribuyendo además a la generación distribuida..

b) Defender su viabilidad técnica.

Se realiza en las próximas páginas del proyecto, un estudio técnico detallado de la instalación fotovoltaica de un edificio industrial situado en el polígono de San Agustín de Guadalix, en Madrid.

La planta solar fotovoltaica consta de una potencia de 104,88 kWp (menor que los 100 kWn permitidos para autoconsumo en España según la normativa vigente) realizada con estructuras fijas colocadas sobre la cubierta de una nave industrial cuya fachada Oeste es integrada en el edificio mediante los módulos BIVP.

Una vez que la electricidad es generada por medio de las placas solares, se usa para los propios consumos del edificio produciéndose un destacado ahorro en la factura de la luz.

Se incluye en la memoria del proyecto toda la instalación eléctrica con sus respectivas configuraciones y conexiones así como las protecciones necesarias argumentadas mediante cálculos solares, mecánicos y eléctricos. Todos estos cálculos, esquemas eléctricos y tablas se encuentran especificados según la normativa aplicable vigente, a la que se hace referencia cada vez que es necesario.

En los anexos se adjuntan todas las fichas técnicas, características del material utilizado y planos con las especificaciones necesarias para la instalación.

Se acompaña además del respectivo estudio de seguridad y salud donde se especifican las prescripciones necesarias que se deben de dar para garantizar la seguridad a los usuarios.

Por tanto, se justifica a partir de datos empíricos y cálculos regulados bajo la normativa actual que el sistema es viable técnicamente.



c) Defender su viabilidad económica.

En el capítulo 5, se incluye un estudio económico de toda la instalación que incluye costes directos del material, mano de obra, gestión y costes indirectos derivados en los que se incluirá el transporte, mantenimiento, gastos de logística...etc

Se realiza un estudio del período de amortización de la instalación y del ahorro generado en un determinado periodo según lo establecido en la Ley Vigente y según el nuevo anteproyecto de Ley que entrará en vigor. Comprende un estudio sobre la amortización de la inversión inicial necesaria y una comparación entre la situación vigente y el borrador del Real Decreto que entre otros atañe al de autoconsumo (RDL 9/2013).

Todos los precios utilizados se encuentran regulados bajo la Normativa Española y se sitúan dentro del mercado actual.

Por tanto, se argumenta la viabilidad económica del proyecto basándose en las regulaciones vigentes del mercado español.

d) Defender el uso de la energía fotovoltaica.

La energía fotovoltaica en nuestro país representa el 4% de la demanda de energía. Se trata de una energía inagotable y renovable.

Uno de sus principales beneficios es el respeto con el medio ambiente puesto que cada 20 kW generados, se evita la emisión de 10kg de CO<sub>2</sub> al año.

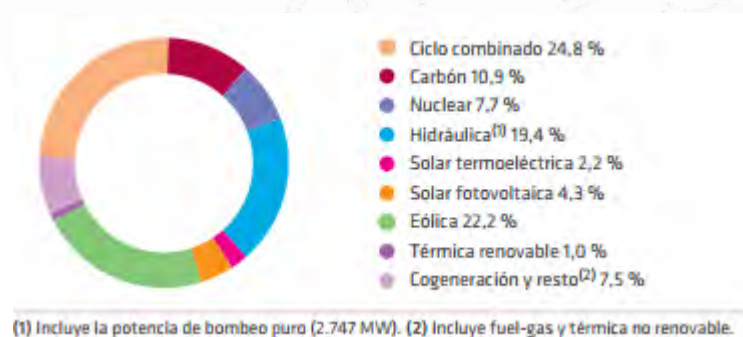


Figura 6-Potencia instalada en España Peninsular a 31 de diciembre de 2013 (Fuente: REE)

La dependencia, la flexibilidad del suministro, la no contaminación acústica y el ahorro en la factura de la luz son ventajas suficientes para contrarrestar la inversión inicial. Además, al tratarse de una planta generadora sin partes móviles, los costes de operación y mantenimiento son reducidos, la tasa de fallos es baja, lo que en conjunto asegura una alta disponibilidad y un mejor retorno de la inversión.

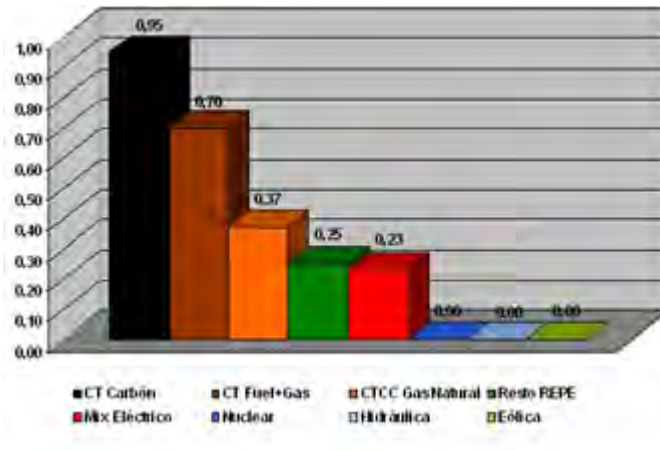


Figura 7-Emisiones de CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>/kWh) por tecnología de generación eléctrica en España  
(Fuente: WWF)

e) Motivar un cambio de la política española actual acerca del autoconsumo.

El nuevo anteproyecto de la Ley del Sector Eléctrico castiga el autoconsumo en España. Introduce un peaje de respaldo que junto con el peaje de acceso a la red, incrementa el coste del kWh generado para el propio auto productor produciéndose un gran incremento en el periodo de amortización y disminuyendo la rentabilidad de la planta.

A partir del estudio realizado sobre la nueva propuesta de Ley y la vigente, se sacan conclusiones muy interesantes acerca del periodo de amortización, coste, desventajas...etc que intentan concienciar a la sociedad española y al ámbito político de la dificultad de impulsar el autoconsumo con la nueva normativa que entrará en vigor.





Se intenta incentivar al Gobierno Español de motivar un cambio de política en el que tenga lugar la aprobación del balance neto ya existente en países como Estados Unidos, Alemania, Japón, Australia, Canadá...

## ***1.4 METODOLOGÍA***

---

Los procedimientos que se han seguido para cumplir los objetivos han sido:

- a) Definición del problema y objetivos
- b) Planificar la organización del trabajo
- c) Búsqueda de información:
  - Consumo y demanda de electricidad
  - Capacidad productiva
  - Origen de la producción de energía
  - Emisión de gases contaminantes
  - Horizonte 2020- datos a fecha de hoy
  - Situación del mercado actual
  - Normativa legislativa vigente de electricidad
  - Antecedentes similares
  - Energías renovables
  - Componentes a utilizar
  - Normativas técnicas de diseño y protecciones
  - Normativas técnicas de instalación
  - Normativas técnicas de seguridad
  - Fichas técnicas de todos los componentes
  - Irradiación y condiciones meteorológicas en la localidad especificada



- Precios unitarios Eur/Wp de los módulos
- Precios unitarios del resto de componentes
- Precios de puesta a obra: logística, instalación...
- Precio en Eur/Wp de la electricidad vertida a la red y la consumida
- Datos de consumo promedio de un edificio industrial
- Procedimientos burocráticos y trámites administrativos

d) Lecturas de interés:

- Informe del sistema eléctrico español en 2012 publicado por red eléctrica española (REE)
- Informe de gases de efecto invernadero de 2013 emitido por WWF
- Photovoltaic energy barometer 2009 euroobserver
- Lecturas recomendadas de : “Solar photovoltaics: fundamentals technologies and applications solanki, c. s. (2009)”, “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, ciemat”, “Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers”,
- Reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación e instrucciones técnicas complementarias
- Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones técnicas complementarias
- Reglamento de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Prevención de riesgos laborales
- Código técnico de edificación

e) Análisis de la información obtenida



- f) Descripción de las especificaciones y requerimientos a conseguir
- g) Descripción y especificaciones del edificio industrial
- h) Definición de la localización del edificio industrial
- i) Realización de los cálculos y dimensionamiento
  - Cálculo solar: orientación e inclinación de los módulos , capacidad productiva y pérdidas por sombra
  - Cálculo de la demanda energética de la instalación, consumo diario mensual y anual y demanda de máxima de potencia
  - Cálculo de la elección de los componentes que configuran el sistema
  - Cálculo de la elección de la tensión de funcionamiento
  - Cálculo productivo de cada fachada
  - Conexión de módulos
  - Estructura
  - Cableado
  - Puesta a tierra
  - Protecciones y cuadro eléctrico
  - Estudio de sombras
- j) Diseño
  - Planos situación y emplazamiento
  - Planos edificio industrial
  - Planos red de transformación mt
  - Plano red de tierras
  - Esquemas eléctricos
- k) Presupuesto
  - Coste material
  - Coste transporte



- Coste instalación
  - Coste gestión
- l) Estudiar la amortización de la instalación según normativas
  - m) Estudio comparativo de las normativas
  - n) Realizar un plan de seguridad y salud
  - o) Redactar los procedimientos administrativos
  - p) Conclusiones

En la siguiente página, se muestra el cronograma de trabajo establecido en el que se observa la distribución en el tiempo de cada una de las actividades que se han desarrollado en este trabajo.





## ***1.5 RECURSOS / HERRAMIENTAS EMPLEADAS***

---

---

Cabe destacar la utilización de herramientas informáticas, especialmente el software PvSyst, donde se han comprobado todas las configuraciones y conexiones y donde se han obtenido las simulaciones adjuntas en anejos.

La realización de planos se ha realizado en Autocad2006 y las gráficas y tablas en SPSS, Matlab y Microsoft Excel.

Como base de datos se ha usado la base meteorológica Meteonorm v7.



---

## ***SUBCAPÍTULO 2: PROYECTO FOTOVOLTAICO***

### ***2.1 EMPLAZAMIENTO***

---

El edificio industrial donde se realiza el proyecto fotovoltaico se sitúa en el término municipal de San Agustín de Guadalix (Madrid)

Provincia:	Madrid
Municipio:	San Agustín de Guadalix
Polígono:	Sector 3
Parcela:	101
Nave:	05



*Ilustración 2- Vista Mapa Satélite Emplazamiento. (Fuente: Google Maps)*

Latitud: +40° 39' 20.51", Longitud: -3° 35' 58.06"



---

Se procede a realizar la instalación fotovoltaica en el edificio ya que se trata de un edificio construido del que se procede a hacer la rehabilitación de una de las fachadas en las que se integra arquitectónicamente parte del generador fotovoltaico.

## ***2.2 NORMATIVA APLICADA***

---

El proyecto se ha elaborado de acuerdo a los reglamentos y normas vigentes, siendo las siguientes de aplicación:

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre sobre Prevención de Riesgos Laborales
- Reglamento de Seguridad e Higiene en Centros de Trabajo.
- Recomendaciones técnicas del Instituto Eduardo Torroja para instalaciones eléctricas de edificios.
- Normas C.T.N.E: aplicables a esta instalación.
- Normas Autonómicas y Provinciales para este tipo de instalaciones.
- Normas Municipales para este tipo de instalaciones.
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA que sean de aplicación.
- Normas particulares de IBERDROLA sobre la construcción montaje y características de materiales de líneas subterráneas y aéreas de media tensión, Centros de Transformación y redes subterráneas de distribución en baja y media tensión.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e





---

Instrucciones Técnicas Complementarias (RD 3275/1982, de 12 de Noviembre, BOE 1-12-1988, nº288).

- Corrección de errores del Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (BOE 18-1-1983)
- Orden de 6 de julio de 1984 por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas, Orden de 18 de octubre de 1984 complementaria de la de 6 de julio que aprueba las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 25-10-1984)
- Orden de 18 de octubre de 1984 complementaria de la de 6 de julio que aprueba las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 25-10-1984)
- Orden de 27 de noviembre de 1987 por la que se actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT 13 y MIE RAT 14 del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 5-12-1987)
- Corrección de errores de la Orden de 27 de noviembre de 1987 por la que se actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT 13 y MIE RAT 14 del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 3-3-1988)
- Orden de 16 de abril de 1991 por la que se modifica el punto 3.6. de la Instrucción Técnica Complementaria MIE RAT 06 del Reglamento



---

sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 24-4-1991)

- Orden de 15 de diciembre de 1995 por la que se adapta al progreso técnico la Instrucción Técnica Complementaria MIE RAT 02 del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 5-1-1996)
- Corrección de errores de la Orden de 15 de diciembre de 1995 por la que se adapta al progreso técnico la Instrucción Técnica Complementaria MIE RAT 02 del Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (BOE 23-2-1996)
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, BOE 18-09-2002, nº224) y sus Instrucciones Complementarias ITC-BT, incluidas las hojas de interpretación.
- Condiciones impuestas por las entidades públicas afectadas
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Reglamento de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de energía eléctrica (RCL 1998/3048RD 889/2006).

### ***2.3 RECURSO PRIMARIO***

---

La energía solar es un recurso primario ya que se encuentra en la naturaleza antes de ser transformada. Resulta del proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol. Esta energía es el motor que mueve nuestro medio ambiente,



siendo la energía solar que llega a la superficie terrestre 10.000 veces mayor que la energía consumida actualmente por toda la humanidad.

La radiación es transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra desde el Sol.

La longitud de onda y la frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para determinar su energía, su visibilidad y su poder de penetración. Todas las ondas electromagnéticas se desplazan en el vacío a una velocidad de 299.792 Km/s

Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. El conjunto de todas las longitudes de onda se denomina espectro electromagnético. El conjunto de las longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar.

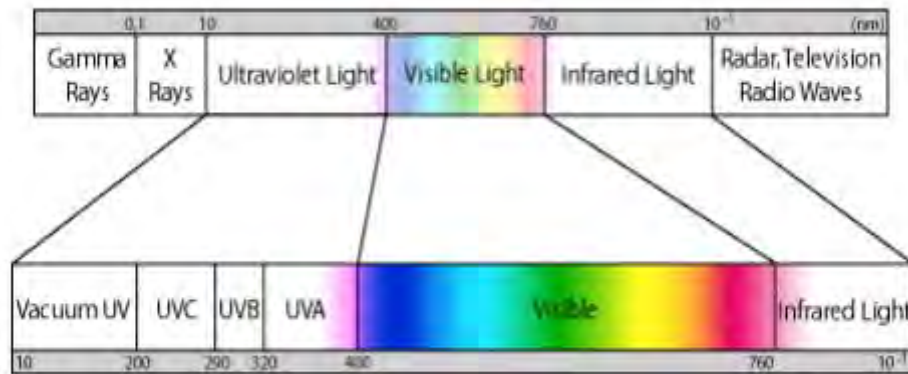


Ilustración 3- Ondas Espectrales luz solar. (Fuente: AEMET)



## ***2.4 PERFIL DE CARGA***

---

Una vez conocido el emplazamiento y el edificio industrial donde se realizará la instalación, es necesario conocer su demanda de energía. Para ello, se instaló un analizador de redes que tomó durante un año y cada quince minutos datos reales en los que se encontraba la potencia demandada.

Para simplificar la enorme cantidad de datos almacenados y poder realizar las curvas mensuales de consumo, se realiza una estimación que se basa en tomar la segunda semana de cada mes.

A continuación se muestran las curvas de consumo por meses donde se puede observar la potencia demandada a lo largo de un día tipo mensual y el perfil de carga medio anual..

Cabe destacar como el consumo en meses como Diciembre o Agosto, es mucho superior a los consumos que se producen en el mes de Septiembre. La principal razón de este hecho es por las bombas de calor utilizadas, ya que se trata de una zona en la que hace especial frío en invierno. En el caso de Diciembre la causa es por la utilización de aire caliente mientras que en verano es por la utilización de aire frío.

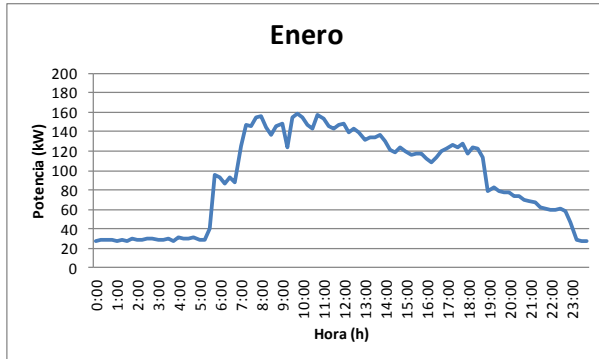


Figura 88- Potencia consumida Enero

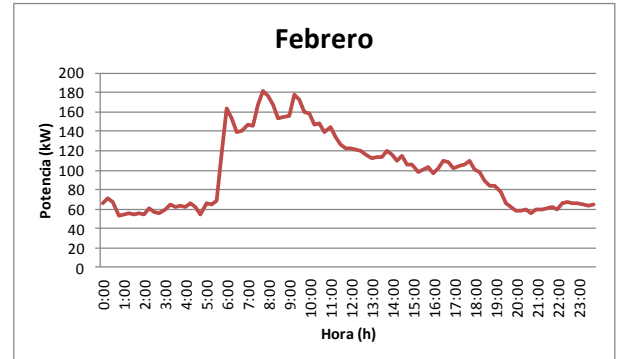


Figura 9- Potencia consumida Febrero

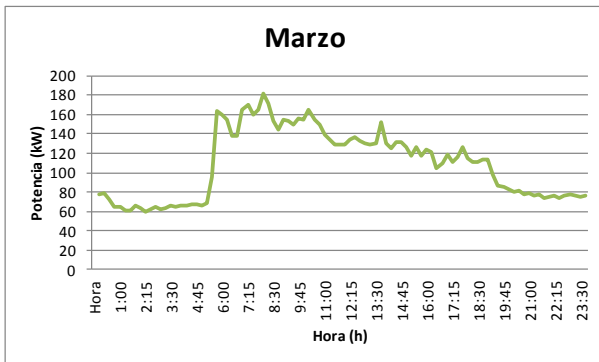


Figura 10- Potencia consumida Marzo

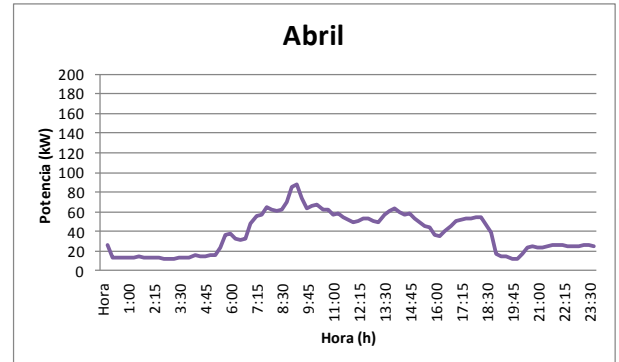


Figura 11- Potencia consumida Abril

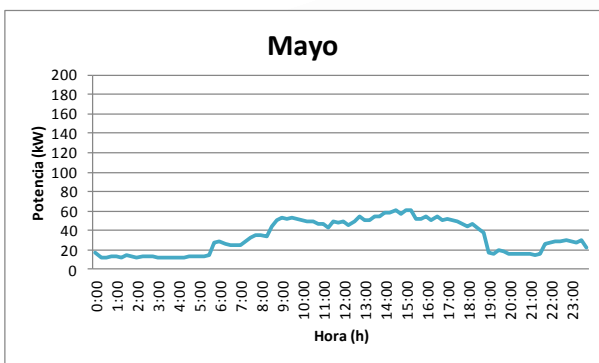


Figura 10- Potencia consumida Mayo

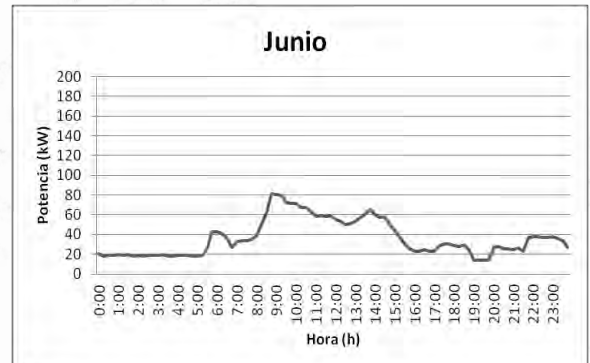


Figura 9- Potencia consumida Junio



Memoria descriptiva

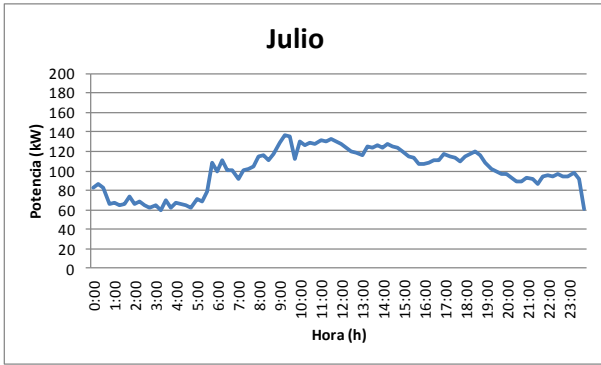


Figura 17-Potencia consumida Julio

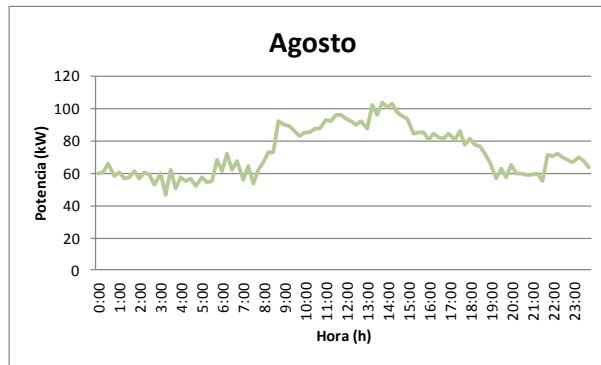


Figura 16- Potencia consumida Agosto

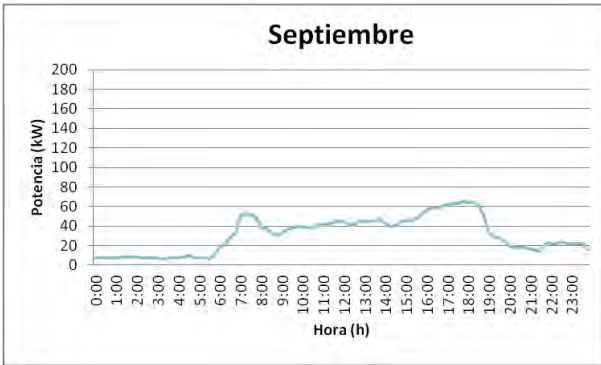


Figura 15-Potencia consumida Septiembre



Figura 14-Potencia consumida Octubre

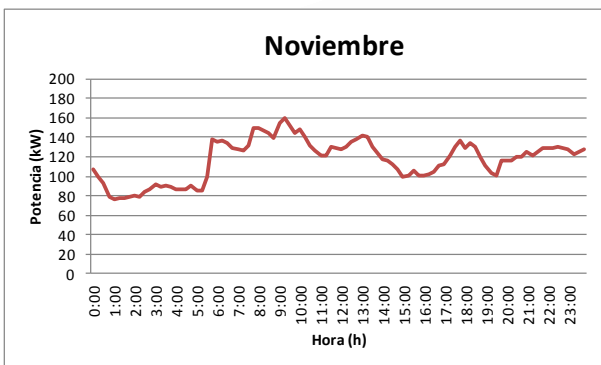


Figura 13-Potencia consumida Noviembre

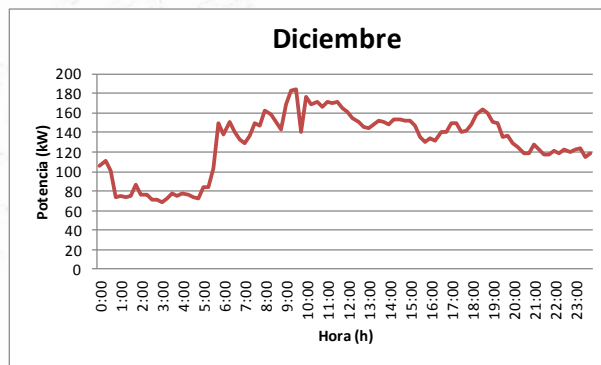


Figura 12-Potencia consumida Diciembre

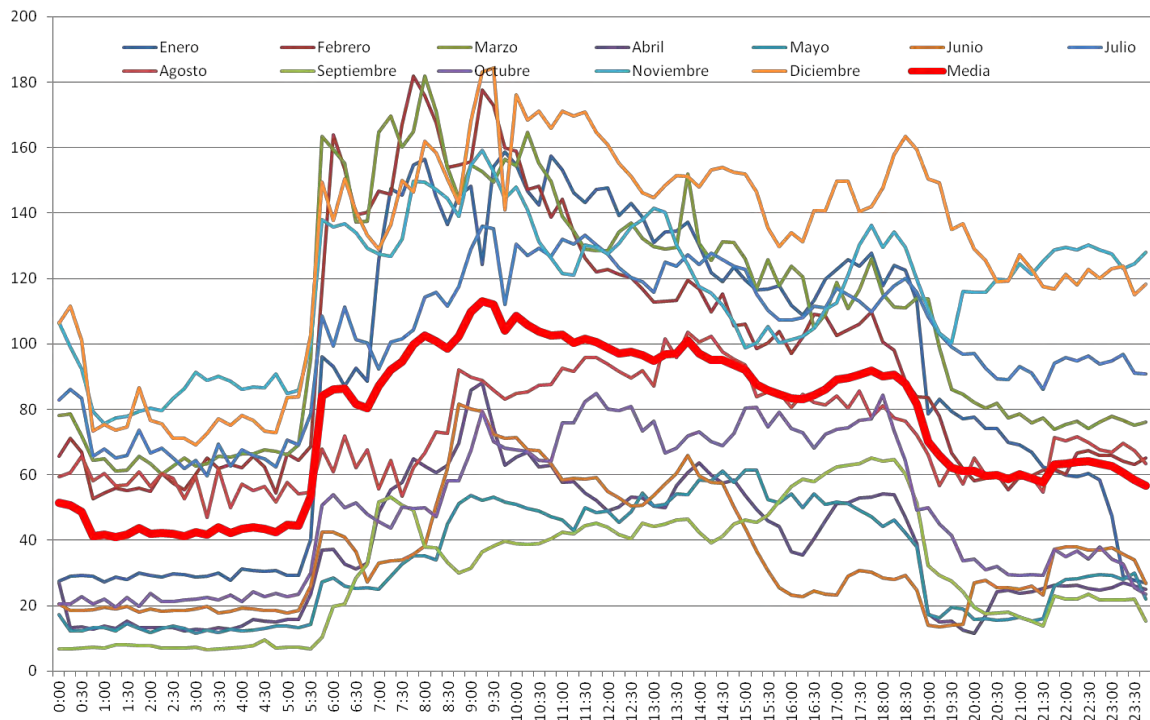


Figura 18-Potencia consumida por meses y media mensual (Fuente: Elaboración Propia)

Se debe señalar que el edificio cuenta como consumos principales: con aparatos de bomba de calor/frío, alumbrados y consumos de aparatos electrónicos.

Al tratarse de un edificio industrial de unos 50 empleados y 1.000 m<sup>2</sup> de superficie, la potencia demanda que se muestra en las gráficas es la esperada. Según el REBT, para estas características, se podría prever según ITC-BT-10 una potencia de 100 kWp.

Se debe de analizar las causas de las diferencias que nos encontramos según el mes en el que nos encontremos. El mes de Diciembre es en el que se genera una mayor demanda, llegándose a consumir los 180 kWp mientras que el mes de Septiembre la demanda no alcanza los 70 kWp. Esta diferencia se debe principalmente a la utilización del aparato de bomba de calor.



Respecto a las generalidades que nos encontramos en todas las gráficas, cabe destacar el pico de demanda que se produce sobre las 5:00 de la mañana, debido a que a esa hora se encuentra automatizado el inicio de los aparatos de aire acondicionado con bomba de calor. Sobre las 9:00 se produce el segundo pico de consumo al entrar los trabajadores a la oficina, lo que supone el inicio del alumbrado interior e inicio de ordenadores. A las 14:00 se produce un pequeño descenso puesto que es la hora de comer de los trabajadores y finalmente, sobre las 19:00 se produce el último descenso que significa el fin de la jornada laboral.

A partir de esta gráfica, se observa como la potencia media demandada se sitúa cerca de los 110 kWn, que sería la potencia ideal a instalar en el edificio industrial. Sin embargo, debido a la regulación vigente, la potencia máxima instalada permitida en edificios industriales en España es de 100 kWn, por lo que nuestra instalación contará con esta potencia.

## ***2.5 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA***

---

---

Según las dimensiones y el perfil de carga del edificio, la planta generadora constará de dos partes totalmente distinguibles: la planta de la Cubierta diseñada para la producción de 89,7 kWp y la fachada Oeste integrada por un muro cortina que originará 15,18 kWp, estando ambas conectadas a la red interior doméstica del edificio a la vez que a la red eléctrica de distribución donde inyectará el excedente de la producción para buscar el máximo ahorro.

### ***2.5.1 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO***

---

En un primer paso, se convierte la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica a través de una serie de módulos solares instalados sobre estructuras fijas que hacen de soporte y sobre los módulos de BIPV que se





integran en el edificio. A este conjunto de módulos solares se le denomina generador fotovoltaico.

Posteriormente la corriente continua producida en el generador fotovoltaico se convierte en corriente alterna mediante inversores, para posteriormente inyectarla directamente en la red interior para autoconsumo ó a la red de distribución de baja tensión.

La instalación posee elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión ó interruptor general que nos permita separar la instalación fotovoltaica de la red interior del usuario. Aun así, los equipos, cableado y protecciones, se especificarán a posteriori.

Tendremos que asegurar un grado de aislamiento eléctrico mínimo de tipo básico clase I en lo que afecta a equipos (módulos e inversores) y al resto de materiales (conductores, cuadros, armarios de conexión...). En este apartado exceptuaremos el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de la persona, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

Debido a que la planta se encuentra dimensionada en consonancia al consumo habitual, los 365 días del año, del usuario, siendo el objetivo final de la planta consumir simultáneamente la energía generada, no hará falta la disposición de elementos de medida complementarios a los ya disponibles.

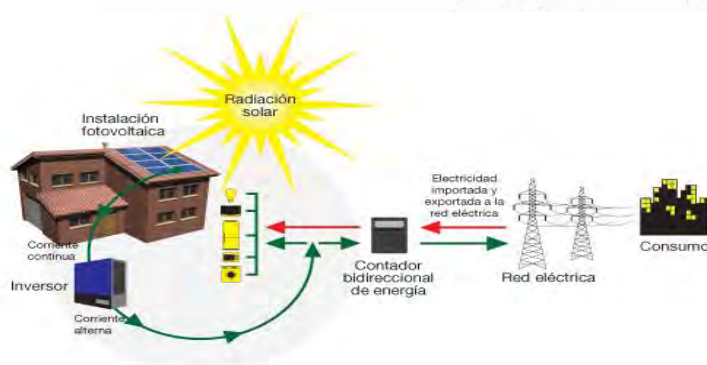


Ilustración 4-Esquema de funcionamiento. (Fuente: Solarweb)



---

## **2.5.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO**

---

La planta se divide en dos zonas:

- Cubierta con 89,7 kWp.
- Fachada Oeste en Muro cortina con 15,18 kWp.

La Cubierta se encuentra orientada al Sur por lo que el ángulo de azimut óptimo es de 0° mientras que la inclinación de los módulos favorable se encuentra entre 30° para instalaciones en invierno y 15° para instalaciones en verano.

La fachada Oeste está diseñada con un ángulo de azimut de -90° y sus módulos al formar parte de su fachada se encuentran verticales a una inclinación de 90°.

Para ambas partes del generador fotovoltaico se ha supuesto un albedo de 0,85 para asegurarnos un cálculo seguro.

### **2.5.2.1 Criterios de selección del generador fotovoltaico**

Para la selección de módulos se han considerado módulos de categoría Premium, valorándose la fiabilidad, garantía de producto, coste y referencias en el sector.

Se ha elegido la marca Yingli Solar por poseer unas buenas referencias en el mercado, una garantía de producto de 10 años, garantía de potencia lineal a 25 años y una amplia experiencia en el sector fotovoltaico. Todo esto combinado a un coste razonable hace que su uso para esta aplicación sea el más indicado.

En la tabla adjunta se indican las características de los paneles usados en la cubierta y la fachada Oeste respectivamente:



<b>Características eléctricas en condiciones estándar de medida (STC)</b>						
Modelo	Número de células	Potencia en prueba +/- 5%	Corriente en punto de máxima potencia	Tensión en punto de máxima potencia	Corriente de cortocircuito	Tensión a circuito abierto
YL 260P-29b	60 en serie	260Wp	8,59 A	30,3 V	9,09 A	37,7V
<b>Características físicas</b>						
Modelo	Largo	Ancho	Fondo	Peso		
YL 260P-29b	1650 mm	990 mm	40 mm	18,5 Kg		

Tabla 1- Características eléctricas en STC del módulo YL260P-29b (Fuente: Yingli)

<b>Características eléctricas en condiciones estándar de medida (STC)</b>						
Modelo	Número de células	Potencia en prueba +/-5%	Corriente en punto de máxima potencia	Tensión en punto de máxima potencia	Corriente de cortocircuito	Tensión a circuito abierto
BIPVYL115 (14)PQR	30 en serie	115Wp	7,77 A	14,9 V	8,33 A	18,9V
<b>Características físicas</b>						
Modelo	Largo	Ancho	Fondo	Peso		
BIPVYL115(14)PQR	1610 mm	1065 mm	6+2+6+12+6 mm	80 Kg		

Tabla 2- Características eléctricas en STC del módulo BIPVYL115(14)PQR (Fuente: Yingli)



---

Estas características son especificaciones en condiciones estándar (según la normativa EN 61215) de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula de 25°C y una masa de aire de 1,5 m/s.

### 2.5.2.2 Conexión de módulos

En este apartado se define el tipo de asociación que se lleva a cabo en la instalación.

- A partir del ángulo de azimut, inclinación, albedo y dimensión de la Cubierta, la configuración óptima es la siguiente:

15 líneas de 23 módulos = 345 módulos

$69 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}$  Yingli Series YL260P-29b

$5 \frac{\text{inversores}}{\text{planta}}$  SMA Tripower 17 kW (3 líneas de 23 paneles serie por inversor)

- A partir del ángulo de azimut, inclinación, albedo y dimensión de la Cubierta, la configuración óptima es la siguiente:

$132 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}$  Yingli BIPVYL115(14)PQR

$1 \frac{\text{inversores}}{\text{planta}}$  SMA Tripower 15 kW (3 líneas de 44 paneles serie por inversor).

### 2.5.3 INVERSOR

---

Los inversores son los encargados de convertir la corriente continua generada en los módulos solares en corriente alterna sincronizada con la de la red.



El funcionamiento de los inversores es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que ésta es suficiente, el aparato comienza a inyectarla a la red.

Los inversores trabajan de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los paneles no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede de los paneles solares, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de distribución de la compañía.

La empresa garantiza la fabricación de los inversores bajo todas las normativas de seguridad aplicables.

El inversor se desconectará cuando se dé:

- *Fallo de red eléctrica*: en caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y por tanto se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- *Tensión fuera de rango*: si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- *Frecuencia fuera de rango*: en el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- *Temperatura elevada*: el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

### 2.5.3.1 Criterios de selección del inversor

Para la elección del inversor se han considerado tanto aspectos técnicos como de otra índole, como pueda ser garantías o servicios ofrecidos por la marca.

Como criterios técnicos se ha elegido SMA por conseguirse una buena configuración tanto para la Cubierta como para la fachada Oeste haciendo que saque un mejor rendimiento de los paneles.

El coste de este inversor comparado con sus competidores es menor, lo que hace que la rentabilidad de la planta aumente. Además se han considerado aspectos que afectan al mantenimiento de la planta, como es la garantía de 10 años que ofrece el fabricante, un servicio de remplazo de equipos en caso de fallo, con un período de remplazo menor a 24 horas desde la detección, y la amplia red de soporte técnico que ofrece la marca en el territorio español.

Puede observarse en la figura a continuación, como según la configuración elegida para la Cubierta el ajuste de los 23 paneles en serie dentro de la ventana de tensión del inversor, es óptima.

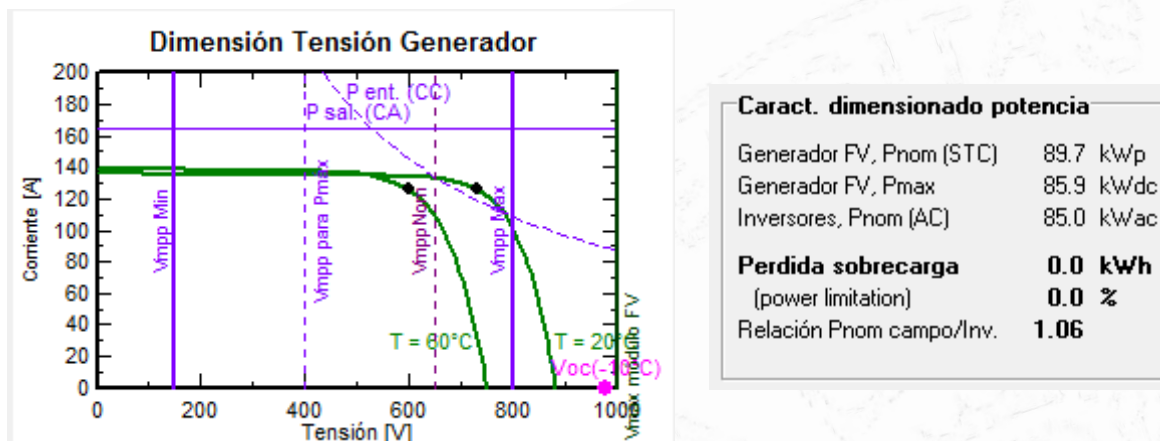


Figura 19- Curva I-V del trabajo del generador de la Cubierta.

(Fuente: PVSyst)

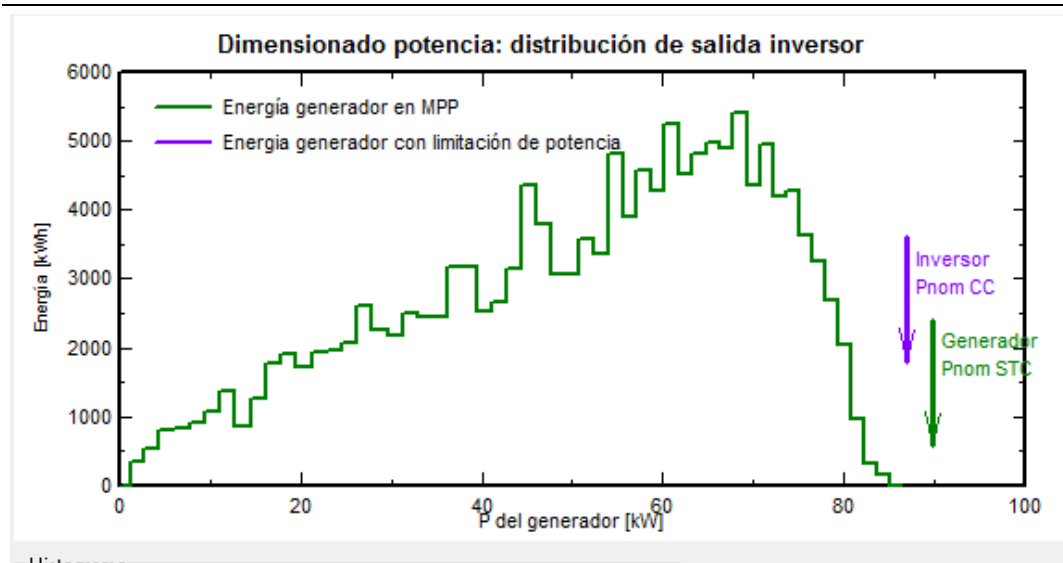


Figura 20- Energía generada según potencia del generador. (Fuente: PVSyst)

Las características técnicas suministradas por los fabricantes del inversor usadas en la Cubierta son las que se muestran en los anexos finales y a continuación:

Características eléctricas	
Modelo	SMA Tripower 17000 TL
Potencia nominal de inversor AC	17.410W
Potencia nominal de paneles DC	17.940W
Rango de tensión MPP	400-800V
Máxima tensión de entrada DC	1000V
Máxima corriente DC	33 A / 11 A
Tensión nominal AC	3x400V



<b>Máxima corriente AC</b>	24.6 A
<b>Factor de potencia</b>	Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado
<b>Rango de temperatura de trabajo</b>	-25°C - 60°C
<b>Frecuencia de trabajo</b>	50/60Hz
<b>Humedad relativa</b>	100%
<b>Rendimiento máximo</b>	98.2 % / 97.8 %
<b>Sonoridad</b>	<51dB
<b>Características físicas</b>	
<b>Dimensiones [mm] (AxAxF)</b>	665 x690 x 265
<b>Grado de protección</b>	IP65
<b>Peso [Kg]</b>	64

*Tabla 3- Características del inversor SMA Tripower 17000TL (Fuente: SMA-Ibérica)*

Asimismo, observamos que para la configuración de la Fachada Oeste, la ventana del inversor se encuentra en estado óptimo.



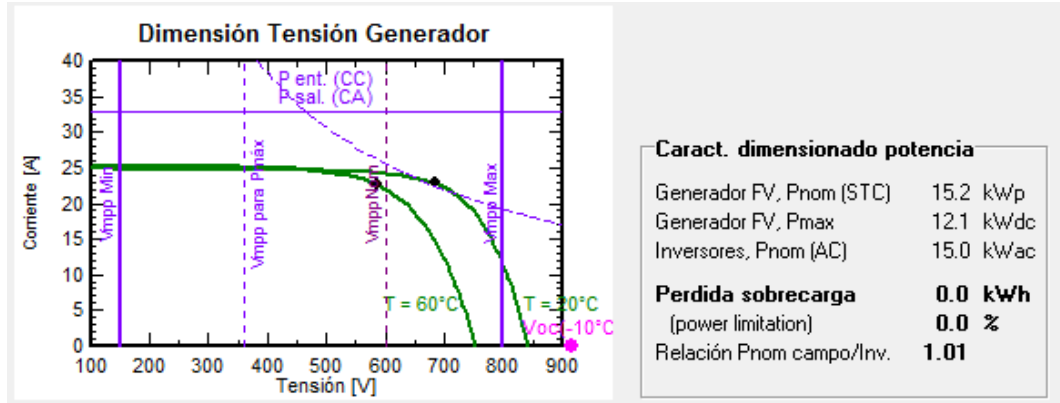


Figura 21- Curva I-V del trabajo del generador de la Cubierta (Fuente: PVSyst)

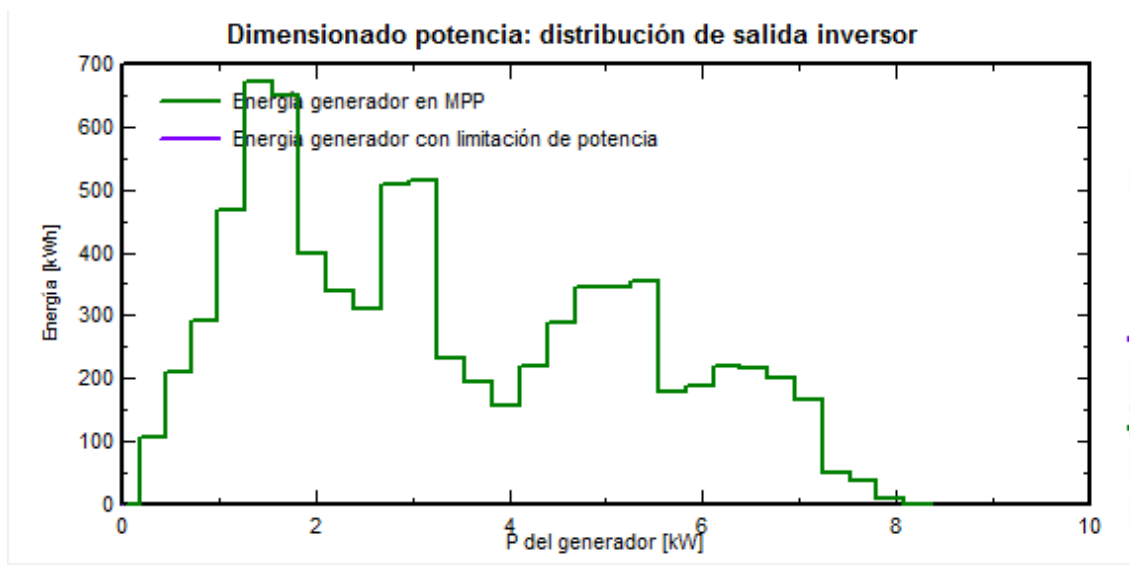


Figura 22- Energía generada según potencia del generador. (Fuente: PVSyst)



Las características técnicas suministradas por los fabricantes del inversor usadas en la fachada Oeste son las que se muestran en los anexos finales y a continuación:

<b>Características eléctricas</b>	
<b>Modelo</b>	SMA Tripower 15000 TL
<b>Potencia nominal de inversor AC</b>	15.340W
<b>Potencia nominal de paneles DC</b>	15.180W
<b>Rango de tensión MPP</b>	360-800V
<b>Máxima tensión de entrada DC</b>	1000V
<b>Máxima corriente DC</b>	33 A / 11 A
<b>Tension nominal AC</b>	3x400V
<b>Máxima corriente AC</b>	24 A
<b>Factor de potencia</b>	Ajustable desde 0.8 sobreexcitado hasta 0.8 subexcitado
<b>Rango de temperatura de trabajo</b>	-25°C - 60°C
<b>Frecuencia de trabajo</b>	50/60Hz
<b>Humedad relativa</b>	100%
<b>Rendimiento máximo</b>	98.2 % / 97.8 %
<b>Sonoridad</b>	<51dB



<b>Características físicas</b>	
<b>Dimensiones [mm] (AxAxF)</b>	665 x690 x 265
<b>Grado de protección</b>	IP65
<b>Peso [Kg]</b>	64

*Tabla 4- Características del inversor SMA Tripower 15000TL (Fuente: SMA-Ibérica)*

#### **2.5.4 ESTRUCTURA SOPORTE**

Se distingue entre la parte de la Cubierta y la Fachada Oeste.

Para la Cubierta, los paneles de la instalación se situarán sobre estructuras metálicas. Dichas estructuras están diseñadas para resistir el peso propio de los módulos, las sobrecargas de viento y de nieve según la norma CTE. El material utilizado para su construcción será de acero galvanizado o aluminio, con lo que las estructuras de soporte estarán protegidas contra la corrosión.

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable. La de fijación de módulos estará sin embargo realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106 sobre “Tornillos ordinarios y calibrados, tuercas y arandelas de acero para estructuras de acero laminado”.

El modelo de fijación garantizará las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

Las estructuras irán sobre la Cubierta de la nave existente donde se cumplirán las hipótesis de carga que existieran en proyecto.

La estructura de soporte se anclará en las correas existentes de las naves siempre que las nuevas solicitaciones no superen la resistencia de la estructura actual.



Para la Fachada Oeste, los paneles de la instalación se situarán sobre estructuras metálicas. Dichas estructuras están diseñadas para resistir el peso propio de los módulos, las sobrecargas de viento y de nieve según la norma CTE. El material utilizado para su construcción será de aluminio, con lo que las estructuras de soporte estarán protegidas contra la corrosión.

La estructura de soporte es el muro cortina ya que los módulos son BIPV. Este proyecto no tiene en su alcance la definición del muro cortina ni su realización y corresponde al proyecto de modificación de la nave la justificación de dicho muro cortina así como la definición de los detalles del mismo.

#### ***2.5.4.1 Consideraciones sobre la estructura actual***

El presente documento no está realizado para validar la estructura existente de la nave al código técnico de la edificación.

Se debe comprobar en obra la validez de las afirmaciones realizadas en el documento de proyecto básico y ejecución de la nave para poder confirmar la validez de dicho proyecto a la hora de tomar decisiones sobre la capacidad portante.

#### ***2.5.5 CABLEADO***

---

Los conductores serán de cobre y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de continua, han de tener la sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1,0%, y los conductores de la parte de alterna, han de tener una sección adecuada para que la caída de tensión sea inferior al 1,0%, teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.



---

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Todo el cableado en continua será adecuado para su uso a la intemperie según la norma UNE 21123.

El cableado se conducirá de forma que tenga el menor impacto visual posible.

El tipo de cable que se empleará en exterior de continua será P-SUN sp 0,6/1kV y en interior de continua y exterior de alterna será RZ1-K 0,6/1kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-EN 50266.1 (IEC-332.1).

Conductor de Cu: clase 5.

Aislamiento: XLPE.

Cubierta: PVC

Temperatura máxima de utilización: 90°C.

Características constructivas: UNE-21123 (P-2)

Los colores de los conductores aislados estarán de acuerdo con la norma UNE 21.089, son los que se muestran a continuación:

Amarillo	Protección
Azul claro	Neutro
Negro	Fase
Marrón	Fase
Gris	Fase
Azul	Negativo
Rojo/marrón	Positivo

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en la instrucciones ITC-BT- 07, ITC-BT-21, ITC-BT-22, ITC-BT-23, ITC-BT-24.

Cada extremo del cable habrá de suministrarse con un medio autorizado de identificación. Este requisito tendrá vigencia especialmente para todos los cables



que terminen en la parte posterior o en la base de un cuadro de mandos, y en cualquier otra circunstancia en que la función del cable no sea evidente de inmediato.

Los medios de identificación serán etiquetas de plástico rotulado, firmemente sujetas al cajetín que precinta el cable o al cable.

Los conductores de todos los cables de control habrán de ir identificados a título individual en todas las terminaciones por medio de células de plástico autorizadas, que lleven rotulados caracteres indelebles, con arreglo a la numeración que figure en los diagramas de cableado pertinentes.

### ***2.5.6 PUESTA A TIERRA***

---

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (art.12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

La red de tierras se hará a través de la red de tierras del edificio que está dotada de conductor de cobre a lo largo de la Cubierta y en las bandejas de cableado hasta puesta a tierra realizada en exterior.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Para la puesta a tierra de la instalación se seguirá lo señalado en la instrucción ITC-BT-20.



---

### **2.5.7 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA**

---

Las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (art.16) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas.

### **2.5.8 PROTECCIONES Y CUADRO ELÉCTRICO**

---

El sistema de protecciones cumplirá las exigencias previstas en la reglamentación vigente. El conjunto de protecciones instaladas serán:

- *Interruptor general manual*: será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*: su fin es el de proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.

Los interruptores diferenciales serán del tipo y denominación que se fijen en el proyecto, pudiendo sustituirse por otros de denominación distinta, siempre que sus características técnicas se ajusten al tipo exigido, cumplan la norma UNE-EN 61009, lleven impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya sido dada la conformidad por la Dirección Facultativa.

Reaccionarán con toda intensidad de derivación a tierra que alcance o supere el valor de la sensibilidad del interruptor.

La capacidad de maniobra debe garantizar que se produzca una desconexión perfecta en caso de cortocircuito y simultánea derivación a tierra.

Por él deberán pasar todos los conductores que sirvan de alimentación a los aparatos receptores, incluso el neutro.



- 
- *Interruptor automático de la interconexión:* para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o de la frecuencia de red.
  - *Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia* (51 y 49 Hz respectivamente) *y de máxima y mínima tensión* (1,1 y 0,85 Um respectivamente). Esta protección estará integrada en los inversores.
  - El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Esto es gestionado por los inversores. El estado del contactor (on/off) deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo en un lugar destacado.
  - *Interruptor de corte CC:* este elemento permite aislar los inversores de los generadores en el lado de continua.

El cuadro eléctrico constará de una pletina de cobre para su puesta a tierra y del resto de elementos de la instalación con cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

Se dotará de protecciones de cabecera a todas las instalaciones, y se retrasará su actuación con respecto a la de las protecciones de cada línea de generación con el fin de aislar la zona de fallo sin parar toda la instalación.

La disposición y tipo de protecciones se especifican en los esquemas unifilares de la instalación.

### **2.5.9 MEDIDA**

---

Los consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de la instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de tales





---

consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación.

El contador de salida será bidireccional, y en su defecto, se conectarán 2 contadores unidireccionales. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto a la entrada como a la salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. Los puestos de los contadores se deberán señalar de forma indeleble, de manera que la asignación a cada titular de la instalación quede patente sin lugar a la confusión..

Los contadores se ajustarán a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la Clase2, regulada por el Real Decreto 809/2006 de 30 de Junio, por el que se aprueba el Reglamento para la aprobación del modelo y verificación primitiva de contadores de uso corriente (clase2) en conexión directa, nueva, a tarifa simple o a tarifas múltiples, destinadas a la medida de energía en corriente monofásica o polifásica de 50Hz de frecuencia.

Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

### ***2.5.10 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN***

---

Se dotará a la instalación de un sistema de captura de datos de producción de energía eléctrica y las siguientes variables:

- Voltaje y corriente D.C. a la entrada del inversor.
- Voltaje de fases en la red, potencia total de salida de inversor



El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario. En principio se encontrará integrado en los inversores, si bien se podrá disponer de un sistema adicional.

### ***2.5.11 CONCLUSIONES***

---

Con los detalles aportados en este proyecto eléctrico, se entienden definidas las obras e instalaciones de la planta solar fotovoltaica proyectada, para que se ajuste a las directrices que marcan los reglamentos al respecto.

## ***2.6 OBRA CIVIL***

---

---

Debido a la integración arquitectónica de la planta no ha sido necesaria la realización de obra civil en este proyecto. Todos los cableados se han conducido por bandejas y los mayores alcances parecidos han sido los pasamuros necesarios para los cables.



## SUBCAPÍTULO 3: RESULTADOS

### 3.1 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Para el estudio, se distinguirá entre la producción en los distintos periodos tarifarios con los que tiene contrato el edificio industrial motivo del presente proyecto.

El motivo de la separación de las producciones según los distintos periodos tarifarios es la comparación directa con los consumos en dicho periodos, pudiéndose realizar de esa manera un análisis preciso de rentabilidad de la planta

#### 3.1.1 DATOS METEOROLÓGICOS

Se ha utilizado para este análisis de producción energética, la base de datos meteorológicos Meteonorm v7.0 más cercana de todas las posibles. En este caso, la de Madrid-Barajas, por tratarse de la estación meteorológica con medición de irradiancia más cercana a la ubicación de la planta.



Ilustración 5- Base de datos de Meteonorm v7 (Fuente: Meteonorm v7)



Eligiendo el período de temperatura y de radiación más actuales, el del 2000-2009 y el de 1986-2005 respectivamente.

### Datos

**Dataset**

Utiliza meteonorm 7 climate data  
 Utiliza data importada

**Periodo de temperatura**

2000-2009  
 1961-1990  
 Futuro

**Periodo de radiación**

1986-2005  
 1981-1990  
 Futuro

**Escenario del ipcc para periodos en el**

B1  
 A1B  
 A2

2010

Ilustración 6-Base de datos de Meteonorm v7

Se muestra en la tabla a continuación las radiaciones mensuales obtenidas a partir de Meteonorm v7.0.

Mes	Meteonorm v7.0
	GlobInc [kWh/m <sup>2</sup> ]
Enero	86,15
Febrero	103,43
Marzo	157,05
Abril	176,85
Mayo	202,25
Junio	222,33
Julio	237,34
Agosto	217,01
Septiembre	117,02



---

Octubre	118,02
Noviembre	88,21
Diciembre	68,07
<b>Año</b>	<b>1793,73</b>

Tabla 5-Irradiancia solar en Madrid-Barajas (Fuente: Meteonorm v7)

### **3.2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA BRUTA**

---

Con los datos de irradiación en la zona se han procesado en una hoja de cálculo promediando la cantidad de energía que llegará a los paneles según orientación e inclinación deseada, obteniendo el promedio de irradiación de las distintas horas de todos los días de cada mes y obteniéndose así un promedio de irradiación en un día de cada mes.

Estos datos vienen expresados en kWh/m<sup>2</sup> por lo que multiplicándolos por la potencia pico de la planta, se obtiene directamente la producción energética bruta de la planta.

Se incluyen a continuación las curvas de producción energética bruta de cada mes. Lo que observamos en las figuras es el promedio de generación horario de un día tipo de cada mes; se han promediado los valores horarios de cada día de cada mes obteniéndose un día tipo.

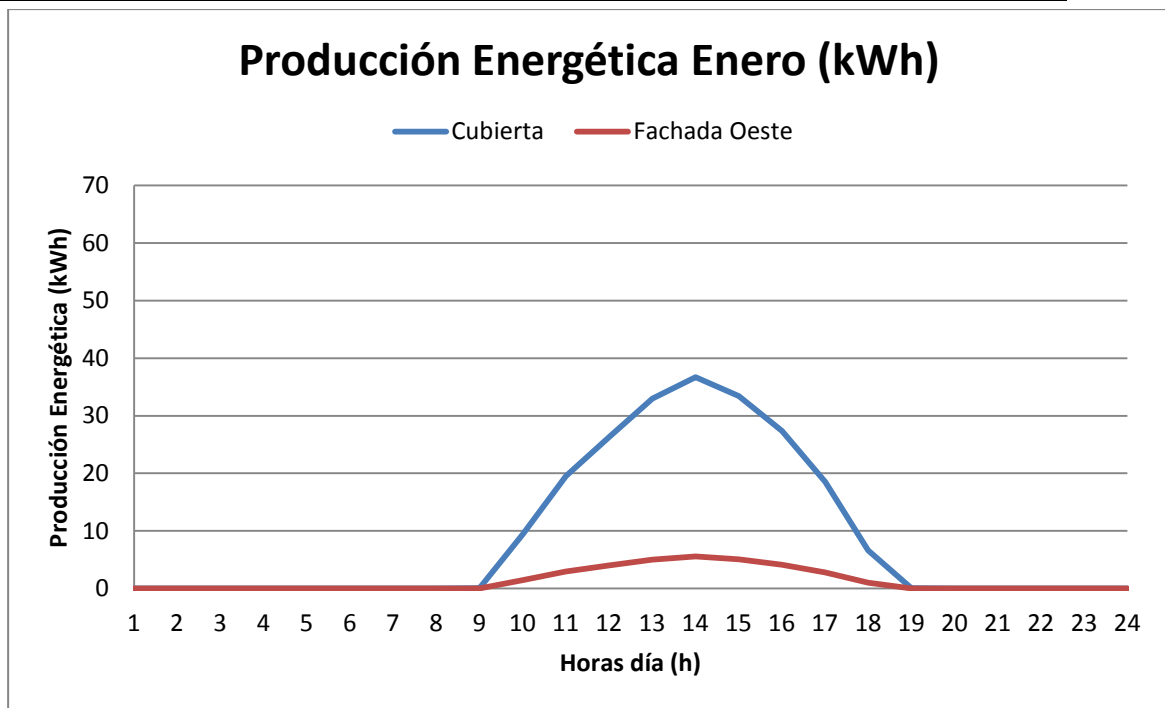


Figura 23- Producción Energética Enero

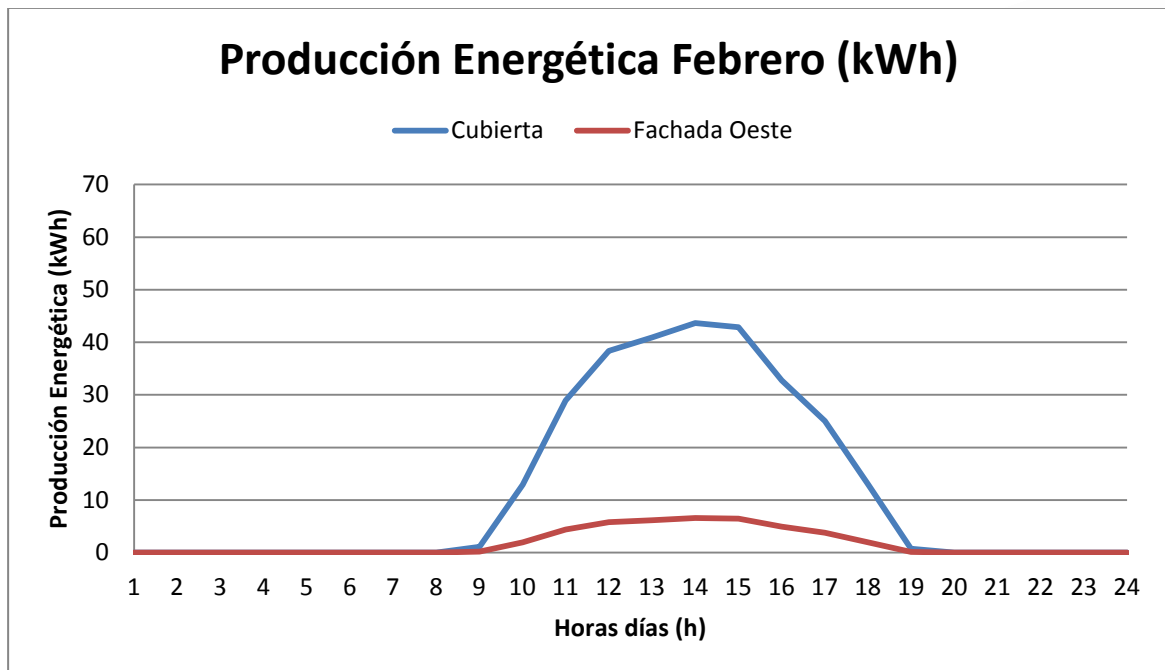


Figura 24-Producción Energética Febrer

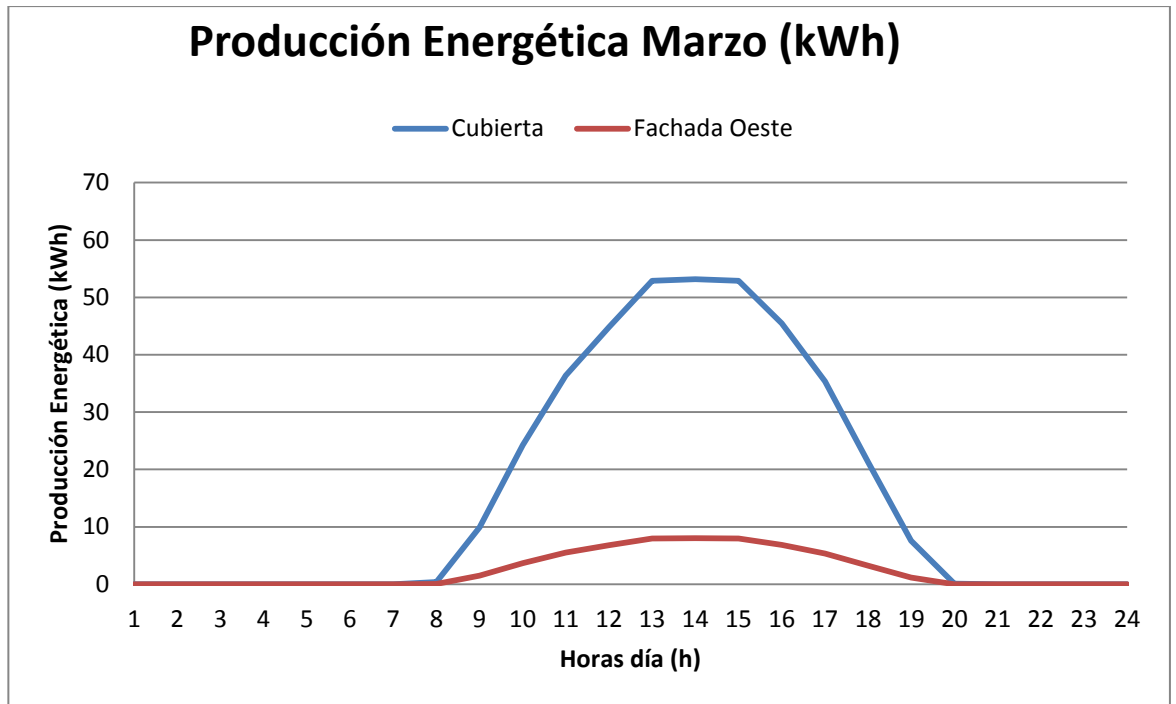


Figura 25-Producción Energética Marzo

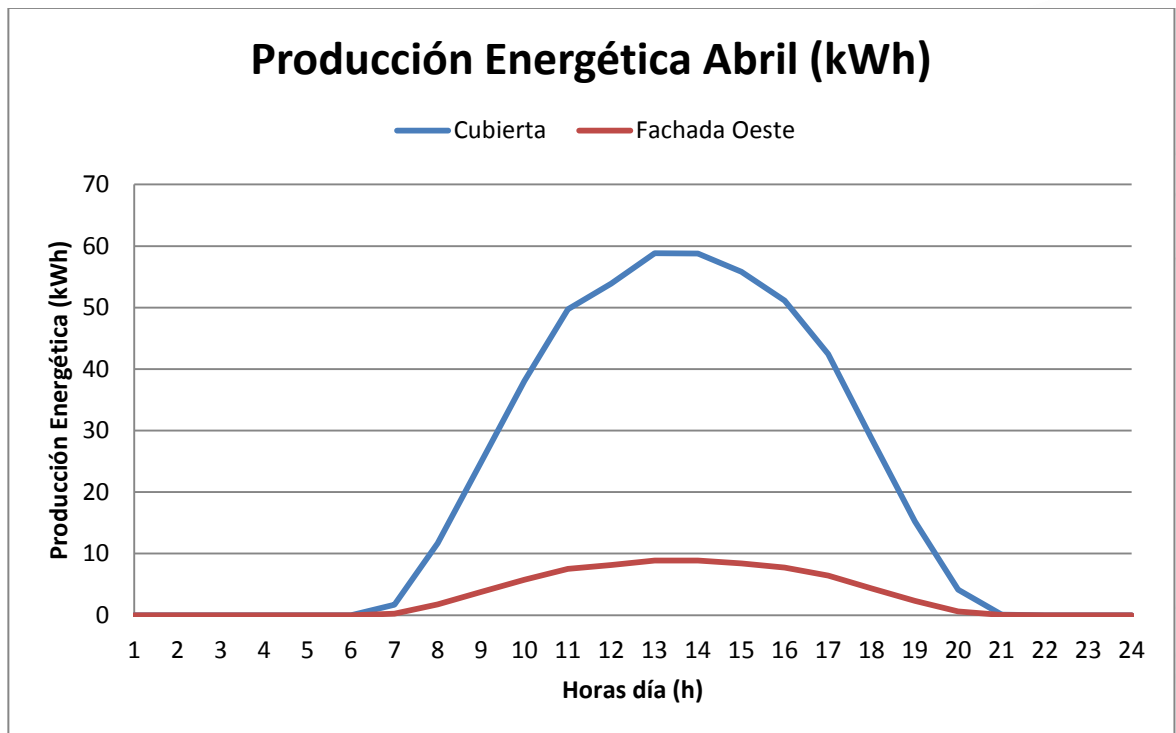


Figura 26-Producción Energética Abril

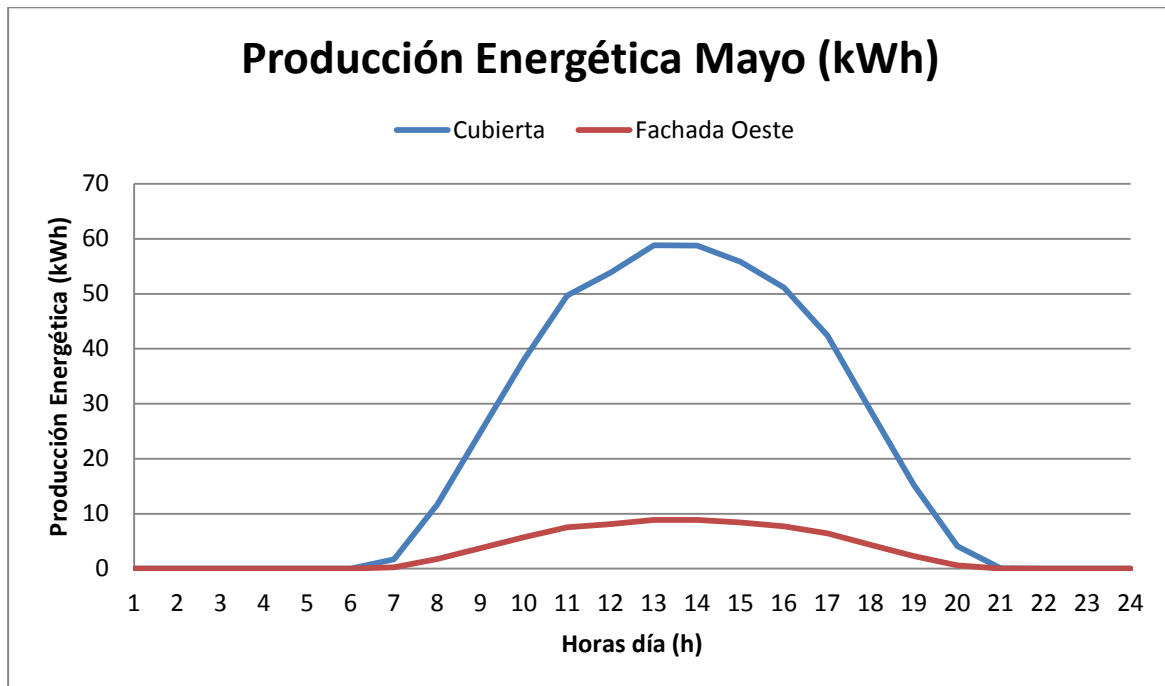


Figura 27- Producción Energética Mayo

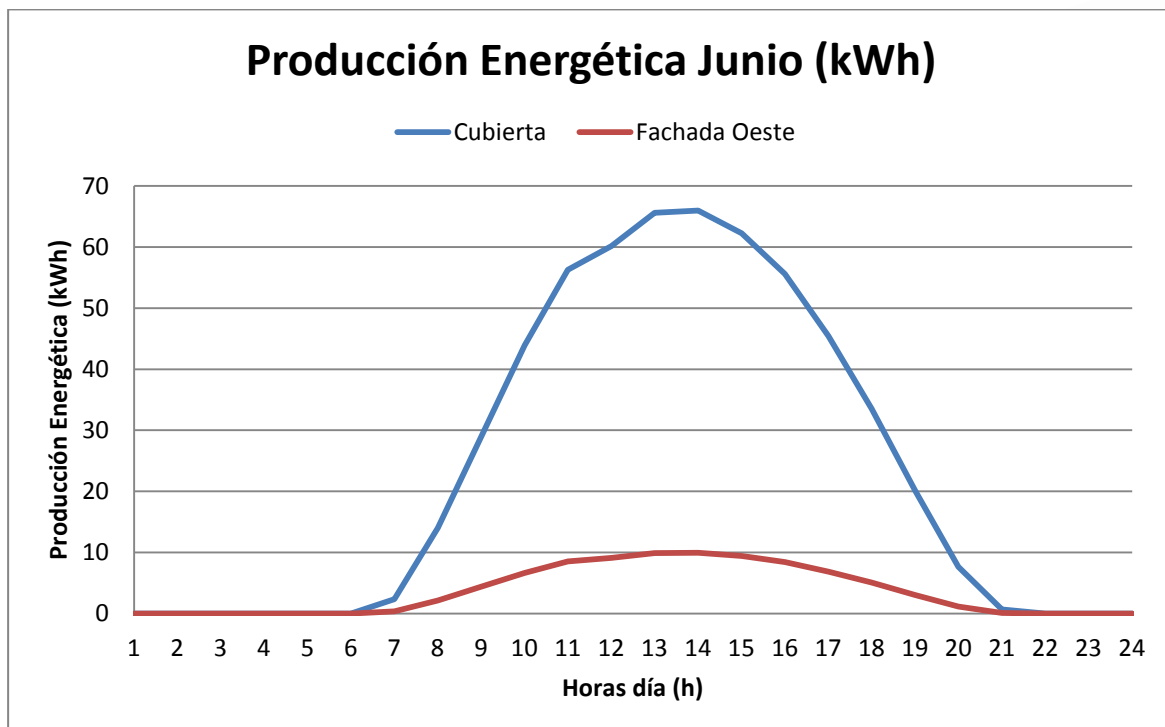


Figura 28- Producción Energética Junio



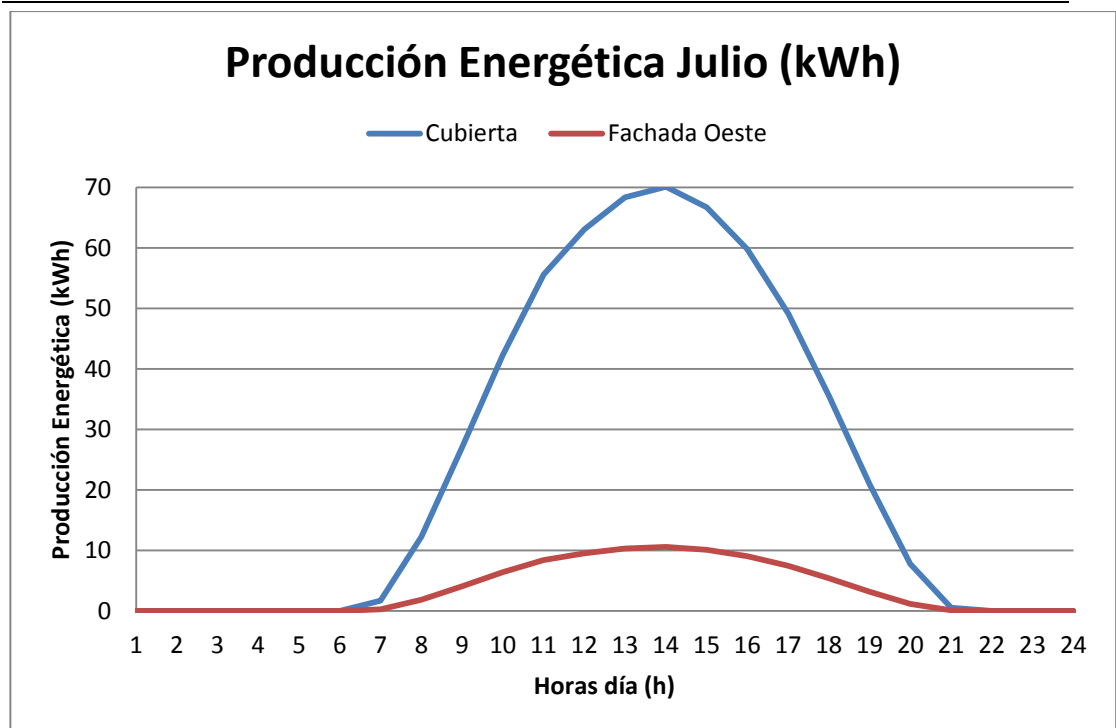


Figura 29-Producción Energética Julio

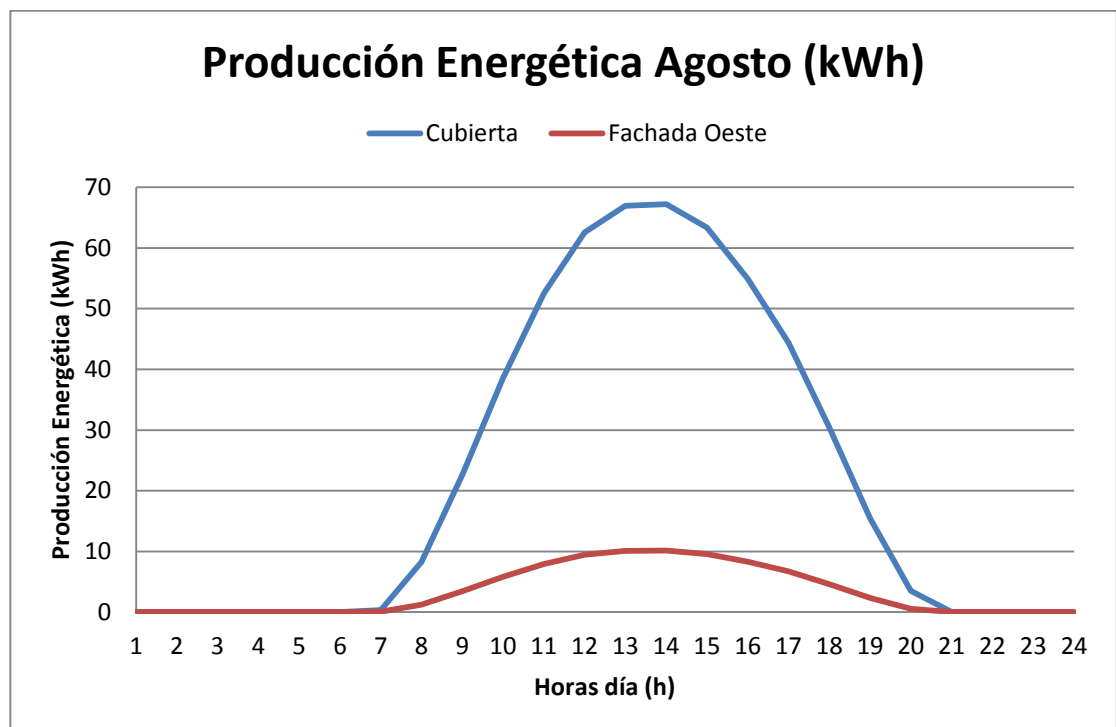


Figura 30-Producción Energética Agosto

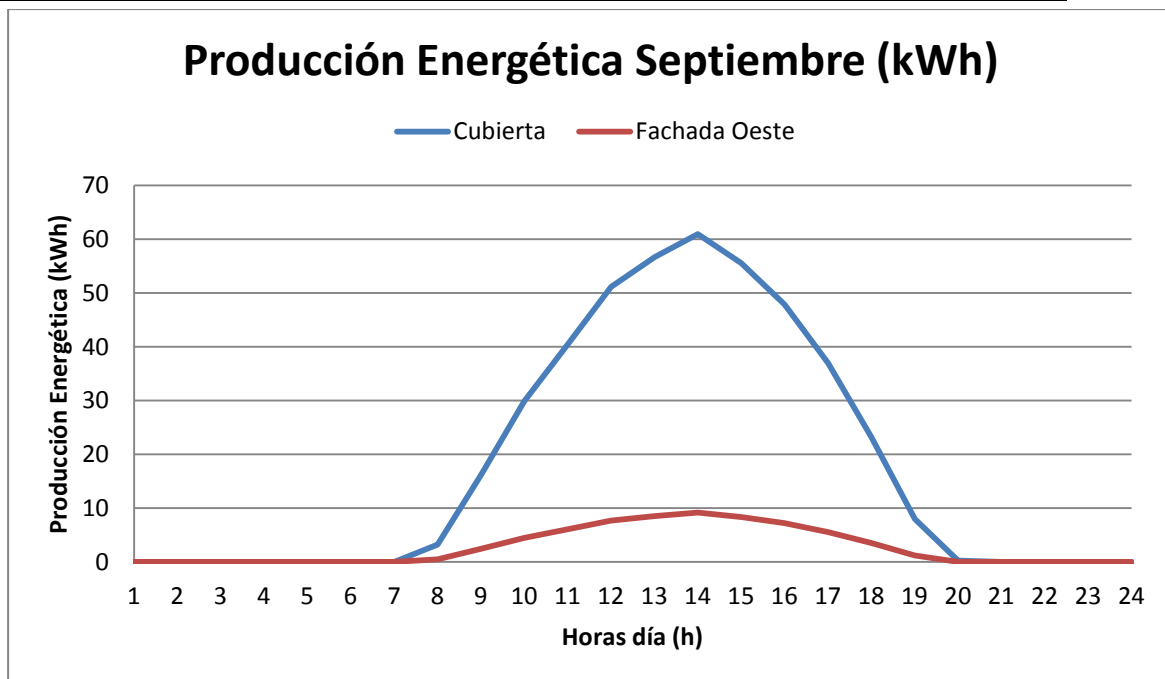


Figura 31-Producción Energética Septiembre

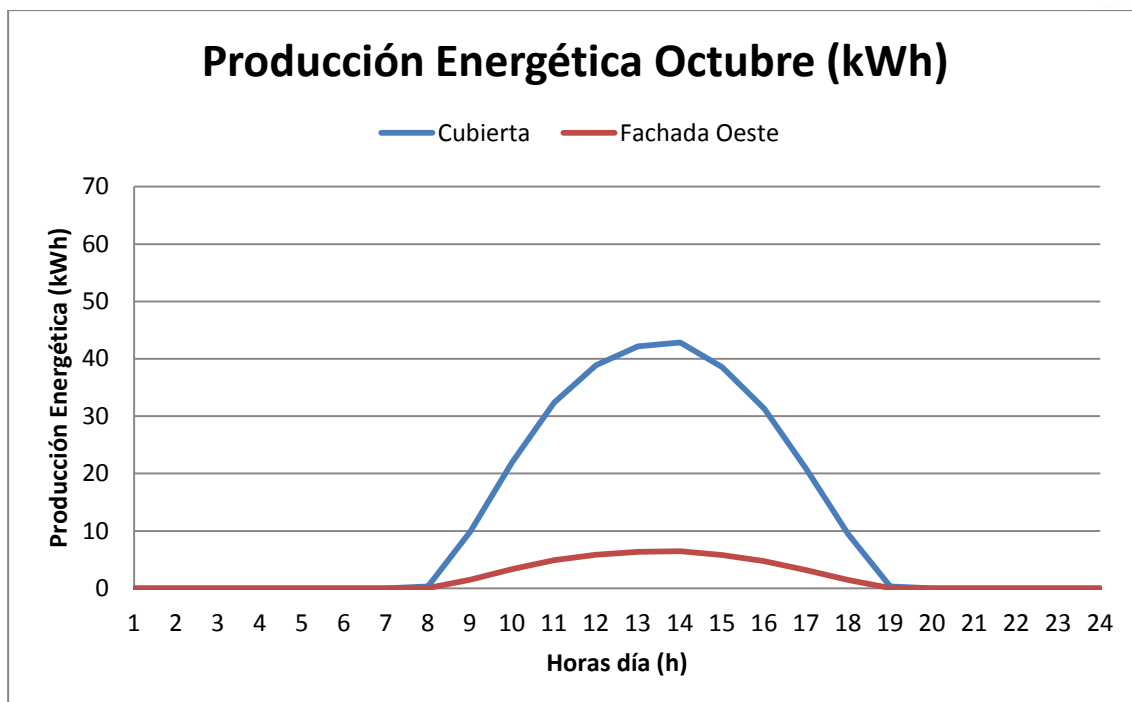


Figura 32- Producción Energética Octubre

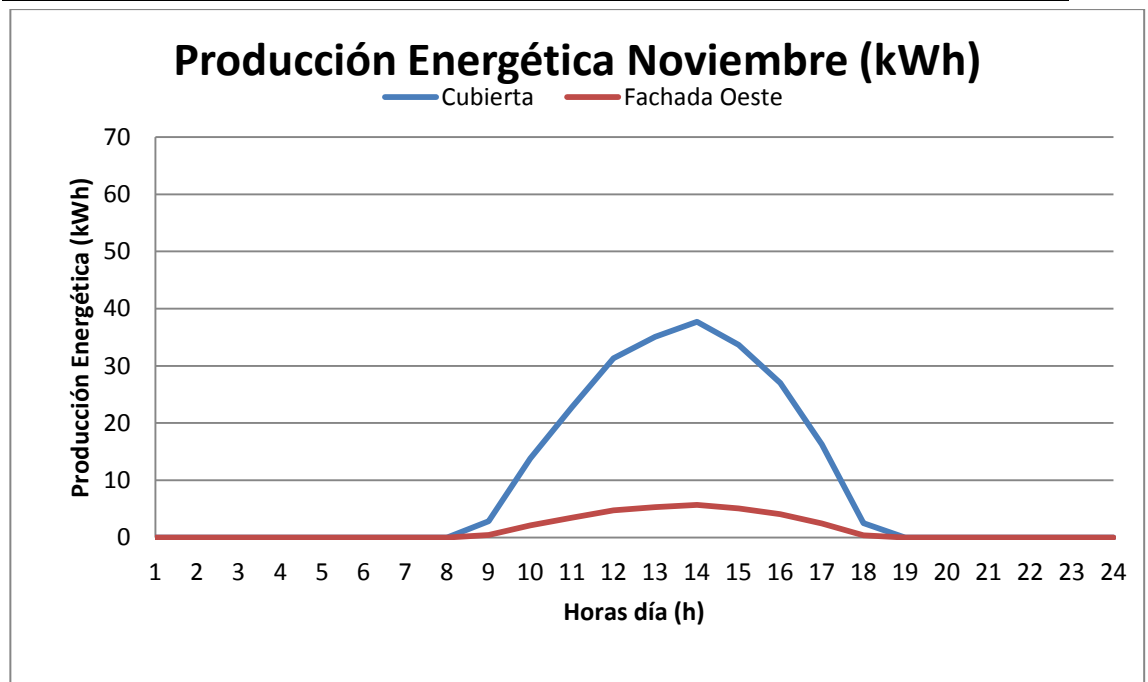


Figura 33- Producción Energética Noviembre

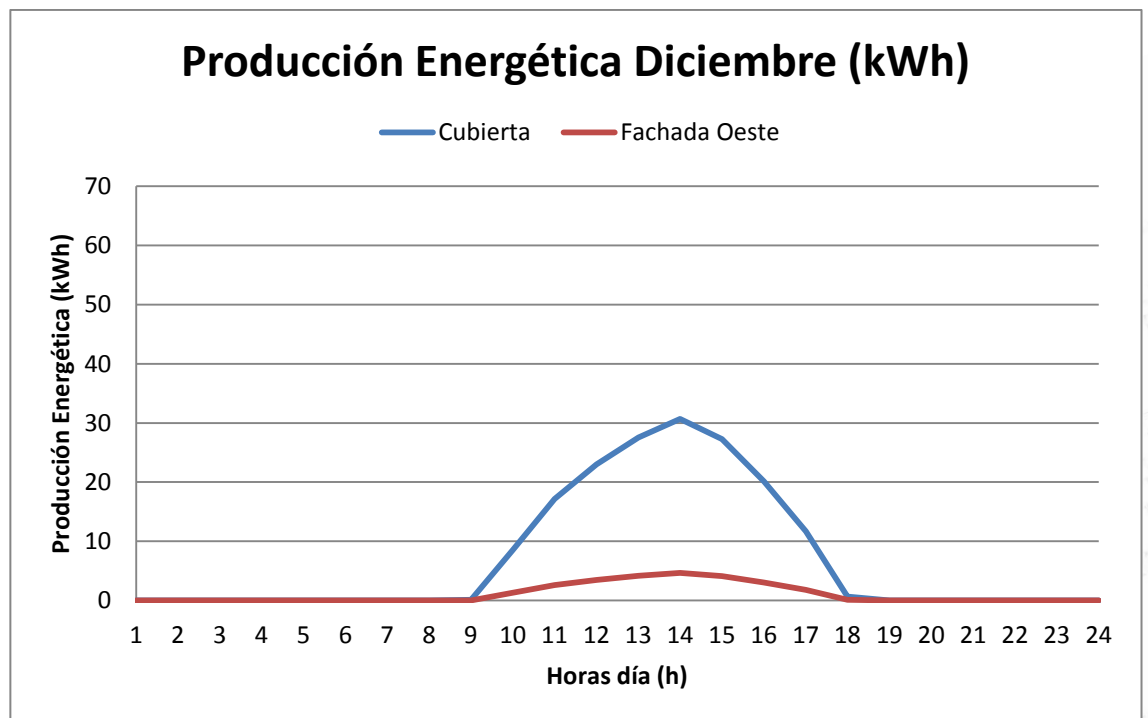


Figura 34- Producción Energética Diciembre

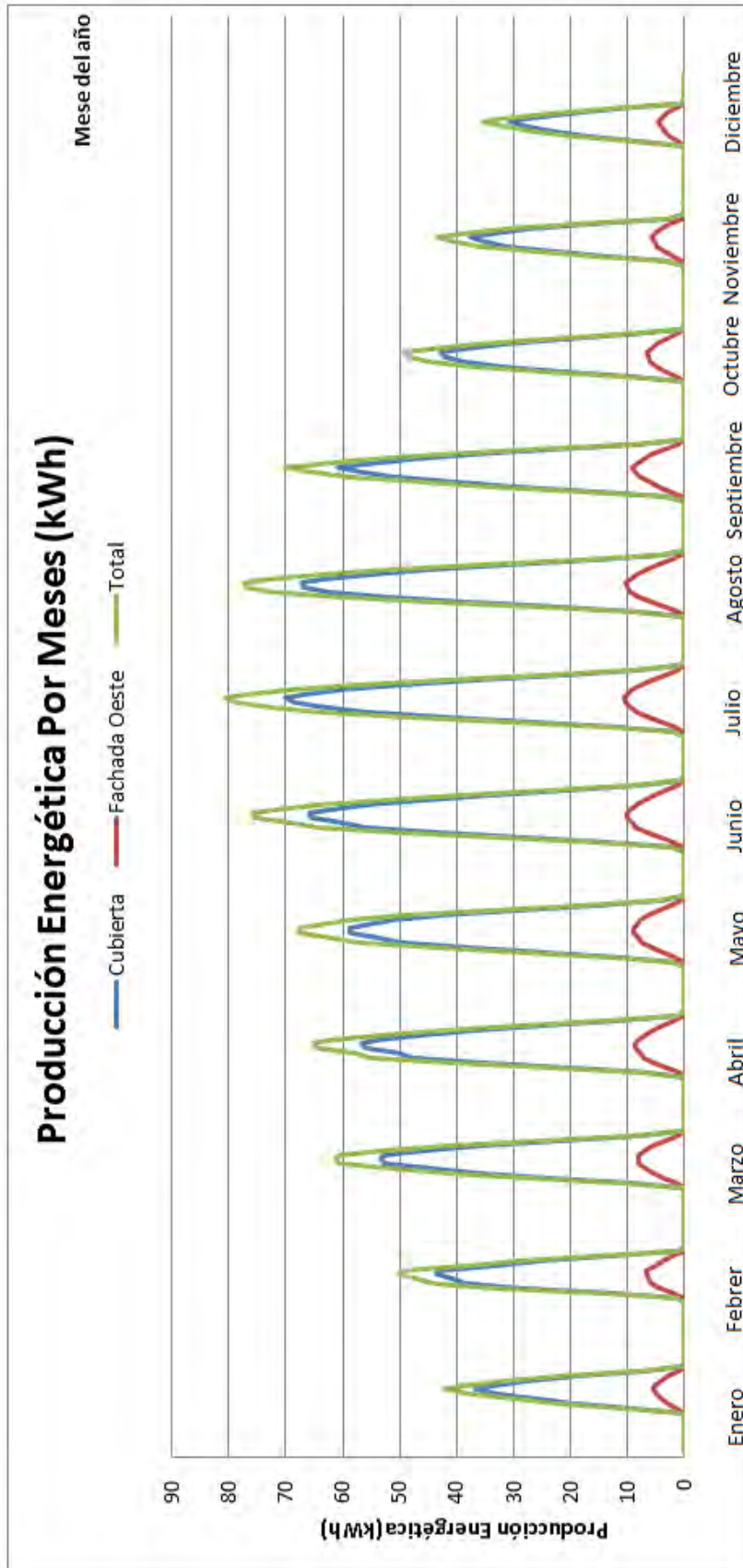


Tabla 6-Producción energética por meses



Se detalla a continuación como quedaría la generación energética estimada en los distintos meses del año y el promedio anual. En los meses estivales además de haber más irradiación hay más horas de sol por lo que la generación es mayor.

Mes	Promedio de generación Cubierta [kWh]	Promedio de generación Fachada Oeste [kWh]	Promedio de generación Total [kWh]
Enero	8,79	1,33	10,11
Febrero	11,68	1,76	13,44
Marzo	16,02	2,42	18,44
Abril	18,64	2,82	21,45
Mayo	20,63	3,12	23,74
Junio	23,43	3,54	26,97
Julio	24,21	3,66	27,86
Agosto	22,13	3,34	25,48
Septiembre	17,94	2,71	20,65
Octubre	12,04	1,82	13,85
Noviembre	9,30	1,40	10,70
Diciembre	6,94	1,05	7,99
<b>Anual</b>	<b>8,79</b>	<b>1,33</b>	<b>10,11</b>

Tabla 6-Generación Energética Por meses y Por Plantas. (Fuente: Elaboración Propia)



### 3.3 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA NETA

Para obtener la producción energética neta se tienen que afectar los valores obtenidos de producción bruta por el factor de rendimiento, la degradación de los paneles fotovoltaicos y las pérdidas en cableado.

#### 3.3.1 FACTOR DE RENDIMIENTO (PR)

En el factor de rendimiento intervienen los factores de pérdidas totales calculados anteriormente. Teniendo en cuenta estos factores PVSyst calcula el factor de rendimiento total.

Siendo el promedio mensual para la Fachada Oeste: 80,9%

Siendo el promedio para la Cubierta: 80,1%

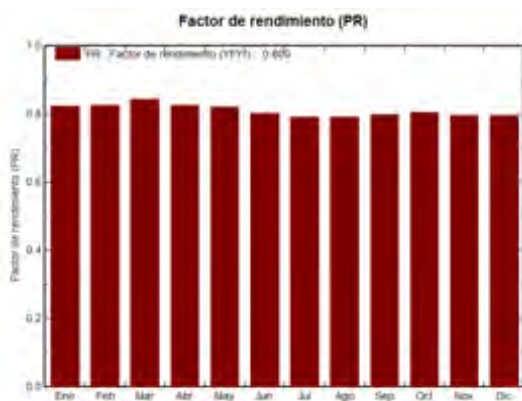


Figura 36-Factor de rendimiento fachada Oeste  
(Fuente PVSyst)



Figura 35- Factor de rendimiento Cubierta  
(Fuente PVSyst)



### 3.3.2 DEGRADACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Debe incluirse en este cálculo la degradación de los paneles que indica el fabricante: siendo para los módulos policristalinos de la Cubierta de 2,5% el primer año y 0,7% el resto de los años de la vida útil de la planta, estimada en 25 años, el tiempo que dura la garantía lineal de potencia de los módulos. Por otro lado, el módulo BIPV que utiliza una tecnología monocristalina tiene garantizada una degradación del 2% el primer año y del 0,64% el resto de los años hasta el año 25.

### 3.3.3. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA NETA

Se incluye a continuación una tabla en la que figura la producción neta en los meses de verano, invierno y anual de la Fachada Oeste:

Año	Producción neta meses invierno [kWh]	Producción neta meses verano [kWh]	Producción neta anual [kWh]
0 2014	7119,4	14056,0	21175,4
1 2015	6977,0	13775,6	20752,6
2 2016	6935,2	13692,9	20628,1
3 2017	6893,6	13610,7	20504,3
4 2018	6852,2	13529,1	20381,3
5 2019	6811,1	13447,9	20259,0
6 2020	6770,2	13367,2	20137,4
7 2021	6729,6	13287,0	20016,6
8 2022	6689,2	13207,3	19896,5
9 2023	6649,1	13128,0	19777,1
10 2024	6609,2	13049,3	19658,5
11 2025	6569,5	12971,0	19540,5
12 2026	6530,1	12893,2	19423,3
13 2027	6490,9	12815,8	19306,7
14 2028	6452,0	12738,9	19190,9
15 2029	6413,3	12662,5	19075,7
16 2030	6374,8	12586,5	18961,3
17 2031	6336,5	12511,0	18847,5
18 2032	6298,5	12435,9	18734,4



19	2033	6260,7	12361,3	18622,0
20	2034	6223,2	12287,1	18510,3
21	2035	6185,8	12213,4	18399,2
22	2036	6148,7	12140,1	18288,8
23	2037	6111,8	12067,3	18179,1
24	2038	6075,2	11994,9	18070,0
25	2039	6038,7	11922,9	17961,6

Tabla 7-Producción Neta Fachada Oeste (Fuente: Elaboración Propia)

Estos valores obtenidos de producción energética neta serán los utilizados para el estudio económico.

En la siguiente tabla se muestra la producción energética neta de los meses de verano e invierno para la Cubierta:

Año	Producción neta meses invierno [kWh]	Producción neta meses verano [kWh]	Producción neta anual [kWh]	
0	2014	47092,0	93018,0	140110,0
1	2015	45914,7	90693,4	136608,1
2	2016	45593,3	90058,6	135651,8
3	2017	44453,4	89428,2	133881,6
4	2018	43342,1	88802,2	132144,3
5	2019	42258,6	88180,5	130439,1
6	2020	41202,1	87563,3	128765,4
7	2021	40172,0	86950,3	127122,4
8	2022	39167,7	86341,7	125509,4
9	2023	38188,5	85737,3	123925,8
10	2024	37233,8	85137,1	122371,0
11	2025	36303,0	84541,2	120844,2
12	2026	35395,4	83949,4	119344,8
13	2027	34510,5	83361,7	117872,3
14	2028	33647,8	82778,2	116426,0
15	2029	32806,6	82198,8	115005,3
16	2030	31986,4	81623,4	113609,8
17	2031	31186,7	81052,0	112238,7
18	2032	30407,1	80484,6	110891,7
19	2033	29646,9	79921,2	109568,1
20	2034	28905,7	79361,8	108267,5
21	2035	28183,1	78806,3	106989,3
22	2036	27478,5	78254,6	105733,1
23	2037	26791,5	77706,8	104498,4





---

24	2038	26121,8	77162,9	103284,6
25	2039	25468,7	76622,8	102091,5

*Tabla 8- Producción Neta Cubierta (Fuente: Elaboración Propia)*

\* Según tramos tarifarios se consideran meses de invierno enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre.

\* Según tramos tarifarios se consideran meses de verano abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

Madrid, a 2 de Junio de 2014

El Ingeniero Industrial

Paula Ocaña Pastor



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## Capítulo 2 CÁLCULOS

### ***2.1 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA***

---

Este valor será tal que ninguna masa pueda alcanzar una tensión de contacto de un valor superior a 24 V.

Cada circuito llevará una protección con interruptor diferencial de 300 mA de sensibilidad, por lo que la resistencia más desfavorable no podrá ser superior al valor dado por:

$$R_{\max} = 24 / 0,3 = 80\Omega$$

La red actual de tierras da servicio a la nave cumpliendo con el reglamento de baja tensión, habiendo instalados en la caja de distribución protecciones diferenciales del valor comentado.

La red de tierras de protección de masas de la planta fotovoltaica se conectará a una red independiente a la de la edificación, según indica el reglamento. Esta conexión se hará a través de una pica situada según indica el plano de implantación de tierras.

Se unirán los módulos fotovoltaicos a la estructura soporte y discurrirá a continuación por las bandejas mediante conducción de cable de cobre desnudo de 16 mm<sup>2</sup> de sección. Se instalará el cable sin protección asegurando así un buen contacto con las bandejas, en las que no será necesario unión al cable.

Se detalla la implantación de tierras en el plano de red de tierras.



---

## 2.2 CÁLCULO DE PROTECCIONES

---

Se dotará a la instalación de todo un sistema de protección frente a sobreintensidades mediante interruptores magnetotérmicos monofásicos, y contactos directos e indirectos mediante interruptores diferenciales monofásicos.

### \* PLANTA DE CUBIERTA 17 kW

#### CUADRO TIPO A (8,9,10,11,12)

- Un fusible por cada serie de  $15 \text{ A} > I_{sc} = 1,25 \times 8,97 = 11,2125 \text{ A}$  (Total 6 fusibles, al existir 3 series en cada inversor cada uno con fusible en cada polo)
- 1 interruptor para seccionamiento de continua de  $40 \text{ A} > I_{sc} = 1,25 \times 8,97 \times 3 = 33,64 \text{ A}$
- 1 protección de sobretensión Clase I y II

### \* PLANTA DE FACHADA OESTE 15 kW

#### CUADRO TIPO A (1)

- Un fusible por cada serie de  $10 \text{ A} > I_{sc} = 1,25 \times 8,33 = 10,41 \text{ A}$  (Total 6 fusibles, al existir 3 series en cada inversor cada uno con fusible en cada polo)
- 3 interruptor para seccionamiento de continua de  $10 \text{ A} > I_{sc} = 1,25 \times 8,33 = 10,41 \text{ A}$

### \* GENERAL

#### CUADRO TIPO B

- 6 Interruptores magnetotérmicos bipolares de 32 A. La intensidad a partir de la cual deberá actuar la protección térmica a la salida de cada uno de los inversores vendrá marcada por la potencia máxima de cada uno de ellos:  $17 \text{ kW}_{\max}$ . y  $15 \text{ kW}_{\max}$



$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot 0,85} = \frac{17000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85} = 28,86 A \rightarrow I_N = 32 A$$

TETRAPOLAR

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot 0,85} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85} = 25,47 A \rightarrow I_N = 32 A$$

TETRAPOLAR

- 1 interruptor magnetotérmico tetrapolar, de:

$$I_N = \frac{N_{inv} \cdot P_{MAX}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \mu} = \frac{5 \cdot 17000 + 1 \cdot 15000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85} = 169,8 A \rightarrow I_N = 16 A$$

\*Coeficiente de tensión ( $\mu$ ) tiene en cuenta que el inversor no se desconecta de la red hasta que la tensión de red no es inferior al 85% de la nominal.

- 6 interruptores diferenciales, de 300mA/1kA de sensibilidad, e intensidades 32 A.
- 1 interruptor diferencial regulable, de 30-1000mA/1kA de sensibilidad, e intensidades 400 A.

### 2.3 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Para el cálculo de caída de tensión se ha considerado el dimensionamiento tanto por intensidad admisible del conductor como por caída de tensión en el tramo, como indica el REBT.

La instalación se ha diseñado con una caída de tensión máxima tanto en el lado de corriente continua como en el lado de alterna del 1%. Como se ve en la tabla, para el cálculo de secciones se ha repartido la caída de tensión en los distintos tramos según las distancias que los forman. Se ha buscado que las secciones antes de las cajas de cambio de sección en el campo fotovoltaico nunca superaran los 6 mm<sup>2</sup> puesto que es la sección máxima que admiten los conectores “Multi-Contact” tipo MC4, que son los que incorporan los módulos. En los casos en los que no haga falta no se ha incluido la caja de cambio de sección.



Se considera importante en el diseño utilizar el conector MC4 puesto que se consigue así realizar una buena conexión entre los paneles y los cables solares que los unen con el cuadro de protecciones tipo A.

Para el cálculo se ha procedido de la siguiente forma:

Se han tomado mediciones de las distancias a recorrer por los cables. Se hace un primer dimensionado según la caída de tensión deseada con el que se obtiene la sección calculada.

$$\text{CABLEADO DC: } S[\text{mm}^2] = \frac{2 \cdot L[\text{m}] \cdot I[\text{A}]}{\Delta U \cdot \gamma_{120^\circ}}$$

\* Se ha tomado una  $\gamma_{120^\circ}=40$  según indica el REBT

$$\text{CABLEADO AC: } S[\text{mm}^2] = \frac{\sqrt{3} \cdot L[\text{m}] \cdot I[\text{A}] \cdot \cos(\varphi)}{\Delta U \cdot \gamma_{90^\circ}}$$

\* Se ha tomado un  $\cos(\varphi)=0,98$  según recomendación del fabricante de inversor

Se elige la sección comercial inmediatamente superior y se comprueba que la intensidad admisible del conductor, afectada por los factores correspondientes (en el caso del cableado que discurre por la Cubierta se ha multiplicado por 0,9 según recomendación del fabricante, por exposición directa al sol), es superior a la que discurrirá por el conductor.

Se detallan los cálculos a continuación en la siguiente tabla los cálculos de la sección del cable para la fachada Oeste:

INV1/ST3	2 String 3	Cuadro A1	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	4,24	0,60%	6	2x(1x6)	15	298	10,1	53,1	OK	1,26	0,42%
	2 Cuadro A1	C. Sección S3/11	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	2,33	0,80%	4	2x(1x4)	11	298	10,1	41,4	OK	1,39	0,47%
	2 C. Sección S3/11	Inversor 1	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	1,69	0,10%	4	2x(1x4)	1	298	10,1	41,4	OK	0,13	0,04%
INV1/ST2	2 String 2	Cuadro A1	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	3,95	0,60%	4	2x(1x4)	14	298	10,1	41,4	OK	1,77	0,59%
	2 Cuadro A1	C. Sección S2/11	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	0,08	0,80%	4	2x(1x4)	0,4	298	10,1	41,4	OK	0,05	0,02%
	2 C. Sección S2/11	Inversor 1	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	1,69	0,10%	4	2x(1x4)	1	298	10,1	41,4	OK	0,13	0,04%
INV1/ST1	2 String 1	Cuadro A1	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	3,03	1,40%	4	2x(1x4)	25	298	10,1	41,4	OK	3,16	1,06%
	2 Cuadro A1	C. Sección S1/11	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	8,47	0,10%	10	2x(1x10)	5	298	10,1	73,8	OK	1,39	0,47%
	2 C. Sección S1/11	Inversor 1	P-Sun	Cu	40	0,6/1k	1,69	0,10%	4	2x(1x4)	1	298	10,1	41,4	OK	0,13	0,04%

Tabla 9- Cálculo Secciones Cableado Fachada Oeste. (Fuente: elaboración propia)



Se detallan a continuación los cálculos realizados para las secciones de los conductores de la cubierta:

	Nº CA B	TRAMO	Tipo	Mat	$\gamma(120)$	Aislamiento	Sección n calc [mm <sup>2</sup> ]	CDT máxima de tramo	Sección com [mm <sup>2</sup> ]	Sección com [mm <sup>2</sup> ]	L [m]	U [V]	I [A]	I adm [A]	CDT [V]	CDT [%]		
INV1/ST3	2	String 3	Cuadro A1	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,72	0,60%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A1	C. Sección S3/11	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,15	0,80%	4	2x(1x4)	10	606	11,2	41,4	OK	1,40	0,23%
	2	C. Sección S3/11	Inversor 1	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV1/ST2	2	String 2	Cuadro A1	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,72	0,60%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A1	C. Sección S2/11	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,38	0,80%	4	2x(1x4)	12	606	11,2	41,4	OK	1,68	0,28%
	2	C. Sección S2/11	Inversor 1	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV1/ST1	2	String 1	Cuadro A1	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,45	1,40%	4	2x(1x4)	22	606	11,2	41,4	OK	3,07	0,51%
	2	Cuadro A1	C. Sección S1/11	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	0,92	0,10%	4	2x(1x4)	1	606	11,2	41,4	OK	0,14	0,02%
	2	C. Sección S1/11	Inversor 1	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV2/ST3	2	String 3	Cuadro A2	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A2	C. Sección S3/12	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,32	0,70%	4	2x(1x4)	10	606	11,2	41,4	OK	1,40	0,23%
	2	C. Sección S3/11	Inversor 2	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV2/ST2	2	String 2	Cuadro A2	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A2	C. Sección S2/12	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,58	0,70%	4	2x(1x4)	12	606	11,2	41,4	OK	1,68	0,28%
	2	C. Sección S2/12	Inversor 2	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV2/ST1	2	String 1	Cuadro A2	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	2,90	0,70%	4	2x(1x4)	22	606	11,2	41,4	OK	3,07	0,51%
	2	Cuadro A2	C. Sección S1/12	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	0,13	0,70%	4	2x(1x4)	1	606	11,2	41,4	OK	0,14	0,02%
	2	C. Sección S1/12	Inversor 2	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV3/ST3	2	String 3	Cuadro A3	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A3	C. Sección S3/13	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,32	0,70%	4	2x(1x4)	10	606	11,2	41,4	OK	1,40	0,23%
	2	C. Sección S3/13	Inversor 3	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV3/ST2	2	String 2	Cuadro A3	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A3	C. Sección S2/13	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,58	0,70%	4	2x(1x4)	12	606	11,2	41,4	OK	1,68	0,28%
	2	C. Sección S2/13	Inversor 3	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV3/ST1	2	String 1	Cuadro A3	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,45	1,40%	4	2x(1x4)	22	606	11,2	41,4	OK	3,07	0,51%
	2	Cuadro A3	C. Sección S1/13	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	0,92	0,10%	4	2x(1x4)	1	606	11,2	41,4	OK	0,14	0,02%
	2	C. Sección S1/13	Inversor 3	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV4/ST3	2	String 3	Cuadro A4	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A4	C. Sección S3/14	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,32	0,70%	4	2x(1x4)	10	606	11,2	41,4	OK	1,40	0,23%
	2	C. Sección S3/14	Inversor 4	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV4/ST2	2	String 2	Cuadro A4	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	Cuadro A4	C. Sección S2/14	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,58	0,70%	4	2x(1x4)	12	606	11,2	41,4	OK	1,68	0,28%
	2	C. Sección S2/14	Inversor 4	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV4/ST1	2	String 1	Cuadro A4	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	2,90	0,70%	4	2x(1x4)	22	606	11,2	41,4	OK	3,07	0,51%
	2	Cuadro A4	C. Sección S1/14	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	0,13	0,70%	4	2x(1x4)	1	606	11,2	41,4	OK	0,14	0,02%
	2	C. Sección S1/14	Inversor 4	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV5/ST3	2	String 3	C. Sección S3/15	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	C. Sección S3/15	Cuadro A5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,32	0,70%	4	2x(1x4)	10	606	11,2	41,4	OK	1,40	0,23%
	2	Cuadro A5	Inversor 5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV5/ST2	2	String 2	C. Sección S2/15	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	4,04	0,70%	6	2x(1x6)	30,72	606	11,2	53,1	OK	2,86	0,47%
	2	C. Sección S2/15	Cuadro A5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,58	0,70%	4	2x(1x4)	12	606	11,2	41,4	OK	1,68	0,28%
	2	Cuadro A5	Inversor 5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%
INV5/ST1	2	String 1	Cuadro A5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,45	1,40%	4	2x(1x4)	22	606	11,2	41,4	OK	3,07	0,51%
	2	Cuadro A5	Inversor 5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	0,92	0,10%	4	2x(1x4)	1	606	11,2	41,4	OK	0,14	0,02%
	2	C. Sección S1/15	Inversor 5	P-Sun	Cu	40	0,6/1kV	1,47	0,10%	4	2x(1x4)	1,6	606	11,2	41,4	OK	0,22	0,04%

Tabla 10-Cálculo Secciones Cableado Cubierta (Fuente: Elaboración Propia)

## 2.4 CÁLCULO SOLAR

Se realizan cálculos manuales con Cubierta. Se adjuntan cálculos en PVsyst de las demás orientaciones.

### 2.4.1 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.

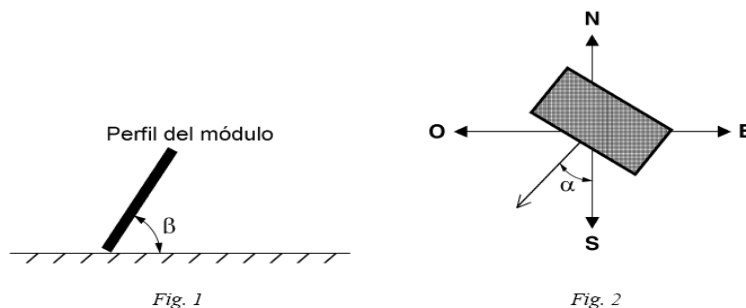


Ilustración 7-Explicación Angulos Azimut e Inclinación. (Fuente: Solaeduca)

Figura 3. Inclinación y orientación (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV del IDAE)

Por lo tanto en la cubierta, el ángulo de acimut es de  $0^\circ$ , con paneles orientados completamente al sur.

El ángulo de inclinación lo estudiaremos para:

- $\beta=20^\circ$  y  $\beta=30^\circ$ , que son los ángulos de inclinación recomendados para la orientación

Según IDAE, para el estudio de pérdidas en casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula para valores de





$15^\circ < \beta < 90^\circ$ :

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha]$$

Para valores de  $\beta=20^\circ$  tenemos las siguientes pérdidas:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (20 - 40,4 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0] = 1,3\%$$

Para valores de  $\beta=30^\circ$  tenemos las siguientes pérdidas:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 40,4 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0] = 0\%$$

Por lo tanto se diseñará la instalación fotovoltaica de la Cubierta con un ángulo de azimut de  $30^\circ$ , ya que como se puede apreciar las pérdidas teóricas por sombreado son menores.

En cuanto a la fachada Oeste al estar los módulos formando un muro cortina, el ángulo de inclinación es de  $90^\circ$  y por tanto las pérdidas debido a la inclinación y orientación serán:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (90 - 40,4 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0] = 42,65\%$$

Es obvio que son demasiadas pérdidas, pero en la fachada Oeste primó el criterio estético y de integración frente a la eficiencia de la instalación

#### **2.4.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR SOMBREADO**

Se presenta a continuación el estudio de sombras de la Cubierta. El estudio al de la Fachada Oeste no se ha llevado a cabo puesto que no existen sombras posibles sobre esta fachada..

En cuanto a la planta de la Cubierta se ha considerado que el sombreado existente de la planta fotovoltaica solo viene determinado por el existente por la distancia entre filas ya que no hay ningún obstáculo ni edificio ni árbol próximo que pueda proyectar una sombra que influya en el cálculo.

La distancia entre paneles la calcularemos para el caso de menores pérdidas por inclinación,  $\beta=30^\circ$  anteriormente calculado. Esta será la inclinación elegida.

Se calcula la distancia entre filas según IDAE de la siguiente forma:

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{H}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

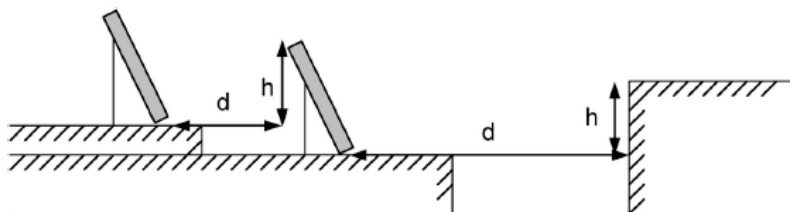
Donde  $\frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ . Algunos valores significativos de  $k$  se pueden ver en la tabla en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

*Tabla 11-Valores de  $k$  (Fuente: Pliego condiciones técnicas instalación FV del IDAE)*

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a  $h$  y  $d$ , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.



*Ilustración 8-Separación entre filas (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE)*



Teniendo en cuenta las dimensiones del modulo de la Cubierta son 1,65x0,99 m y que serán dispuestos en posición vertical, los cálculos serán los siguientes:

$$\text{Para } \beta=30^\circ; V= 1,65 \times \text{sen}30 = 0,825$$

$$\text{Por lo que } d = \frac{0,825}{\tan(61^\circ - 38,87^\circ)} = 2,02m$$

La distancia entre puntos homólogos será:  $1,65 \times \text{cos}30 + 2,02 = 3,449m$ .

Las pérdidas por sombreado de esta disposición calculada es la siguiente. Cada fila tiene un sombreado debido a la fila anterior. Se debe trasladar la posición de la fila al diagrama de trayectorias de sol.

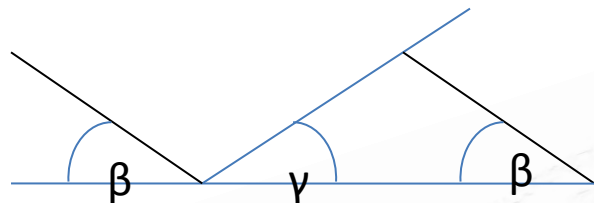
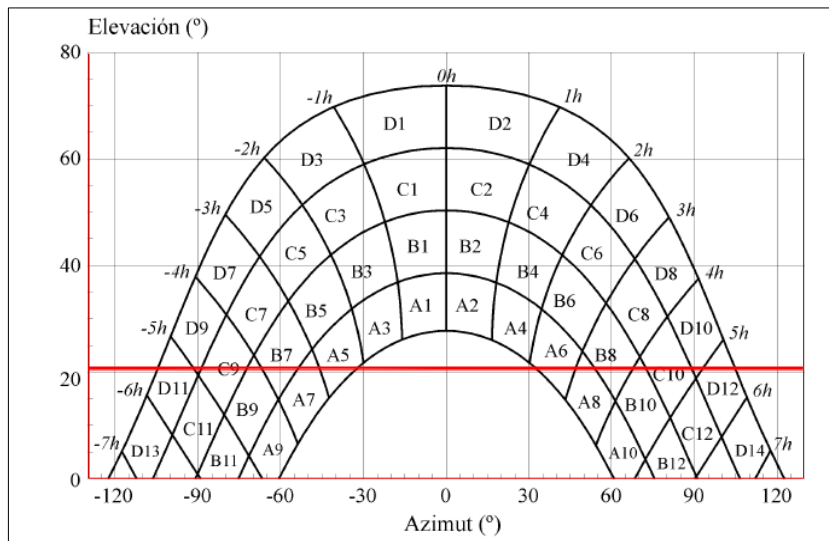


Ilustración 9-Ángulos sombreado (Fuente: elaboración propia)

Se calcula por lo tanto el ángulo  $\gamma$ :

$$\gamma = \text{Atag}\left(\frac{1,65 \times \text{sen}30}{3,449 - 1,65 \times \text{cos}30}\right) = \text{Atag}\left(\frac{0,825}{2,02}\right) = 22,21^\circ$$



*Ilustración 10 - Sombreado (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE)*

La tabla de referencia es la siguiente:

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

*Tabla 12-Tabla referencia sombreado (Fuente: pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE)*

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual)

$$D13+0.773*D11+C11+0.435*C9+B11+0.963*B9+0.193*B7+A9+0.917*A7+0.211*A5+0.23*A6+0.925*A8+0.214*B8+A10+0.912*B10+0.466*C10+B12+0.018*D10+C12+0.814*D12+D14=5,1265\%$$



Están son las perdidas referencia debidas al sombreado optimo calculado según CTE e IDAE.

En el caso de la fachada Oeste al estar los módulos con un ángulo de inclinación de 90°, no existen pérdidas debidas al sombreado.

### 2.4.3 CONCLUSIÓN POR PÉRDIDAS TOTALES

Partiendo del hecho de que las pérdidas totales serán:

*Pérdidas totales = Perdidas por Inclinación y Orientación + Pérdidas por sombreado + Pérdidas por arranque inversor + Pérdidas óhmicas por cableado*

Las pérdidas por arranque de inversor son las debidas a la hora de arranque de inversor según la radiación que se recoge. Cuando se tienen series más cortas la tensión de arranque se recoge posteriormente por lo que existirán pérdidas en producción. Supondremos un valor del 2% en este valor para potencias menores de las recomendadas por el fabricante.

Para el caso de la Cubierta, la potencia pico recomendada por el fabricante para inversores de 17 kW es de 17,2-17,4 kWp. Por lo tanto teniendo en cuenta 5 inversores será de 85 kWn que corresponden a un rango de 84-86,5 kWp. Como se supera la potencia pico señalada, no se tendrán en cuenta pérdidas por arranque de inversor.

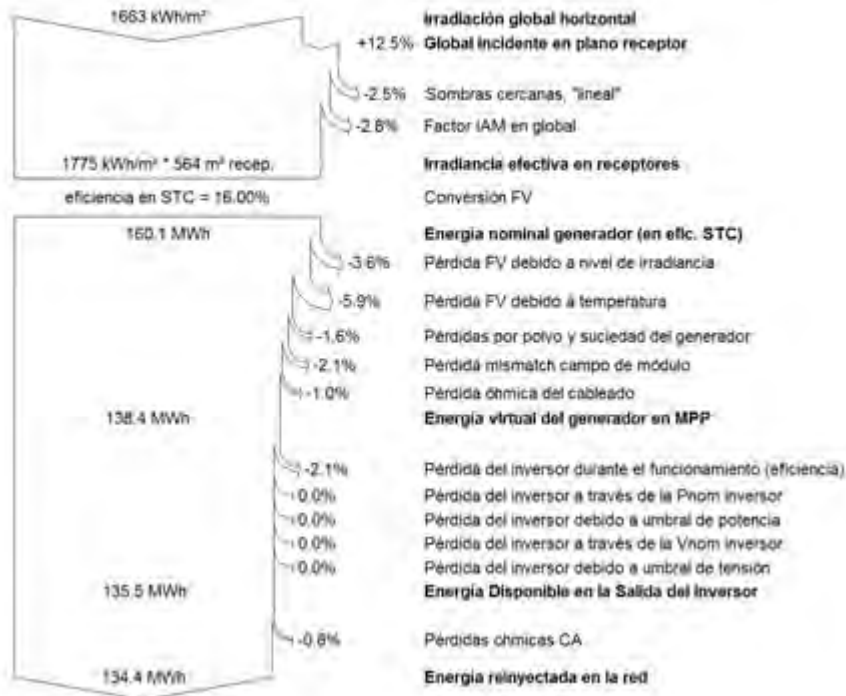
Para el cálculo de las pérdidas de cableado se tomará un valor estimado para estas instalaciones tipo siendo de un 1%. Por lo tanto, las pérdidas totales serán:

$$\text{Pérdidas totales} = 0\% + 5,125\% + 0\% + 1\% = \mathbf{6,125\%}$$

Este método de cálculo de las pérdidas es el utilizado por el software PVSYST para obtener el factor de rendimiento de la instalación que utilizaremos para analizar la producción energética.

A continuación, se muestra el diagrama de pérdidas detalladas del informe de PVSyst:

**Diagrama de pérdida durante todo el año**

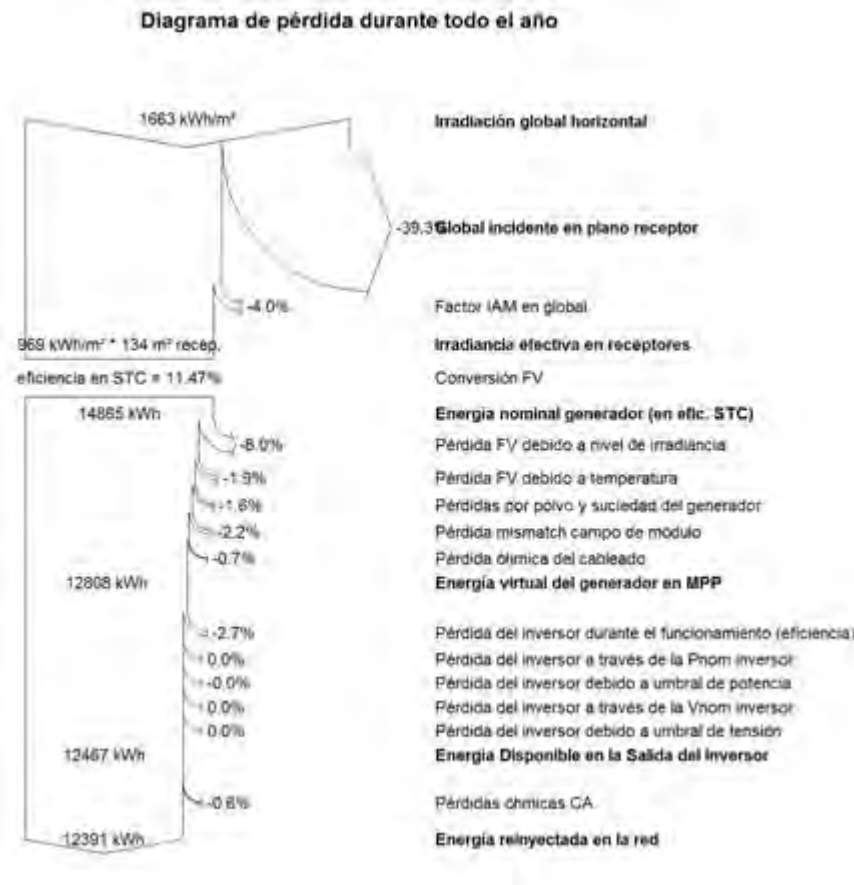


*Ilustración 11- Diagrama de pérdidas durante todo el año de la Cubierta.*

Para la fachada Oeste, la potencia pico recomendada por el fabricante para inversores de 15 kW es de 15,2-15,4 kWp. Por lo tanto corresponde a un rango de 15,2-15,4 kWp, mayor que la potencia pico por lo que no se tendrán en cuenta pérdidas por arranque de inversor.

$$\text{Pérdidas totales} = 42,65 \% + 0\% + 0\% + 1\% = \mathbf{43,65\%}$$

En el siguiente diagrama de pérdidas totales se observa una descripción de las pérdidas que se producen, siendo la mayor de ellas la de la irradiación global horizontal que se debe a la inclinación y orientación del módulo :



*Ilustración 12-Diagrama de Pérdidas Fachada Oeste (Fuente:PVSystem)*







## Capítulo 3 ESTUDIO ECONÓMICO

### 3.1 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado se justificará la rentabilidad del proyecto.

### 3.2 CURVA DE CONSUMO

Para el dimensionamiento de la planta se ha usado el perfil de carga hallado en el punto 2.3, de donde se observa la siguiente gráfica:

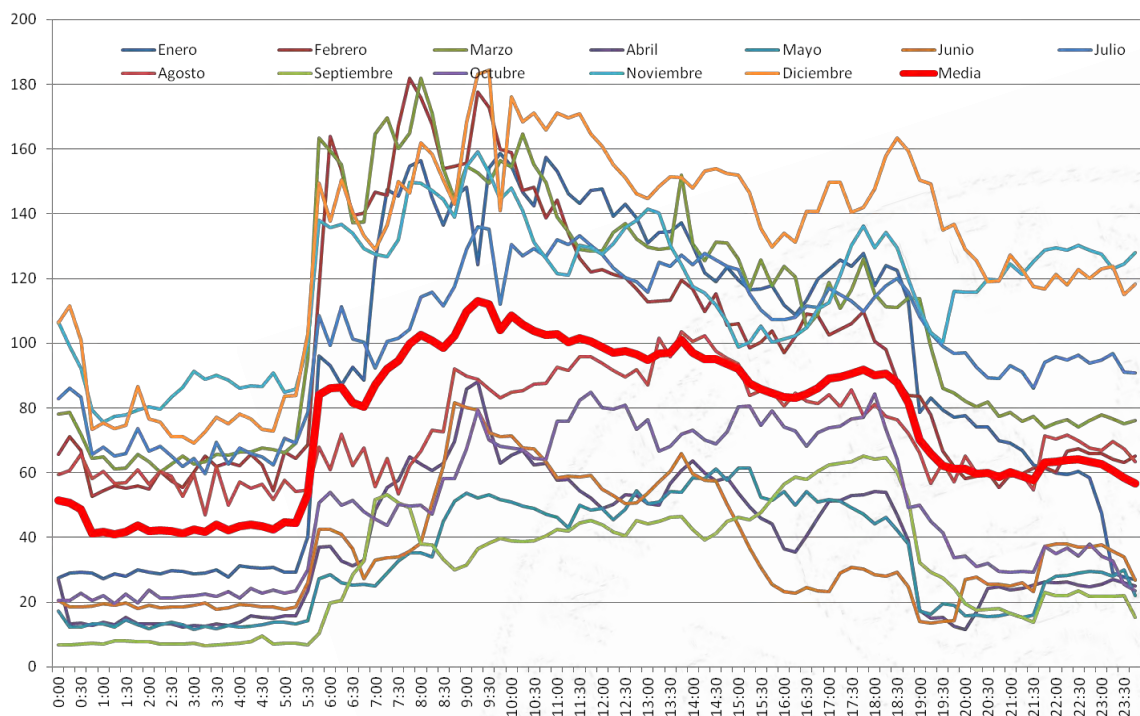


Figura 37- Perfil de carga consumida (Fuente: Elaboración Propia)



Para obtener un mejor rendimiento en instalaciones de autoconsumo energético, se ha buscado que el acoplamiento entre la curva de consumo y la de generación sea lo más alto posible. Cuando la producción energética no sea suficiente, la energía necesaria será inyectada desde la red de Baja Tensión a la que está conectada la instalación. En caso contrario, el excedente será inyectado a la red de la cual se podrá percibir un reembolso económico como venta de energía a mercado libre.

En la siguiente gráfica podemos observar la curva de generación (teniendo en cuenta la Cubierta y la Fachada Oeste) y de consumo anual según las horas:

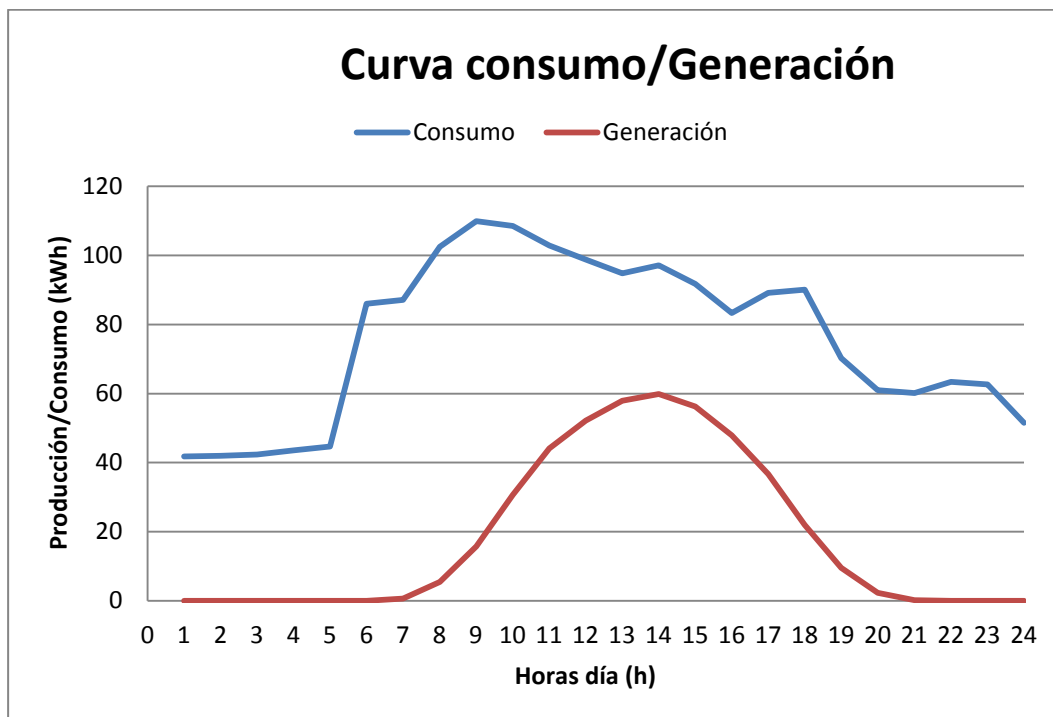


Figura 38- Curva de consumo y generación. (Fuente: Elaboración Propia)



---

### 3.3 ESTUDIO ECONÓMICO

---

Para realizar el estudio económico se han considerado los tramos horarios en los que se produce el consumo así como la tarifa contratada a la eléctrica, que se trata de una tarifa 3. 0.2 General, para potencias superiores a 15kW.

En la siguiente tabla, se encuentra el precio de la tarifa eléctrica según tramo horario. Las tarifas eléctricas para la península se dividen en: tarifa punta (PP) es la que se encuentra vigente en verano de 11 a 15h y en invierno de 18 a 22h; la tarifa llano (PLL), que en verano abarca desde las 8 a las 11h y desde las 15 hasta las 24h mientras que invierno lo hace desde las 8 a las 18h y desde las 22 a las 24h y la tarifa valle (PV) vigente en verano e invierno de 0 a 8h.

Tarifa Punta (PP)	13,278 c€/kwh
Tarifa Llano (PLL)	10,644 c€/kwh
Tarifa Valle (PV)	7,080 c€/kwh

*Tabla 13-Tabla resumen tarifas eléctricas (Fuente:comercializadora)*

Partiendo de la generación neta anteriormente obtenida, se ha dividido en generación en los distintos periodos tarifarios distinguiendo entre los meses de verano y de invierno. Dicho cálculo se ha realizado en hoja de cálculo de la que se detalla a continuación la producción estimada en los distintos años de vida útil de la planta.



Para la Cubierta obtendríamos:

Año	Producción anual INVIERNO PLL [kWh/año]	Producción anual VERANO PP [kWh/año]	Producción anual VERANO PLL [kWh/año]	Producción anual VERANO PV [kWh/año]
0   2014	7119,4	51308,4	35521,2	6189,3
1   2015	6977,0	50025,7	34633,2	6034,6
2   2016	6935,2	49675,5	34390,7	5992,3
3   2017	6893,6	49327,8	34150,0	5950,4
4   2018	6852,2	48982,5	33911,0	5908,7
5   2019	6811,1	48639,6	33673,6	5867,4
6   2020	6770,2	48299,1	33437,9	5826,3
7   2021	6729,6	47961,0	33203,8	5785,5
8   2022	6689,2	47625,3	32971,4	5745,0
9   2023	6649,1	47291,9	32740,6	5704,8
10   2024	6609,2	46960,9	32511,4	5664,9
11   2025	6569,5	46632,2	32283,8	5625,2
12   2026	6530,1	46305,7	32057,8	5585,8
13   2027	6490,9	45981,6	31833,4	5546,7
14   2028	6452,0	45659,7	31610,6	5507,9
15   2029	6413,3	45340,1	31389,3	5469,4
16   2030	6374,8	45022,7	31169,6	5431,1
17   2031	6336,5	44707,6	30951,4	5393,0
18   2032	6298,5	44394,6	30734,7	5355,3
19   2033	6260,7	44083,9	30519,6	5317,8
20   2034	6223,2	43775,3	30306,0	5280,6
21   2035	6185,8	43468,8	30093,8	5243,6
22   2036	6148,7	43164,6	29883,2	5206,9
23   2037	6111,8	42862,4	29674,0	5170,5
24   2038	6075,2	42562,4	29466,3	5134,3
25   2039	6038,7	42264,4	29260,0	5098,3

Tabla 14-Producción por periodos de la Cubierta. (Fuente: Elaboración Propia)



Para la Fachada Oeste obtenemos:

Año	Producción anual INVIERNO PLL [kWh/año]	Producción anual VERANO PP [kWh/año]	Producción anual VERANO PLL [kWh/año]	Producción anual VERANO PV [kWh/año]
0 2014	7119,4	7741,8	5373,7	941,2
1 2015	6977,0	7587,0	5266,3	922,3
2 2016	6935,2	7541,4	5234,7	916,8
3 2017	6893,6	7496,2	5203,2	911,3
4 2018	6852,2	7451,2	5172,0	905,8
5 2019	6811,1	7406,5	5141,0	900,4
6 2020	6770,2	7362,1	5110,1	895,0
7 2021	6729,6	7317,9	5079,5	889,6
8 2022	6689,2	7274,0	5049,0	884,3
9 2023	6649,1	7230,4	5018,7	879,0
10 2024	6609,2	7187,0	4988,6	873,7
11 2025	6569,5	7143,8	4958,7	868,5
12 2026	6530,1	7101,0	4928,9	863,3
13 2027	6490,9	7058,4	4899,3	858,1
14 2028	6452,0	7016,0	4869,9	852,9
15 2029	6413,3	6973,9	4840,7	847,8
16 2030	6374,8	6932,1	4811,7	842,7
17 2031	6336,5	6890,5	4782,8	837,7
18 2032	6298,5	6849,2	4754,1	832,6
19 2033	6260,7	6808,1	4725,6	827,6
20 2034	6223,2	6767,2	4697,2	822,7
21 2035	6185,8	6726,6	4669,1	817,7
22 2036	6148,7	6686,2	4641,0	812,8
23 2037	6111,8	6646,1	4613,2	808,0
24 2038	6075,2	6606,3	4585,5	803,1
25 2039	6038,7	6566,6	4558,0	798,3

Tabla 15-Producción Neta según periodo de la Fachada Oeste. (Fuente: Elaboración Propia)



### ***3.3.1 FLUJOS DE ENTRADA***

---

A partir de esta producción, se multiplica por la tarifa eléctrica del cliente en los distintos tramos tarifarios y se consideran esas cantidades como entradas del flujo de caja para en el análisis económico. No se trata de ingresos, sino que será lo que el usuario dejará de pagar a la distribuidora eléctrica; son ahorros.

Se ha estimado la subida de la tarifa eléctrica en 4% anual. Este valor no es excesivo puesto que se han dado subidas de hasta el 12% durante algunos de los últimos años.

### ***3.3.2 FLUJOS DE SALIDA***

---

El flujo de salidas estará compuesto por múltiples factores:

a. Operación y mantenimiento de la planta

Se ha fijado la operación y mantenimiento de la planta con un coste de 15€/kWp\*año, tratándose de un valor típico en el mantenimiento de plantas integradas en edificios. Esta cantidad, se ha afectado año a año por una subida del IPC del 2,5%.

\* El valor del IPC utilizado se ha obtenido promediando la subida de los últimos años desde la armonización europea de dicho índice.

b. Seguro

El seguro de la planta se ha fijado en 10€/kWp\*año y también se ha afectado por la subida del IPC.

c. Pago de la deuda

Se ha considerado para el estudio que la inversión será con el 100% de capital propio.

d. Peajes de respaldo



Para el caso del escenario B en el que se establecerán los peajes de respaldo se ha considerado un incremento de estos peajes de un 1%.

### 3.3.3 FLUJOS DE CAJA

Siendo el coste total de la instalación de 205.689,00€, se debe desglosar el coste de la Cubierta y el de la Fachada Oeste, siendo respectivamente: 167.739,00€ y 37.950,00€ como se refleja en el presupuesto.

Se estudiarán dos escenarios:

#### ESCENARIO A

Se encuadra en el marco legal actual, en el que no existen peajes de respaldo y se realiza el estudio para los 25 años de vida útil que se estima para la planta ya que el fabricante de módulos fotovoltaicos garantiza su producción de potencia durante este período. El flujo de caja será el siguiente:

Respecto a la inversión para la Fachada Oeste obtenemos:

Año	Entradas	Salidas	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0   2014			-37.950,00 €	-37.950,00 €
1   2015	2.548,20 €	379,50 €	2.168,70 €	-35.781,30 €
2   2016	2.634,23 €	388,99 €	2.245,24 €	-33.536,05 €
3   2017	2.723,16 €	398,71 €	2.324,45 €	-31.211,60 €
4   2018	2.815,10 €	408,68 €	2.406,42 €	-28.805,18 €
5   2019	2.910,13 €	418,90 €	2.491,24 €	-26.313,95 €
6   2020	3.008,38 €	429,37 €	2.579,01 €	-23.734,93 €
7   2021	3.109,94 €	440,10 €	2.669,84 €	-21.065,09 €
8   2022	3.214,94 €	451,11 €	2.763,83 €	-18.301,26 €
9   2023	3.323,47 €	462,38 €	2.861,09 €	-15.440,18 €
10   2024	3.435,67 €	473,94 €	2.961,73 €	-12.478,45 €
11   2025	3.551,66 €	485,79 €	3.065,87 €	-9.412,58 €
12   2026	3.671,56 €	497,94 €	3.173,63 €	-6.238,95 €
13   2027	3.795,52 €	510,39 €	3.285,13 €	-2.953,82 €
14   2028	3.923,65 €	523,14 €	3.400,51 €	446,69 €



15	2029	4.056,12 €	536,22 €	3.519,89 €	3.966,58 €
16	2030	4.193,05 €	549,63 €	3.643,42 €	7.610,00 €
17	2031	4.334,61 €	563,37 €	3.771,24 €	11.381,24 €
18	2032	4.480,94 €	577,45 €	3.903,49 €	15.284,73 €
19	2033	4.632,22 €	591,89 €	4.040,33 €	19.325,06 €
20	2034	4.788,60 €	606,69 €	4.181,92 €	23.506,98 €
21	2035	4.950,27 €	621,85 €	4.328,41 €	27.835,39 €
22	2036	5.117,39 €	637,40 €	4.479,99 €	32.315,38 €
23	2037	5.290,15 €	653,34 €	4.636,82 €	36.952,19 €
24	2038	5.468,75 €	669,67 €	4.799,08 €	41.751,27 €
25	2039	5.653,37 €	686,41 €	4.966,96 €	46.718,23 €

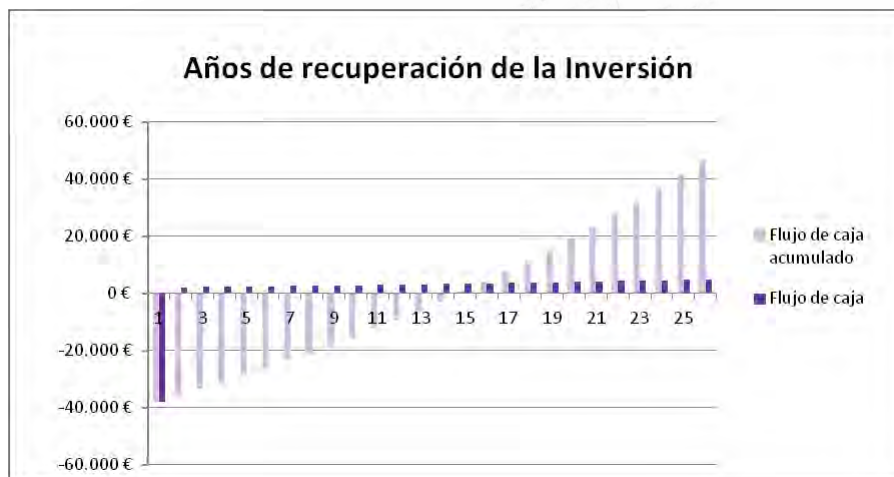
*Tabla 16- Flujos de caja Fachada Oeste. Escenario A. (Fuente: Elaboración Propia)*

A partir de dicho flujo de caja se han obtenido los valores más comunes indicativos de la rentabilidad de la inversión.

TIR	6,26%
Periodo de retorno de inversión	14

*Tabla 17-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia)*

Como se observa en la tabla anterior, el período de retorno de la inversión es de 14 años y la rentabilidad es de un 6,26%.



*Figura 39-Años de recuperación de la inversión. Fachada Oeste. Escenario A.*





Respecto a la inversión para la Cubierta obtenemos:

Año		Entradas	Salidas	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0	2014			-167.739,00 €	-167.739,00 €
1	2015	14.811,73 €	2.242,50 €	12.569,23 €	-155.169,77 €
2	2016	15.296,37 €	2.298,56 €	12.997,81 €	-142.171,96 €
3	2017	15.796,87 €	2.356,03 €	13.440,84 €	-128.731,12 €
4	2018	16.313,74 €	2.414,93 €	13.898,81 €	-114.832,31 €
5	2019	16.847,53 €	2.475,30 €	14.372,23 €	-100.460,08 €
6	2020	17.398,78 €	2.537,18 €	14.861,59 €	-85.598,49 €
7	2021	17.968,07 €	2.600,61 €	15.367,45 €	-70.231,03 €
8	2022	18.555,98 €	2.665,63 €	15.890,35 €	-54.340,68 €
9	2023	19.163,13 €	2.732,27 €	16.430,86 €	-37.909,82 €
10	2024	19.790,15 €	2.800,58 €	16.989,57 €	-20.920,24 €
11	2025	20.437,68 €	2.870,59 €	17.567,09 €	-3.353,15 €
12	2026	21.106,40 €	2.942,35 €	18.164,05 €	14.810,90 €
13	2027	21.797,01 €	3.015,91 €	18.781,09 €	33.592,00 €
14	2028	22.510,20 €	3.091,31 €	19.418,89 €	53.010,89 €
15	2029	23.246,74 €	3.168,59 €	20.078,14 €	73.089,03 €
16	2030	24.007,37 €	3.247,81 €	20.759,56 €	93.848,60 €
17	2031	24.792,89 €	3.329,00 €	21.463,89 €	115.312,49 €
18	2032	25.604,12 €	3.412,23 €	22.191,89 €	137.504,37 €
19	2033	26.441,88 €	3.497,53 €	22.944,35 €	160.448,72 €
20	2034	27.307,06 €	3.584,97 €	23.722,09 €	184.170,81 €
21	2035	28.200,55 €	3.674,60 €	24.525,95 €	208.696,76 €
22	2036	29.123,27 €	3.766,46 €	25.356,81 €	234.053,57 €
23	2037	30.076,18 €	3.860,62 €	26.215,56 €	260.269,13 €
24	2038	31.060,28 €	3.957,14 €	27.103,14 €	287.372,27 €
25	2039	32.076,57 €	4.056,07 €	28.020,50 €	315.392,77 €

Tabla 18- Flujos de Caja Cubierta .Escenario A (Fuente: Elaboración Propia)



A partir de dicho flujo de caja se han obtenido los valores más comunes indicativos de la rentabilidad de la inversión.

TIR	8,79%
Periodo de retorno de inversión	12

Tabla 19- Tabla Resumen Indicadores Económicos. (Fuente: Elaboración Propia)

Como se observa en la tabla anterior, el período de retorno de la inversión es de 12 años y la rentabilidad es de un 8,79%.

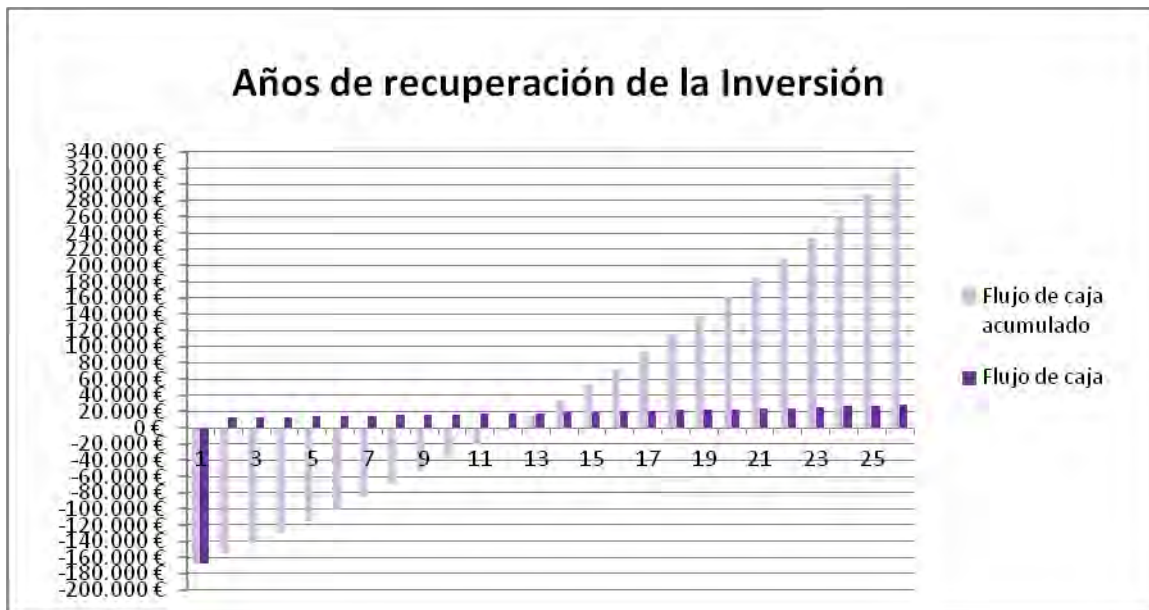


Figura 40- Años de recuperación de la Inversión. Cubierta. Escenario A.

(Fuente: elaboración Propia)

Estudiando la Inversión Total de las dos plantas obtenemos:



Año		Entradas	Salidas	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0	2014			-205.689,00 €	
1	2015	17.359,93 €	2.622,00 €	14.737,93 €	-205.689,00 €
2	2016	17.930,60 €	2.687,55 €	15.243,05 €	-190.951,07 €
3	2017	18.520,03 €	2.754,74 €	15.765,29 €	-175.708,01 €
4	2018	19.128,84 €	2.823,61 €	16.305,23 €	-159.942,72 €
5	2019	19.757,66 €	2.894,20 €	16.863,46 €	-143.637,49 €
6	2020	20.407,16 €	2.966,55 €	17.440,61 €	-126.774,03 €
7	2021	21.078,01 €	3.040,72 €	18.037,29 €	-109.333,42 €
8	2022	21.770,92 €	3.116,73 €	18.654,18 €	-91.296,13 €
9	2023	22.486,60 €	3.194,65 €	19.291,95 €	-72.641,94 €
10	2024	23.225,82 €	3.274,52 €	19.951,30 €	-53.349,99 €
11	2025	23.989,34 €	3.356,38 €	20.632,96 €	-33.398,69 €
12	2026	24.777,97 €	3.440,29 €	21.337,68 €	-12.765,73 €
13	2027	25.592,52 €	3.526,30 €	22.066,22 €	8.571,95 €
14	2028	26.433,86 €	3.614,46 €	22.819,40 €	30.638,18 €
15	2029	27.302,85 €	3.704,82 €	23.598,04 €	53.457,58 €
16	2030	28.200,42 €	3.797,44 €	24.402,98 €	77.055,62 €
17	2031	29.127,50 €	3.892,37 €	25.235,13 €	101.458,60 €
18	2032	30.085,06 €	3.989,68 €	26.095,38 €	126.693,73 €
19	2033	31.074,10 €	4.089,43 €	26.984,68 €	152.789,10 €
20	2034	32.095,67 €	4.191,66 €	27.904,01 €	179.773,78 €
21	2035	33.150,82 €	4.296,45 €	28.854,36 €	207.677,79 €
22	2036	34.240,66 €	4.403,86 €	29.836,80 €	236.532,15 €
23	2037	35.366,34 €	4.513,96 €	30.852,38 €	297.221,32 €
24	2038	36.529,02 €	4.626,81 €	31.902,21 €	329.123,54 €
25	2039	37.729,94 €	4.742,48 €	32.987,46 €	362.111,00 €

Tabla 20-Flujos de caja Inversión Total. Escenario A (Fuente: Elaboración propia)



A partir de dicho flujo de caja se han obtenido los valores más comunes indicativos de la rentabilidad de la inversión.

TIR	8,35%
Periodo de retorno de inversión	12

Tabla 21- Tabla Resumen Indicadores Económicos. (Fuente: Elaboración Propia)

Como se observa en la tabla anterior, el período de retorno de la inversión es de 12 años y la rentabilidad es de un 8,35%.

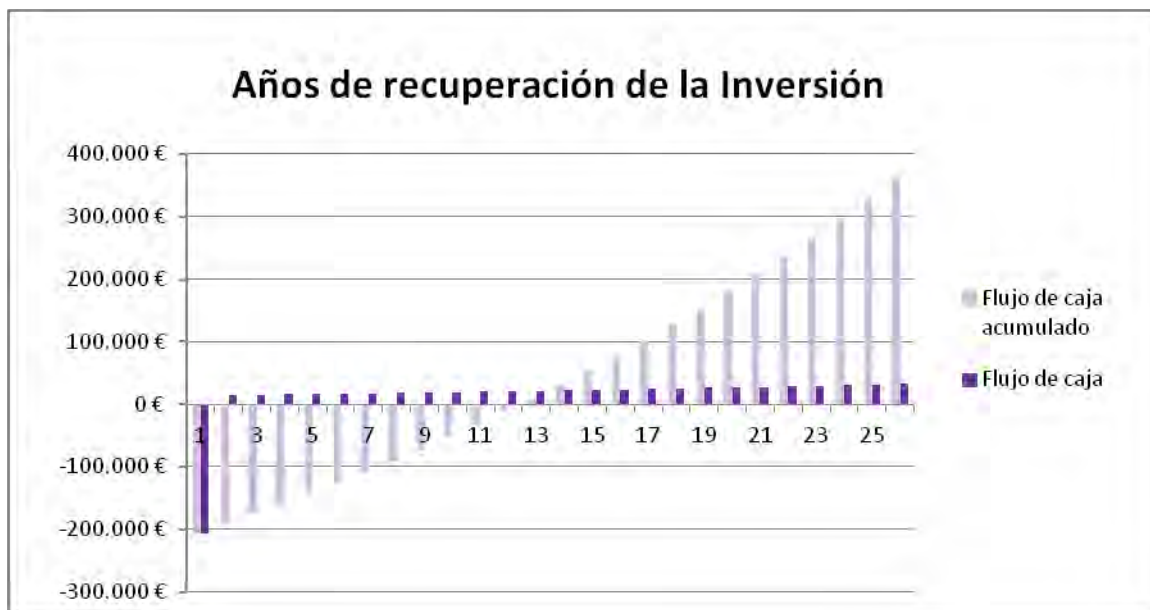


Figura 41- Años de recuperación de la inversión Total. Escenario A.

(Fuente: elaboración Propia)



Para una mejor comprensión del objetivo de la planta, se han tratado los datos para comparar los costes de generación de la planta con el coste eléctrico medio anual.

El coste medio de generación anual se ha obtenido dividiendo las salidas de caja cada año entre la producción estimada cada año. Las salidas consideradas para este cálculo son las detalladas en el punto anterior de esta memoria mas el coste de la instalación dividido entre los años de amortización elegidos, en nuestro caso 10 años.

Para la fachada Oeste se muestra a continuación la siguiente tabla:

Año		Coste medio generación anual	Coste medio eléctrico anual
1	2015	18,78 c€/kwh	11,45 c€/kwh
2	2016	18,94 c€/kwh	11,91 c€/kwh
3	2017	19,10 c€/kwh	12,38 c€/kwh
4	2018	19,26 c€/kwh	12,88 c€/kwh
5	2019	19,42 c€/kwh	13,40 c€/kwh
6	2020	19,59 c€/kwh	13,93 c€/kwh
7	2021	19,76 c€/kwh	14,49 c€/kwh
8	2022	19,93 c€/kwh	15,07 c€/kwh
9	2023	20,10 c€/kwh	15,67 c€/kwh
10	2024	20,28 c€/kwh	16,30 c€/kwh
11	2025	2,32 c€/kwh	16,95 c€/kwh
12	2026	2,39 c€/kwh	17,63 c€/kwh
13	2027	2,47 c€/kwh	18,33 c€/kwh
14	2028	2,55 c€/kwh	19,07 c€/kwh
15	2029	2,63 c€/kwh	19,83 c€/kwh
16	2030	2,71 c€/kwh	20,62 c€/kwh
17	2031	2,79 c€/kwh	21,45 c€/kwh
18	2032	2,88 c€/kwh	22,30 c€/kwh
19	2033	2,97 c€/kwh	23,20 c€/kwh
20	2034	3,06 c€/kwh	24,12 c€/kwh
21	2035	3,16 c€/kwh	25,09 c€/kwh



22	2036	3,25 c€/kwh	26,09 c€/kwh
23	2037	3,36 c€/kwh	27,14 c€/kwh
24	2038	3,46 c€/kwh	28,22 c€/kwh
25	2039	3,57 c€/kwh	29,35 c€/kwh

Tabla 22- Coste medio generación y eléctrico anual Fachada Oeste. Escenario A

(Fuente: Elaboración Propia)

Se observa que durante los 10 primeros años, el coste de generación es mucho más alto que el coste de la energía desde distribuidora. Una vez superado el periodo de amortización, el coste disminuye drásticamente siendo mucho más bajo que el coste de la energía de red.

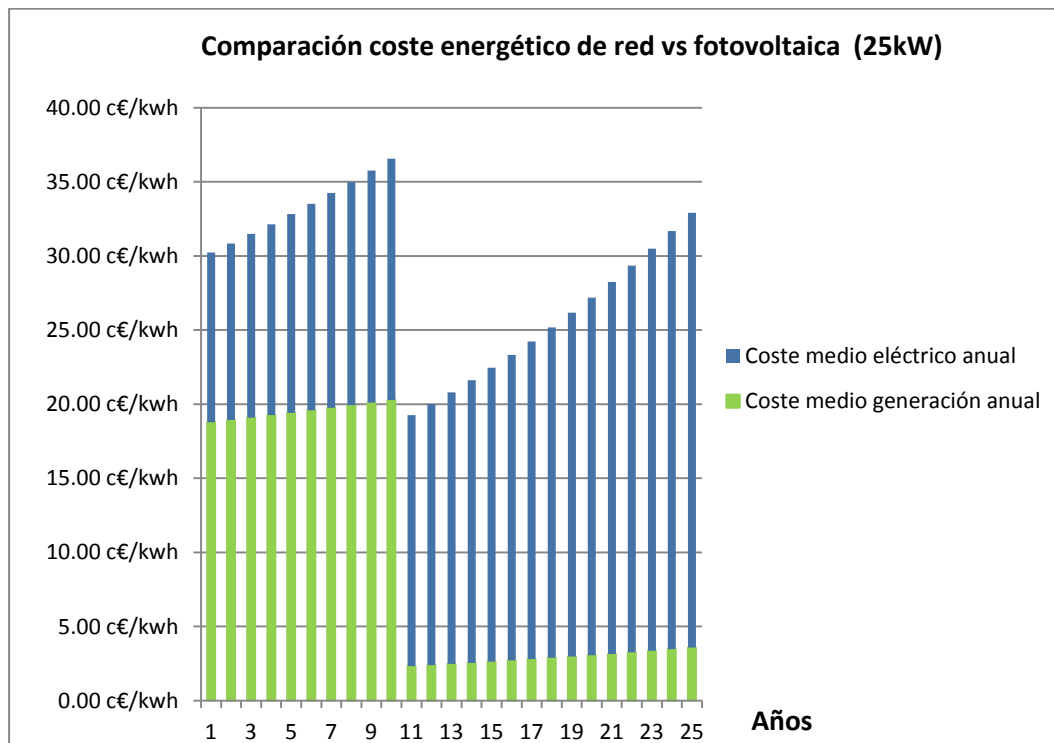


Figura 42- Comparación Coste Energética de red vs Fotovoltaica. Fachada Oeste

(Fuente: Elaboración Propia)



Asimismo se ha comparado el gasto anual que se tendrá con el sistema y el gasto anual que se tendría comprando la energía a la distribuidora, obteniéndose el ahorro año a año

Año		Gasto anual con sistema	Gasto anual con distribuidora	Ahorro anual
1	2015	4.174,50 €	2.544,62 €	- 1.629,88 €
2	2016	4.183,99 €	2.630,52 €	- 1.553,46 €
3	2017	4.193,71 €	2.719,33 €	- 1.474,38 €
4	2018	4.203,68 €	2.811,14 €	- 1.392,54 €
5	2019	4.213,90 €	2.906,04 €	- 1.307,86 €
6	2020	4.224,37 €	3.004,15 €	- 1.220,22 €
7	2021	4.235,10 €	3.105,57 €	- 1.129,54 €
8	2022	4.246,11 €	3.210,41 €	- 1.035,70 €
9	2023	4.257,38 €	3.318,79 €	- 938,59 €
10	2024	4.268,94 €	3.430,84 €	- 838,11 €
11	2025	485,79 €	3.546,66 €	3.060,87 €
12	2026	497,94 €	3.666,40 €	3.168,46 €
13	2027	510,39 €	3.790,18 €	3.279,79 €
14	2028	523,14 €	3.918,13 €	3.394,99 €
15	2029	536,22 €	4.050,41 €	3.514,18 €
16	2030	549,63 €	4.187,15 €	3.637,52 €
17	2031	563,37 €	4.328,51 €	3.765,14 €
18	2032	577,45 €	4.474,64 €	3.897,18 €
19	2033	591,89 €	4.625,70 €	4.033,81 €
20	2034	606,69 €	4.781,87 €	4.175,18 €
21	2035	621,85 €	4.943,30 €	4.321,45 €
22	2036	637,40 €	5.110,19 €	4.472,79 €
23	2037	653,34 €	5.282,71 €	4.629,37 €
24	2038	669,67 €	5.461,05 €	4.791,38 €
25	2039	686,41 €	5.645,42 €	4.959,00 €

Tabla 23-Gasto anual con sistema y distribuidora. Fachada Oeste. Escenario A

(Fuente: Elaboración Propia)



Figura 43-Ahorro anual y acumulado. Fachada Oeste. Escenario A.

(Fuente: Elaboración Propia)

Para la Cubierta se muestra a continuación la siguiente tabla:

Año		Coste medio generación anual	Coste medio eléctrico anual
1	2015	14,70 c€/kwh	11,45 c€/kwh
2	2016	14,85 c€/kwh	11,91 c€/kwh
3	2017	15,00 c€/kwh	12,38 c€/kwh
4	2018	15,15 c€/kwh	12,88 c€/kwh
5	2019	15,30 c€/kwh	13,40 c€/kwh
6	2020	15,46 c€/kwh	13,93 c€/kwh
7	2021	15,62 c€/kwh	14,49 c€/kwh
8	2022	15,79 c€/kwh	15,07 c€/kwh
9	2023	15,95 c€/kwh	15,67 c€/kwh
10	2024	16,12 c€/kwh	16,30 c€/kwh
11	2025	2,38 c€/kwh	16,95 c€/kwh
12	2026	2,46 c€/kwh	17,63 c€/kwh



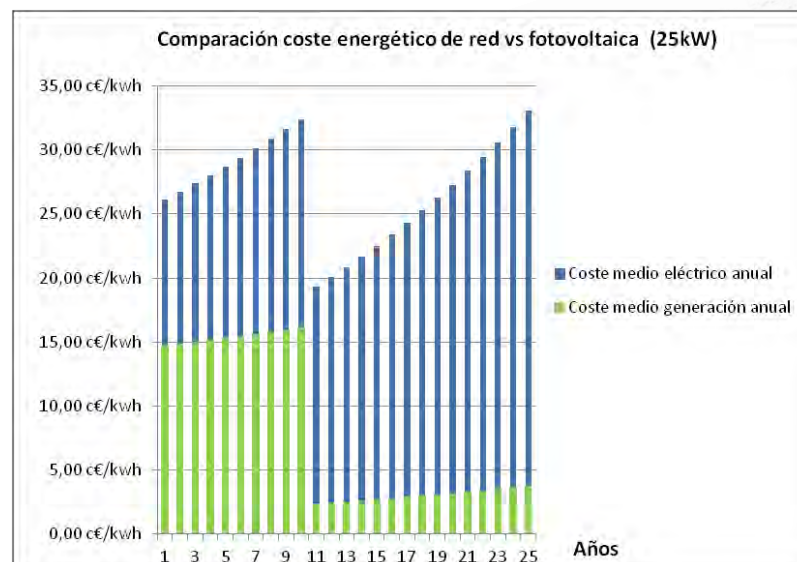


13	2027	2,54 c€/kwh	18,33 c€/kwh
14	2028	2,62 c€/kwh	19,07 c€/kwh
15	2029	2,70 c€/kwh	19,83 c€/kwh
16	2030	2,79 c€/kwh	20,62 c€/kwh
17	2031	2,88 c€/kwh	21,45 c€/kwh
18	2032	2,97 c€/kwh	22,30 c€/kwh
19	2033	3,07 c€/kwh	23,20 c€/kwh
20	2034	3,17 c€/kwh	24,12 c€/kwh
21	2035	3,27 c€/kwh	25,09 c€/kwh
22	2036	3,37 c€/kwh	26,09 c€/kwh
23	2037	3,48 c€/kwh	27,14 c€/kwh
24	2038	3,60 c€/kwh	28,22 c€/kwh
25	2039	3,71 c€/kwh	29,35 c€/kwh

*Tabla 24-Coste medio generación y eléctrico anual. Cubierta.. Escenario A*

*(Fuente: Elaboración Propia)*

Se observa que durante los 10 primeros años, el coste de generación es mucho más alto que el coste de la energía desde distribuidora. Una vez superado el periodo de amortización, el coste disminuye drásticamente siendo mucho más bajo que el coste de la energía de red.



*Figura 44- Comparación coste energético de red vs fotovoltaica. Cubierta.. Escenario A*



Asimismo se ha comparado el gasto anual que se tendrá con el sistema y el gasto anual que se tendría comprando la energía con la distribuidora, obteniéndose el ahorro año a año.

Año		Gasto anual con sistema	Gasto anual con distribuidora	Ahorro anual
1	2015	19.016,40 €	14.811,73 €	- 4.204,67 €
2	2016	19.072,46 €	15.296,37 €	- 3.776,09 €
3	2017	19.129,93 €	15.796,87 €	- 3.333,06 €
4	2018	19.188,83 €	16.313,74 €	- 2.875,09 €
5	2019	19.249,20 €	16.847,53 €	- 2.401,67 €
6	2020	19.311,08 €	17.398,78 €	- 1.912,31 €
7	2021	19.374,51 €	17.968,07 €	- 1.406,45 €
8	2022	19.439,53 €	18.555,98 €	- 883,55 €
9	2023	19.506,17 €	19.163,13 €	- 343,04 €
10	2024	19.574,48 €	19.790,15 €	215,67 €
11	2025	2.870,59 €	20.437,68 €	17.567,09 €
12	2026	2.942,35 €	21.106,40 €	18.164,05 €
13	2027	3.015,91 €	21.797,01 €	18.781,09 €
14	2028	3.091,31 €	22.510,20 €	19.418,89 €
15	2029	3.168,59 €	23.246,74 €	20.078,14 €
16	2030	3.247,81 €	24.007,37 €	20.759,56 €
17	2031	3.329,00 €	24.792,89 €	21.463,89 €
18	2032	3.412,23 €	25.604,12 €	22.191,89 €
19	2033	3.497,53 €	26.441,88 €	22.944,35 €
20	2034	3.584,97 €	27.307,06 €	23.722,09 €
21	2035	3.674,60 €	28.200,55 €	24.525,95 €
22	2036	3.766,46 €	29.123,27 €	25.356,81 €
23	2037	3.860,62 €	30.076,18 €	26.215,56 €
24	2038	3.957,14 €	31.060,28 €	27.103,14 €
25	2039	4.056,07 €	32.076,57 €	28.020,50 €

Tabla 25-Gasto anual con sistema y con distribuidora. Cubierta Escenario A

(Fuente: Elaboración Propia)



*Figura 45- Ahorro anual y acumulado. Cubierta.. Escenario A*

*(Fuente: Elaboración Propia)*

Para la Inversión Total, teniendo en cuenta la dos plantas se muestra a continuación la siguiente tabla:

Año		Coste medio generación anual	Coste medio eléctrico anual
1	2015	28,88 c€/kwh	11,45 c€/kwh
2	2016	29,35 c€/kwh	11,91 c€/kwh
3	2017	29,83 c€/kwh	12,38 c€/kwh
4	2018	30,33 c€/kwh	12,88 c€/kwh
5	2019	30,83 c€/kwh	13,40 c€/kwh
6	2020	31,36 c€/kwh	13,93 c€/kwh
7	2021	31,89 c€/kwh	14,49 c€/kwh
8	2022	32,44 c€/kwh	15,07 c€/kwh
9	2023	33,00 c€/kwh	15,67 c€/kwh
10	2024	33,58 c€/kwh	16,30 c€/kwh
11	2025	16,04 c€/kwh	16,95 c€/kwh

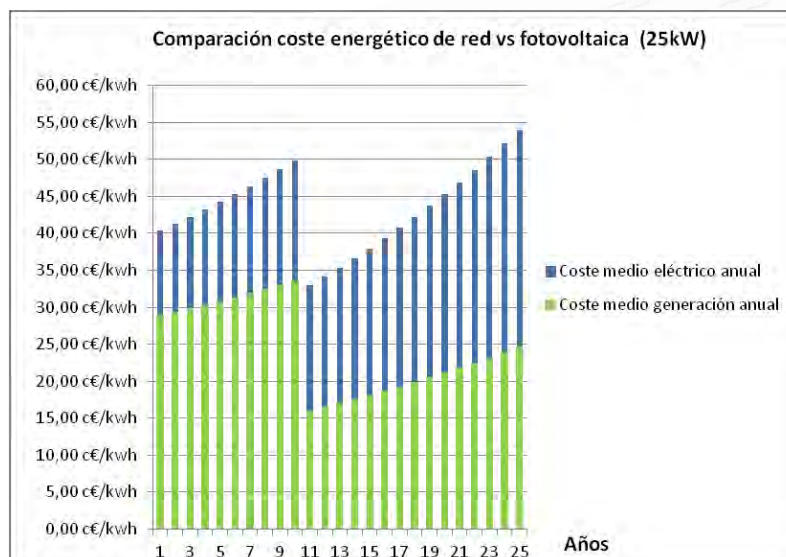


12	2026	16,54 c€/kwh	17,63 c€/kwh
13	2027	17,06 c€/kwh	18,33 c€/kwh
14	2028	17,59 c€/kwh	19,07 c€/kwh
15	2029	18,14 c€/kwh	19,83 c€/kwh
16	2030	18,70 c€/kwh	20,62 c€/kwh
17	2031	19,29 c€/kwh	21,45 c€/kwh
18	2032	19,89 c€/kwh	22,30 c€/kwh
19	2033	20,51 c€/kwh	23,20 c€/kwh
20	2034	21,15 c€/kwh	24,12 c€/kwh
21	2035	21,81 c€/kwh	25,09 c€/kwh
22	2036	22,49 c€/kwh	26,09 c€/kwh
23	2037	23,19 c€/kwh	27,14 c€/kwh
24	2038	23,91 c€/kwh	28,22 c€/kwh
25	2039	24,66 c€/kwh	29,35 c€/kwh

*Tabla 26-Coste medio generación y eléctrico anual. Inversión total. Escenario A*

*(Fuente: Elaboración Propia)*

Se observa que durante los 10 primeros años, el coste de generación es mucho más alto que el coste de la energía desde distribuidora. Una vez superado el periodo de amortización, el coste disminuye drásticamente siendo mucho más bajo que el coste de la energía de red.



*Figura 46- Comparación Coste Energética de red vs Fotovoltaica. Inversión Total.*

*(Fuente: Elaboración Propia)*



Asimismo se ha comparado el gasto anual que se tendrá con el sistema y el gasto anual que se tendría comprando la energía con la distribuidora, obteniéndose el ahorro año a año.

Año		Gasto anual con sistema	Gasto anual con distribuidora	Ahorro anual
1	2015	10.591,50 €	5.089,24 €	- 5.502,26 €
2	2016	10.666,54 €	5.261,05 €	- 5.405,49 €
3	2017	10.743,45 €	5.438,66 €	- 5.304,79 €
4	2018	10.822,29 €	5.622,27 €	- 5.200,02 €
5	2019	10.903,09 €	5.812,08 €	- 5.091,02 €
6	2020	10.985,92 €	6.008,29 €	- 4.977,63 €
7	2021	11.070,82 €	6.211,13 €	- 4.859,69 €
8	2022	11.157,84 €	6.420,82 €	- 4.737,02 €
9	2023	11.247,04 €	6.637,59 €	- 4.609,45 €
10	2024	11.338,46 €	6.861,67 €	- 4.476,79 €
11	2025	3.842,17 €	7.093,32 €	3.251,15 €
12	2026	3.938,23 €	7.332,80 €	3.394,57 €
13	2027	4.036,68 €	7.580,35 €	3.543,67 €
14	2028	4.137,60 €	7.836,26 €	3.698,66 €
15	2029	4.241,04 €	8.100,82 €	3.859,77 €
16	2030	4.347,07 €	8.374,30 €	4.027,23 €
17	2031	4.455,74 €	8.657,01 €	4.201,27 €
18	2032	4.567,14 €	8.949,28 €	4.382,14 €
19	2033	4.681,32 €	9.251,40 €	4.570,09 €
20	2034	4.798,35 €	9.563,73 €	4.765,38 €
21	2035	4.918,31 €	9.886,60 €	4.968,30 €
22	2036	5.041,26 €	10.220,37 €	5.179,11 €
23	2037	5.167,30 €	10.565,41 €	5.398,12 €
24	2038	5.296,48 €	10.922,10 €	5.625,62 €
25	2039	5.428,89 €	11.290,83 €	5.861,94 €

Tabla 27-Gasto anual con sistema y con distribuidora. Inversión total. Escenario A

(Fuente: Elaboración Propia)

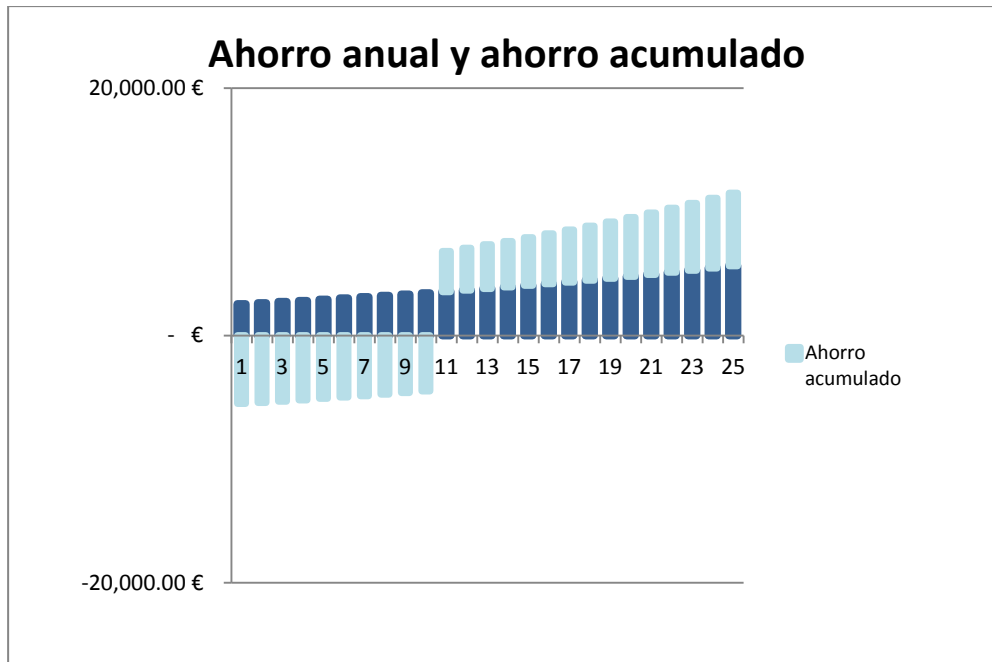


Figura 47- Ahorro anual y acumulado. Inversión total. Escenario A

(Fuente: Elaboración Propia)

## ESCENARIO B

Se encuadra bajo el borrador del Real Decreto 009/2013 en el que se establecen unos peajes de respaldo. En la siguiente tabla se muestran los peajes de respaldo según tarifa horaria:

Peaje Punta (PP)	4,060 c€/kwh
Peaje Llano (PLL)	2,595 c€/kwh
Peaje Valle (PV)	0,927 c€/kwh

Tabla 28- Peajes de respaldo

Se ha realiza el estudio para los 25 años de ida que tiene una instalación de este tipo, siendo el flujo de caja el siguiente:



Respecto a la inversión para la Fachada Oeste obtenemos:

Año	Entradas	Salidas	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	
0	2014			-37.950,00 €	-37.950,00 €
1	2015	2.703,89 €	379,50 €	2.324,39 €	-35.625,61 €
2	2016	2.721,60 €	388,99 €	2.332,61 €	-33.293,00 €
3	2017	2.739,47 €	398,71 €	2.340,76 €	-30.952,24 €
4	2018	2.757,52 €	408,68 €	2.348,84 €	-28.603,40 €
5	2019	2.775,73 €	418,90 €	2.356,84 €	-26.246,56 €
6	2020	2.794,13 €	429,37 €	2.364,76 €	-23.881,81 €
7	2021	2.812,69 €	440,10 €	2.372,59 €	-21.509,22 €
8	2022	2.831,44 €	451,11 €	2.380,33 €	-19.128,89 €
9	2023	2.850,36 €	462,38 €	2.387,98 €	-16.740,91 €
10	2024	2.869,47 €	473,94 €	2.395,52 €	-14.345,39 €
11	2025	2.888,76 €	485,79 €	2.402,97 €	-11.942,42 €
12	2026	2.908,24 €	497,94 €	2.410,30 €	-9.532,12 €
13	2027	2.927,91 €	510,39 €	2.417,52 €	-7.114,60 €
14	2028	2.947,76 €	523,14 €	2.424,62 €	-4.689,98 €
15	2029	2.967,82 €	536,22 €	2.431,59 €	-2.258,39 €
16	2030	2.988,07 €	549,63 €	2.438,44 €	180,05 €
17	2031	3.008,51 €	563,37 €	2.445,14 €	2.625,19 €
18	2032	3.029,16 €	577,45 €	2.451,71 €	5.076,90 €
19	2033	3.050,01 €	591,89 €	2.458,12 €	7.535,02 €
20	2034	3.071,07 €	606,69 €	2.464,38 €	9.999,40 €
21	2035	3.092,34 €	621,85 €	2.470,48 €	12.469,89 €
22	2036	3.113,81 €	637,40 €	2.476,41 €	14.946,30 €
23	2037	3.135,51 €	653,34 €	2.482,17 €	17.428,47 €
24	2038	3.157,41 €	669,67 €	2.487,74 €	19.916,21 €
25	2039	3.179,54 €	686,41 €	2.493,13 €	22.409,34 €

Tabla 29-Flujos de caja. Fachada Oeste. Escenario B. (Fuente: Elaboración Propia)



A partir de dicho flujo de caja se han obtenido los valores más comunes indicativos de la rentabilidad de la inversión.

TIR	3,89%
Periodo de retorno de inversión	16

Tabla 30-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia)

Como se observa en la tabla anterior, el período de retorno de la inversión es de 16 años y la rentabilidad es de un 3,89%. Es una rentabilidad muy baja pero como se ha comentado varias veces ha primado el factor estético y vanguardista.

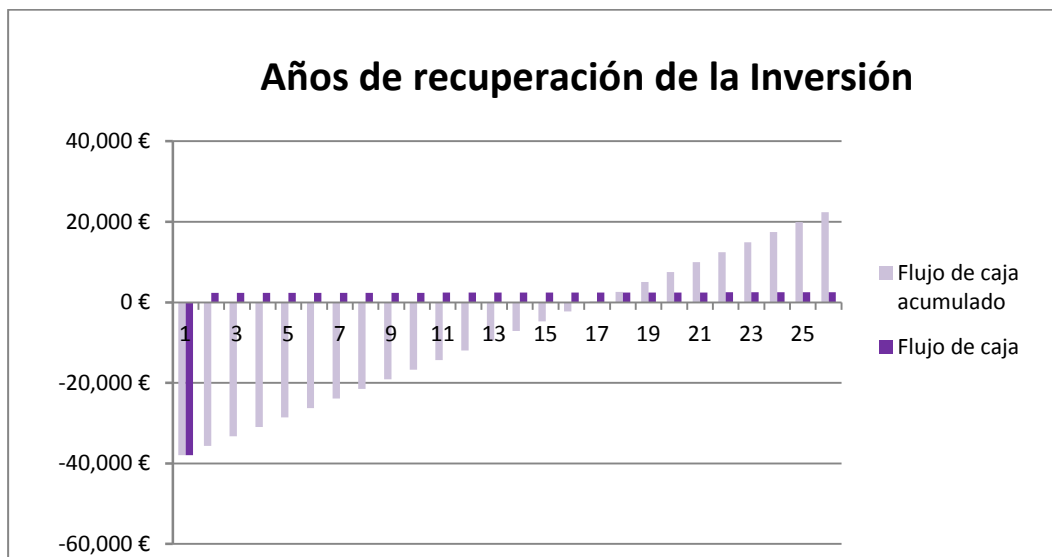


Figura 48- Años de recuperación de la Inversión. Fachada Oeste. Escenario B.

(Fuente: Elaboración Propia)





Respecto a la inversión para la Cubierta obtenemos:

Año	Entradas	Salidas	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	
0	2014			-167.739,00 €	-167.739,00 €
1	2015	15.738,83 €	2.242,50 €	13.496,33 €	-154.242,67 €
2	2016	15.825,96 €	2.298,56 €	13.527,40 €	-140.715,28 €
3	2017	15.913,88 €	2.356,03 €	13.557,85 €	-127.157,43 €
4	2018	16.002,59 €	2.414,93 €	13.587,66 €	-113.569,77 €
5	2019	16.092,10 €	2.475,30 €	13.616,80 €	-99.952,97 €
6	2020	16.182,42 €	2.537,18 €	13.645,23 €	-86.307,74 €
7	2021	16.273,56 €	2.600,61 €	13.672,94 €	-72.634,80 €
8	2022	16.365,53 €	2.665,63 €	13.699,90 €	-58.934,90 €
9	2023	16.458,33 €	2.732,27 €	13.726,07 €	-45.208,83 €
10	2024	16.551,99 €	2.800,58 €	13.751,42 €	-31.457,42 €
11	2025	16.646,51 €	2.870,59 €	13.775,92 €	-17.681,50 €
12	2026	16.741,89 €	2.942,35 €	13.799,54 €	-3.881,96 €
13	2027	16.838,16 €	3.015,91 €	13.822,24 €	9.940,29 €
14	2028	16.935,31 €	3.091,31 €	13.844,00 €	23.784,29 €
15	2029	17.033,36 €	3.168,59 €	13.864,77 €	37.649,05 €
16	2030	17.132,33 €	3.247,81 €	13.884,52 €	51.533,57 €
17	2031	17.232,21 €	3.329,00 €	13.903,20 €	65.436,78 €
18	2032	17.333,02 €	3.412,23 €	13.920,79 €	79.357,57 €
19	2033	17.434,78 €	3.497,53 €	13.937,25 €	93.294,82 €
20	2034	17.537,49 €	3.584,97 €	13.952,52 €	107.247,34 €
21	2035	17.641,17 €	3.674,60 €	13.966,57 €	121.213,91 €
22	2036	17.745,82 €	3.766,46 €	13.979,36 €	135.193,27 €
23	2037	17.851,46 €	3.860,62 €	13.990,84 €	149.184,11 €
24	2038	17.958,10 €	3.957,14 €	14.000,96 €	163.185,07 €
25	2039	18.065,75 €	4.056,07 €	14.009,68 €	177.194,75 €

Tabla 31-Flujos de caja. Fachada Oeste. Escenario B. (Fuente: Elaboración Propia)



A partir de dicho flujo de caja se han obtenido los valores más comunes indicativos de la rentabilidad de la inversión.

TIR	6,48%
Periodo de retorno de inversión	13

Tabla 32-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia)

Como se observa en la tabla anterior, el período de retorno de la inversión es de 13 años y la rentabilidad es de un 6,48%. Es una rentabilidad baja, que se ve muy afectada por la introducción de los peajes de respaldo.

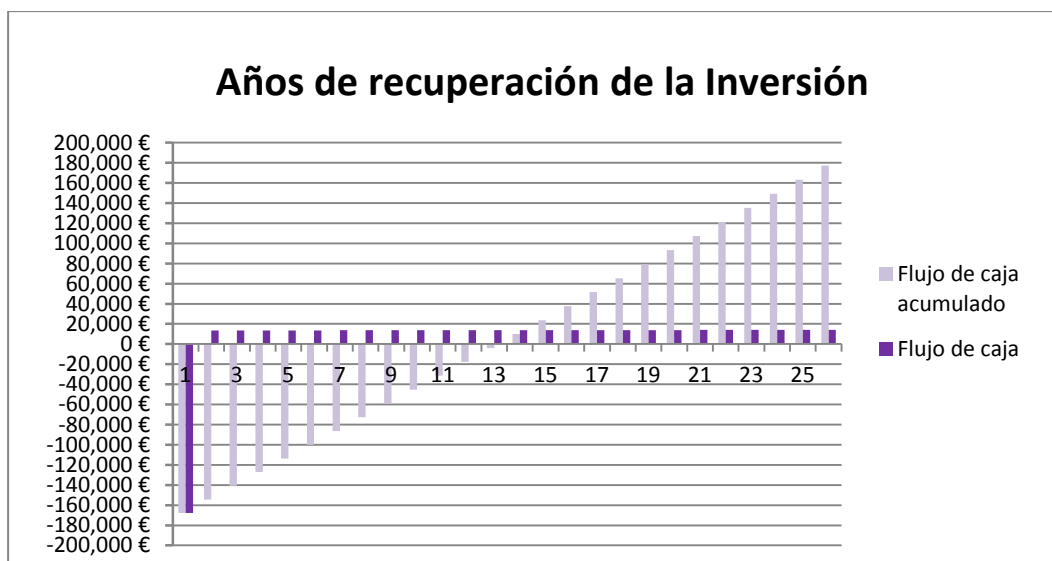


Figura 49- Años de recuperación de la Inversión. Cubierta. Escenario B.

(Fuente: Elaboración Propia)



Respecto a la inversión Total obtenemos:

Año	Entradas	Salidas	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	
0	2014			-205.689,00 €	-205.689,00 €
1	2015	18.442,72 €	2.622,00 €	15.820,72 €	-189.868,28 €
2	2016	18.547,56 €	2.687,55 €	15.860,01 €	-174.008,28 €
3	2017	18.653,35 €	2.754,74 €	15.898,61 €	-158.109,67 €
4	2018	18.760,10 €	2.823,61 €	15.936,50 €	-142.173,17 €
5	2019	18.867,83 €	2.894,20 €	15.973,63 €	-126.199,54 €
6	2020	18.976,54 €	2.966,55 €	16.009,99 €	-110.189,55 €
7	2021	19.086,25 €	3.040,72 €	16.045,53 €	-94.144,02 €
8	2022	19.196,96 €	3.116,73 €	16.080,23 €	-78.063,79 €
9	2023	19.308,70 €	3.194,65 €	16.114,04 €	-61.949,75 €
10	2024	19.421,46 €	3.274,52 €	16.146,94 €	-45.802,80 €
11	2025	19.535,27 €	3.356,38 €	16.178,89 €	-29.623,92 €
12	2026	19.650,13 €	3.440,29 €	16.209,84 €	-13.414,08 €
13	2027	19.766,06 €	3.526,30 €	16.239,76 €	2.825,68 €
14	2028	19.883,07 €	3.614,46 €	16.268,62 €	19.094,30 €
15	2029	20.001,18 €	3.704,82 €	16.296,36 €	35.390,66 €
16	2030	20.120,39 €	3.797,44 €	16.322,95 €	51.713,62 €
17	2031	20.240,72 €	3.892,37 €	16.348,35 €	68.061,97 €
18	2032	20.362,19 €	3.989,68 €	16.372,50 €	84.434,47 €
19	2033	20.484,80 €	4.089,43 €	16.395,37 €	100.829,84 €
20	2034	20.608,56 €	4.191,66 €	16.416,90 €	117.246,74 €
21	2035	20.733,51 €	4.296,45 €	16.437,05 €	133.683,80 €
22	2036	20.859,64 €	4.403,86 €	16.455,77 €	150.139,57 €
23	2037	20.986,97 €	4.513,96 €	16.473,01 €	166.612,58 €
24	2038	21.115,51 €	4.626,81 €	16.488,70 €	183.101,28 €
25	2039	21.245,29 €	4.742,48 €	16.502,81 €	199.604,09 €

Tabla 33-Flujos de caja. Cubierta. Escenario B. (Fuente: Elaboración Propia)



A partir de dicho flujo de caja se han obtenido los valores más comunes indicativos de la rentabilidad de la inversión.

TIR	6,02%
Periodo de retorno de inversión	13

Tabla 34-Tabla resumen Indicadores (Fuente: Elaboración Propia)

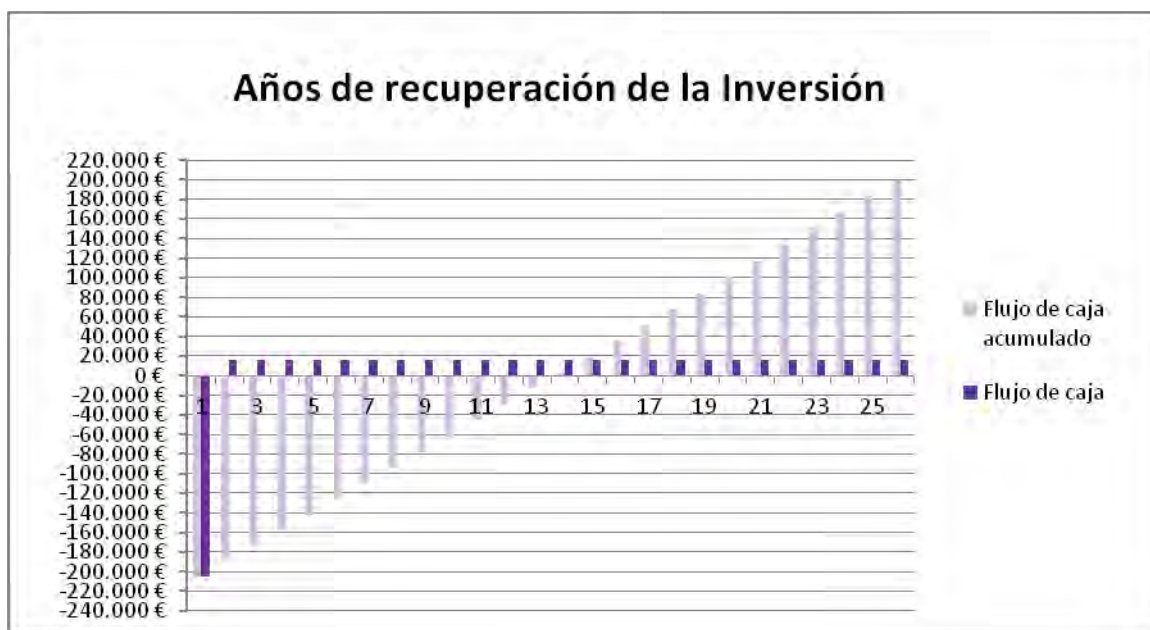


Figura 50- Años de recuperación de la inversión Total. Escenario B.

(Fuente: Elaboración propia)

Como se observa en la tabla anterior, el período de retorno de la inversión es de 13 años y la rentabilidad es de un 6,02%. Una vez más, se observa como los peajes de respaldo reducen considerablemente la rentabilidad de la inversión.

Para una mejor comprensión del objetivo de la planta, se han tratado los datos para comparar los costes de generación de la planta con el coste eléctrico medio anual.

El coste medio de generación anual se ha obtenido dividiendo las salidas de caja cada año entre la producción estimada cada año. Las salidas



consideradas para este cálculo son las detalladas en el punto anterior de esta memoria mas el coste de la instalación dividido entre los años de amortización elegidos, en nuestro caso 10 años.

Para la fachada Oeste se muestra a continuación la siguiente tabla:

Año		Coste medio generación anual	Coste medio eléctrico anual
1	2015	20,41 c€/kwh	11,42 c€/kwh
2	2016	20,58 c€/kwh	11,53 c€/kwh
3	2017	20,76 c€/kwh	11,65 c€/kwh
4	2018	20,93 c€/kwh	11,76 c€/kwh
5	2019	21,11 c€/kwh	11,88 c€/kwh
6	2020	21,29 c€/kwh	12,00 c€/kwh
7	2021	21,47 c€/kwh	12,12 c€/kwh
8	2022	21,66 c€/kwh	12,24 c€/kwh
9	2023	21,85 c€/kwh	12,36 c€/kwh
10	2024	22,04 c€/kwh	12,49 c€/kwh
11	2025	2,52 c€/kwh	12,61 c€/kwh
12	2026	2,60 c€/kwh	12,74 c€/kwh
13	2027	2,68 c€/kwh	12,86 c€/kwh
14	2028	2,77 c€/kwh	12,99 c€/kwh
15	2029	2,85 c€/kwh	13,12 c€/kwh
16	2030	2,94 c€/kwh	13,25 c€/kwh
17	2031	3,03 c€/kwh	13,39 c€/kwh
18	2032	3,13 c€/kwh	13,52 c€/kwh
19	2033	3,23 c€/kwh	13,66 c€/kwh
20	2034	3,33 c€/kwh	13,79 c€/kwh
21	2035	3,43 c€/kwh	13,93 c€/kwh
22	2036	3,54 c€/kwh	14,07 c€/kwh
23	2037	3,65 c€/kwh	14,21 c€/kwh
24	2038	3,76 c€/kwh	14,35 c€/kwh
25	2039	3,88 c€/kwh	14,50 c€/kwh

Tabla 35- Coste medio generación y eléctrico anual Fachada Oeste. Escenario B

. (Fuente: Elaboración Propia)



Se observa que durante los 10 primeros años, el coste de generación es mucho más alto que el coste de la energía desde distribuidora. Una vez superado el periodo de amortización, el coste disminuye drásticamente siendo mucho más bajo que el coste de la energía de red.

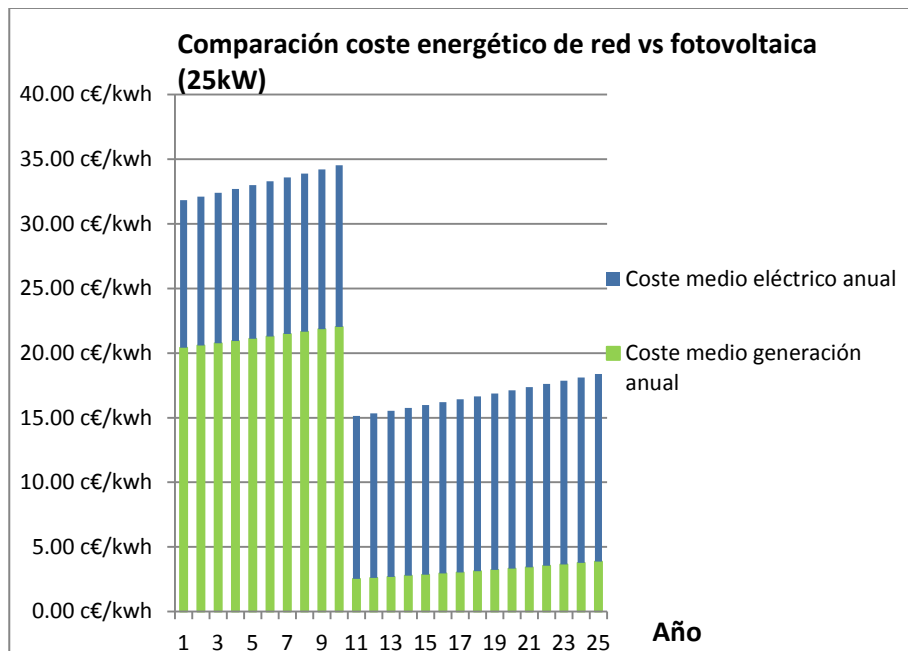


Figura 51- Comparación Coste energético de la red vs fotovoltaica. Fachada Oeste. Escenario B  
(Fuente Elaboración Propia)

Asimismo se ha comparado el gasto anual que se tendrá con el sistema y el gasto anual que se tendría comprando la energía a la distribuidora, obteniéndose el ahorro año a año

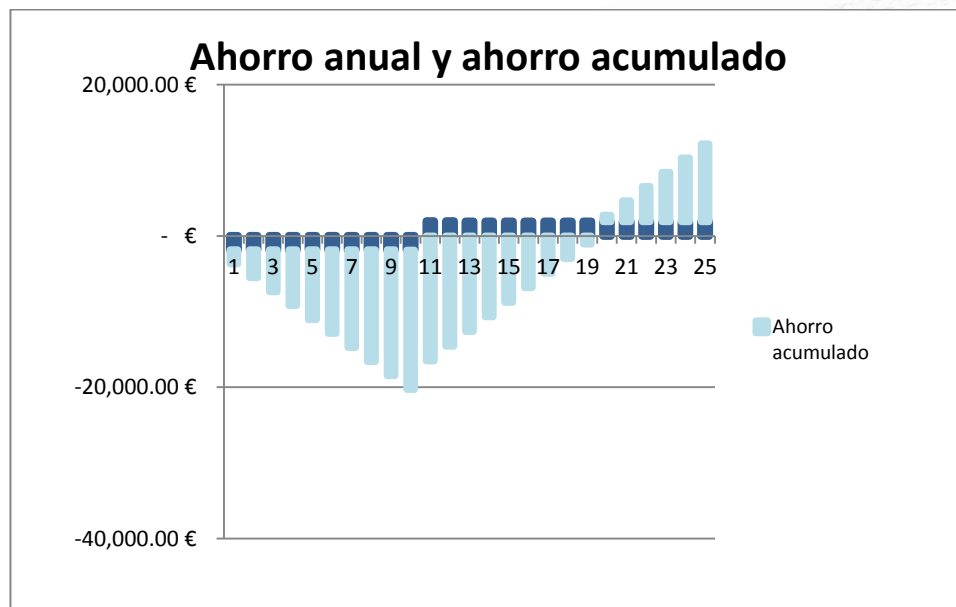
Año		Gasto anual con sistema	Gasto anual con distribuidora	Ahorro anual
1	2015	4.174,50 €	2.334,57 €	- 1.839,93 €
2	2016	4.183,99 €	2.343,77 €	- 1.840,22 €
3	2017	4.193,71 €	2.353,01 €	- 1.840,71 €
4	2018	4.203,68 €	2.362,28 €	- 1.841,40 €
5	2019	4.213,90 €	2.371,58 €	- 1.842,31 €
6	2020	4.224,37 €	2.380,93 €	- 1.843,44 €
7	2021	4.235,10 €	2.390,31 €	- 1.844,80 €



8	2022	4.246,11 €	2.399,73 €	- 1.846,38 €
9	2023	4.257,38 €	2.409,18 €	- 1.848,20 €
10	2024	4.268,94 €	2.418,67 €	- 1.850,27 €
11	2025	485,79 €	2.428,20 €	1.942,41 €
12	2026	497,94 €	2.437,77 €	1.939,83 €
13	2027	510,39 €	2.447,37 €	1.936,99 €
14	2028	523,14 €	2.457,02 €	1.933,87 €
15	2029	536,22 €	2.466,70 €	1.930,47 €
16	2030	549,63 €	2.476,42 €	1.926,79 €
17	2031	563,37 €	2.486,17 €	1.922,80 €
18	2032	577,45 €	2.495,97 €	1.918,52 €
19	2033	591,89 €	2.505,80 €	1.913,91 €
20	2034	606,69 €	2.515,68 €	1.908,99 €
21	2035	621,85 €	2.525,59 €	1.903,73 €
22	2036	637,40 €	2.535,54 €	1.898,14 €
23	2037	653,34 €	2.545,53 €	1.892,19 €
24	2038	669,67 €	2.555,56 €	1.885,89 €
25	2039	686,41 €	2.565,63 €	1.879,22 €

*Tabla 36-Gasto anual con sistema y distribuidora. Fachada Oeste. Escenario B*

*(Fuente: Elaboración Propia)*



*Figura 52-Ahorro Anual y ahorro acumulado. Fachada Oeste. Escenario B.*

*(Fuente: Elaboración propia)*



Para la Cubierta se muestra a continuación la siguiente tabla:

Año		Coste medio generación anual	Coste medio eléctrico anual
1	2015	15,98 c€/kwh	11,42 c€/kwh
2	2016	16,14 c€/kwh	11,53 c€/kwh
3	2017	16,30 c€/kwh	11,65 c€/kwh
4	2018	16,46 c€/kwh	11,76 c€/kwh
5	2019	16,63 c€/kwh	11,88 c€/kwh
6	2020	16,80 c€/kwh	12,00 c€/kwh
7	2021	16,98 c€/kwh	12,12 c€/kwh
8	2022	17,15 c€/kwh	12,24 c€/kwh
9	2023	17,33 c€/kwh	12,36 c€/kwh
10	2024	17,52 c€/kwh	12,49 c€/kwh
11	2025	2,59 c€/kwh	12,61 c€/kwh
12	2026	2,67 c€/kwh	12,74 c€/kwh
13	2027	2,76 c€/kwh	12,86 c€/kwh
14	2028	2,85 c€/kwh	12,99 c€/kwh
15	2029	2,94 c€/kwh	13,12 c€/kwh
16	2030	3,03 c€/kwh	13,25 c€/kwh
17	2031	3,13 c€/kwh	13,39 c€/kwh
18	2032	3,23 c€/kwh	13,52 c€/kwh
19	2033	3,33 c€/kwh	13,66 c€/kwh
20	2034	3,44 c€/kwh	13,79 c€/kwh
21	2035	3,55 c€/kwh	13,93 c€/kwh
22	2036	3,67 c€/kwh	14,07 c€/kwh
23	2037	3,79 c€/kwh	14,21 c€/kwh
24	2038	3,91 c€/kwh	14,35 c€/kwh
25	2039	4,03 c€/kwh	14,50 c€/kwh

Tabla 37- Coste medio generación y eléctrico anual Fachada Oeste. Escenario B

(Fuente: Elaboración Propia)

Se observa que durante los 10 primeros años, el coste de generación es mucho más alto que el coste de la energía desde distribuidora. Una vez superado





el periodo de amortización, el coste disminuye drásticamente siendo mucho más bajo que el coste de la energía de red.

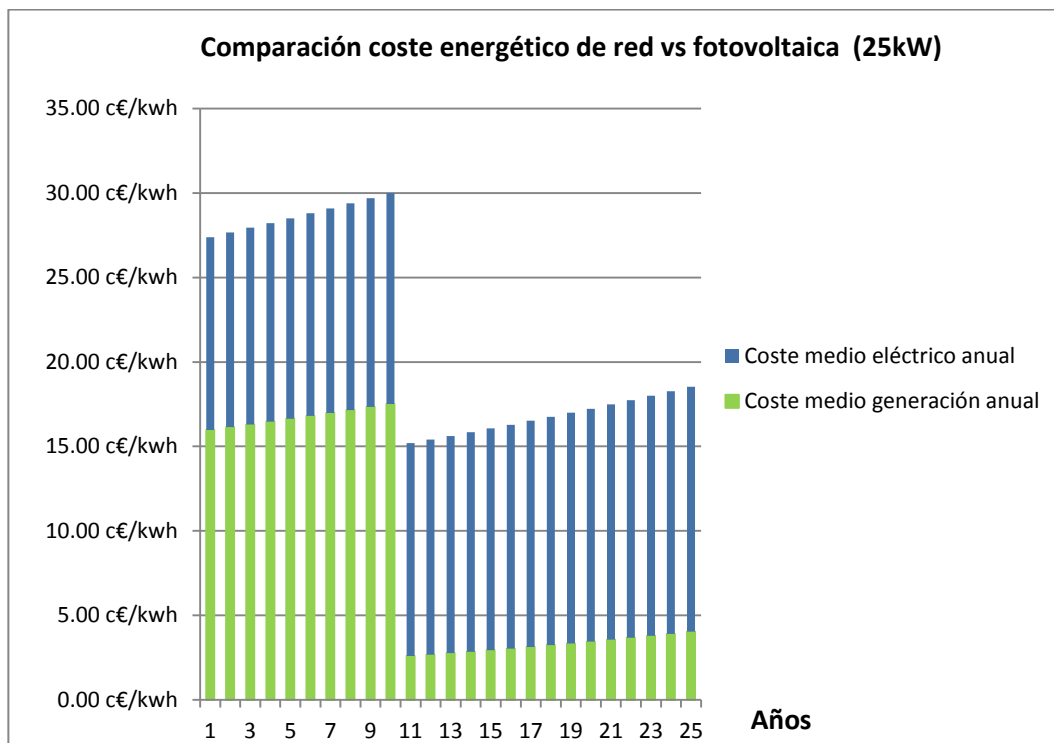


Figura 53-Comparación coste energético de red vs fotovoltaica Cubierta. Escenario B

(Fuente Elaboración Propia)

Asimismo se ha comparado el gasto anual que se tendrá con el sistema y el gasto anual que se tendría comprando la energía a la distribuidora, obteniéndose el ahorro año a año

Año		Gasto anual con sistema	Gasto anual con distribuidora	Ahorro anual
1	2015	19.016,40 €	13.589,10 €	- 5.427,30 €
2	2016	19.072,46 €	13.628,91 €	- 5.443,55 €
3	2017	19.129,93 €	13.668,84 €	- 5.461,08 €
4	2018	19.188,83 €	13.708,89 €	- 5.479,93 €
5	2019	19.249,20 €	13.749,06 €	- 5.500,14 €
6	2020	19.311,08 €	13.789,35 €	- 5.521,74 €
7	2021	19.374,51 €	13.829,75 €	- 5.544,76 €
8	2022	19.439,53 €	13.870,27 €	- 5.569,26 €



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

Estudio económico

9	2023	19.506,17 €	13.910,91 €	- 5.595,26 €
10	2024	19.574,48 €	13.951,67 €	- 5.622,81 €
11	2025	2.870,59 €	13.992,55 €	11.121,96 €
12	2026	2.942,35 €	14.033,55 €	11.091,19 €
13	2027	3.015,91 €	14.074,66 €	11.058,75 €
14	2028	3.091,31 €	14.115,90 €	11.024,59 €
15	2029	3.168,59 €	14.157,26 €	10.988,67 €
16	2030	3.247,81 €	14.198,74 €	10.950,93 €
17	2031	3.329,00 €	14.240,35 €	10.911,34 €
18	2032	3.412,23 €	14.282,07 €	10.869,84 €
19	2033	3.497,53 €	14.323,92 €	10.826,38 €
20	2034	3.584,97 €	14.365,88 €	10.780,91 €
21	2035	3.674,60 €	14.407,98 €	10.733,38 €
22	2036	3.766,46 €	14.450,19 €	10.683,73 €
23	2037	3.860,62 €	14.492,53 €	10.631,91 €
24	2038	3.957,14 €	14.534,99 €	10.577,85 €
25	2039	4.056,07 €	14.577,58 €	10.521,51 €

Tabla 38-Gasto anual con sistema y distribuidora. Cubierta. Escenario B

(Fuente: Elaboración Propia)

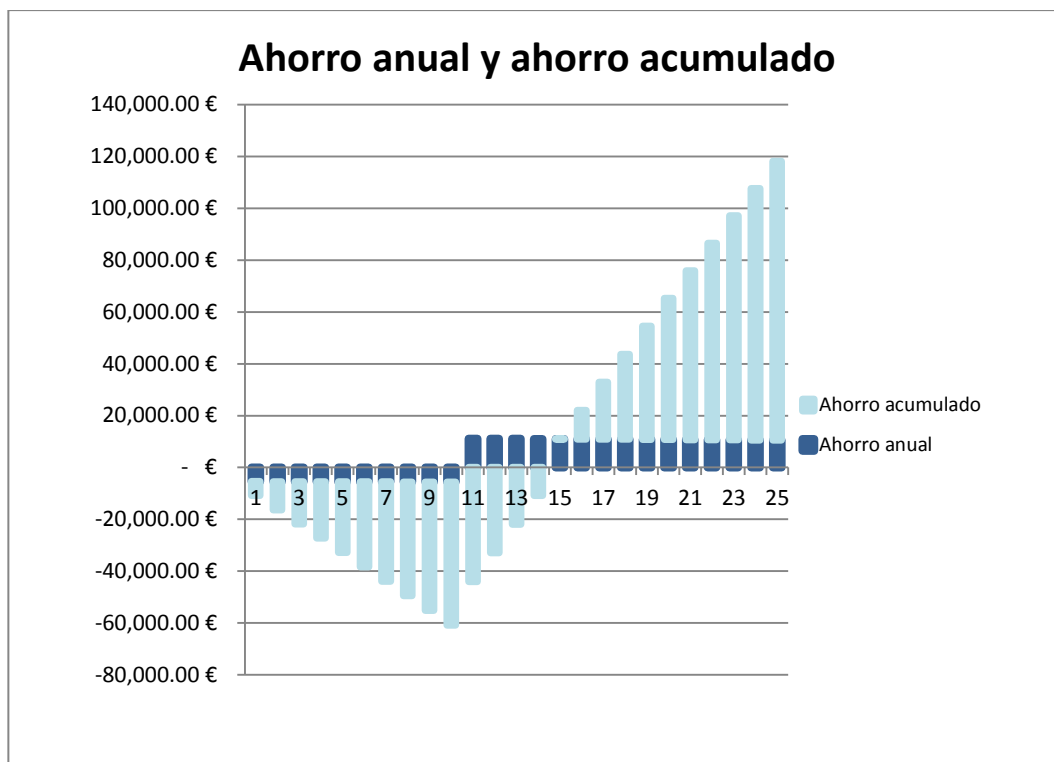


Figura 54-Ahorro anual y ahorro acumulado. Cubierta. Escenario B (Fuente Elaboración Propia)

Para la Inversión Total se muestra a continuación la siguiente tabla:

Año		Coste medio generación anual	Coste medio eléctrico anual
1	2015	31,38 c€/kwh	11,42 c€/kwh
2	2016	31,89 c€/kwh	11,53 c€/kwh
3	2017	32,42 c€/kwh	11,65 c€/kwh
4	2018	32,95 c€/kwh	11,76 c€/kwh
5	2019	33,51 c€/kwh	11,88 c€/kwh
6	2020	34,07 c€/kwh	12,00 c€/kwh
7	2021	34,66 c€/kwh	12,12 c€/kwh
8	2022	35,25 c€/kwh	12,24 c€/kwh
9	2023	35,87 c€/kwh	12,36 c€/kwh
10	2024	36,49 c€/kwh	12,49 c€/kwh
11	2025	17,43 c€/kwh	12,61 c€/kwh
12	2026	17,97 c€/kwh	12,74 c€/kwh
13	2027	18,54 c€/kwh	12,86 c€/kwh

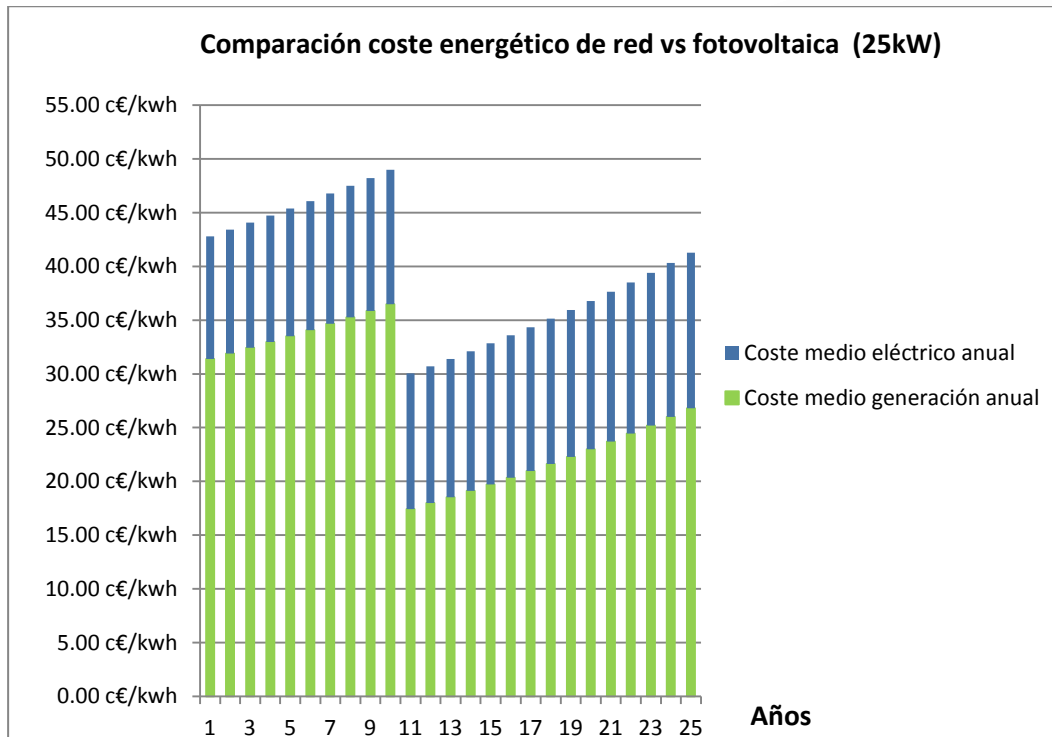


14	2028	19,11 c€/kwh	12,99 c€/kwh
15	2029	19,71 c€/kwh	13,12 c€/kwh
16	2030	20,32 c€/kwh	13,25 c€/kwh
17	2031	20,96 c€/kwh	13,39 c€/kwh
18	2032	21,61 c€/kwh	13,52 c€/kwh
19	2033	22,29 c€/kwh	13,66 c€/kwh
20	2034	22,98 c€/kwh	13,79 c€/kwh
21	2035	23,70 c€/kwh	13,93 c€/kwh
22	2036	24,44 c€/kwh	14,07 c€/kwh
23	2037	25,20 c€/kwh	14,21 c€/kwh
24	2038	25,98 c€/kwh	14,35 c€/kwh
25	2039	26,79 c€/kwh	14,50 c€/kwh

*Tabla 39- Coste medio generación y eléctrico anual Inversión Total Escenario B*

. (Fuente: Elaboración Propia)

Se observa que durante los 10 primeros años, el coste de generación es mucho más alto que el coste de la energía desde distribuidora. Una vez superado el periodo de amortización, el coste disminuye drásticamente siendo mucho más bajo que el coste de la energía de red.



*Figura 55- Comparación coste energético de red vs fotovoltaica Inversión Total. Escenario B*



Asimismo se ha comparado el gasto anual que se tendrá con el sistema y el gasto anual que se tendría comprando la energía a la distribuidora, obteniéndose el ahorro año a año

Año		Gasto anual con sistema	Gasto anual con distribuidora	Ahorro anual
1	2015	6.417,00 €	2.334,57 €	- 4.082,43 €
2	2016	6.482,55 €	2.343,77 €	- 4.138,78 €
3	2017	6.549,74 €	2.353,01 €	- 4.196,73 €
4	2018	6.618,61 €	2.362,28 €	- 4.256,33 €
5	2019	6.689,20 €	2.371,58 €	- 4.317,61 €
6	2020	6.761,55 €	2.380,93 €	- 4.380,62 €
7	2021	6.835,72 €	2.390,31 €	- 4.445,41 €
8	2022	6.911,73 €	2.399,73 €	- 4.512,01 €
9	2023	6.989,65 €	2.409,18 €	- 4.580,47 €
10	2024	7.069,52 €	2.418,67 €	- 4.650,85 €
11	2025	3.356,38 €	2.428,20 €	- 928,18 €
12	2026	3.440,29 €	2.437,77 €	- 1.002,52 €
13	2027	3.526,30 €	2.447,37 €	- 1.078,92 €
14	2028	3.614,46 €	2.457,02 €	- 1.157,44 €
15	2029	3.704,82 €	2.466,70 €	- 1.238,12 €
16	2030	3.797,44 €	2.476,42 €	- 1.321,02 €
17	2031	3.892,37 €	2.486,17 €	- 1.406,20 €
18	2032	3.989,68 €	2.495,97 €	- 1.493,71 €
19	2033	4.089,43 €	2.505,80 €	- 1.583,62 €
20	2034	4.191,66 €	2.515,68 €	- 1.675,98 €
21	2035	4.296,45 €	2.525,59 €	- 1.770,86 €
22	2036	4.403,86 €	2.535,54 €	- 1.868,32 €
23	2037	4.513,96 €	2.545,53 €	- 1.968,43 €
24	2038	4.626,81 €	2.555,56 €	- 2.071,25 €
25	2039	4.742,48 €	2.565,63 €	- 2.176,85 €

Tabla 40-Gasto anual con sistema y distribuidora. Inversión Total. Escenario B

(Fuente: Elaboración Propia)

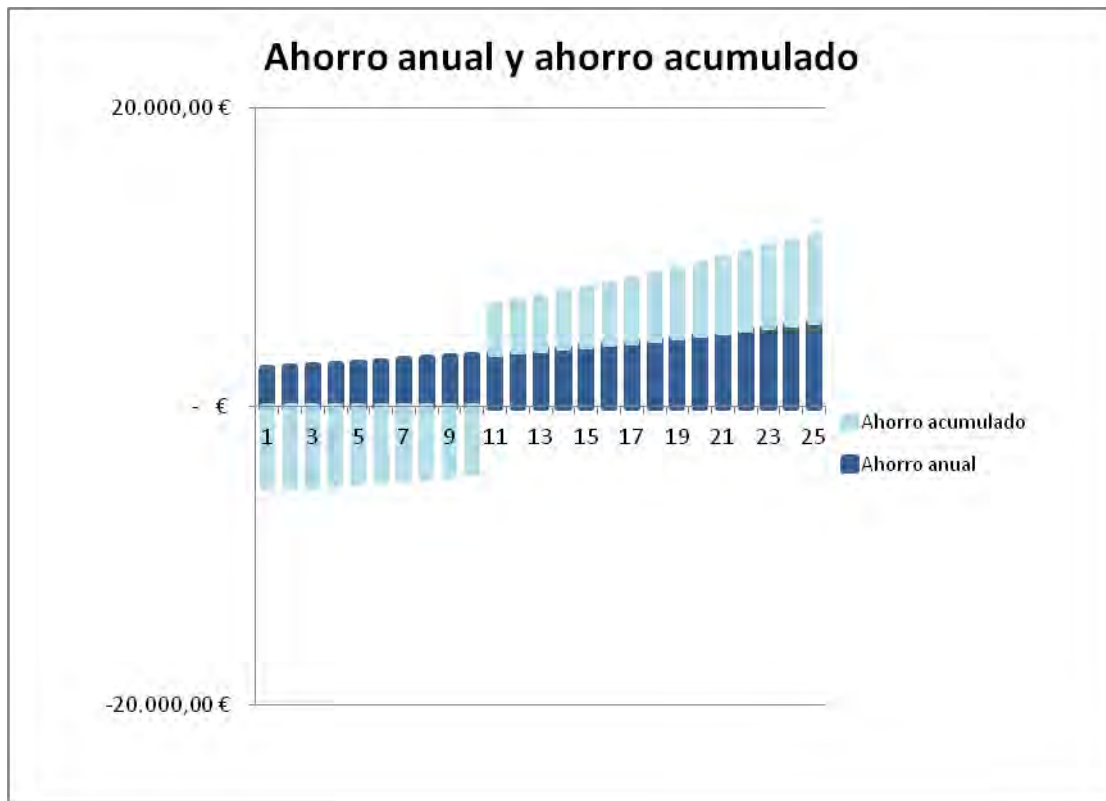


Figura 56- Ahorro anual y ahorro acumulado. Inversión total. Escenario B

(Fuente Elaboración Propia)



### 3.4 RESULTADOS

A continuación se presenta una tabla resumen de los resultados obtenidos en los dos escenarios para la Fachada Oeste, la Cubierta y la Planta Total.

	ESCENARIO A		ESCENARIO B	
	PAYBACK	IRR	PAYBACK	IRR
F.Oeste	14	6,26%	16	3,89%
Cubierta	12	8,79%	13	6,48%
P. Total	12	8,35%	13	6,02%

Tabla 41- Tabla resumen resultados obtenidos. (Fuente: Elaboración Propia)

Como se podía prever al realizar el diseño de la instalación, la Fachada Oeste tiene una rentabilidad inferior que la Cubierta. Esta menor rentabilidad se debe principalmente a dos factores: la orientación (al encontrarse con una orientación Oeste obtiene menor irradiación obteniendo menor rendimiento) y al coste de los equipos (los módulos BIPV son módulos personalizados, de tecnología avanzada que sólo se fabrican bajo pedido, lo que hace que su coste sea de más de un 300% más que el módulo poli cristalino usado en la Cubierta).

Respecto al elevado coste de la planta de fachada, debe ser considerado que a pesar de la disminución del precio de los módulos fotovoltaicos en los últimos años, en este tipo de instalación pesa más el coste del cerramiento como tal (ventanales, cerramiento...), partes que el mismo módulo fotovoltaico está integrando. Es por tanto ciertamente irreal el estudio financiero de esta planta, puesto que se le están imputando costes que deberían asignarse al cerramiento de esta fachada del edificio. Se menciona este motivo en este apartado para poder considerarlo junto con los valores de la rentabilidad.



En cuanto al nuevo Real Decreto que entrará en vigor en un corto período de tiempo, se observa como disminuye severamente la rentabilidad de la inversión en más de dos puntos porcentuales. En la siguiente tabla se observa en porcentajes la pérdida de rentabilidad que suponen los peajes de respaldo:

PÉRDIDAS DE RENTABILIDAD	
F.Oeste	37,86%
Cubierta	26,28%
P. Total	27,90%

Tabla 42- Pérdidas de rentabilidad con los peajes de respaldo.

### 3.5 CONCLUSIONES

Con el nuevo Real Decreto que entrará en vigor en un corto período de tiempo y que introduce los llamados peajes de respaldo la viabilidad económica de instalaciones destinadas para el autoconsumo se vuelve una utopía.

En el caso de esta instalación de este edificio industrial se producirán unas pérdidas de rentabilidad cercanas al 30% y aumentará el período de retorno de la inversión.

Con la situación económica en la que se encuentra el país es muy difícil encontrar inversores que deseen invertir en proyectos con tan alto período de retorno para la rentabilidad que se obtiene. Se pierden así las oportunidades para descentralizar una red centralizada, que iría en el camino de la generación distribuida, permitiendo reducir los costes eléctricos y así aumentar la competitividad internacional de las empresas.

Por otro lado, el continuo incremento de los precios de las tarifas eléctricas durante estos últimos años y todas las ventajas ya mencionadas





anteriormente sobre estas instalaciones hace que aún haya esperanza para el mercado del autoconsumo fotovoltaico en España.





## Capítulo 4 IMPACTO AMBIENTAL

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc) y los derivados de su generación (Excavaciones, minas, canteras, pozos, etc).

Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

- Clima: la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO<sub>2</sub> que favorezcan al efecto invernadero.
- Geología: Las celdas fotovoltaicas se fabrican de silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.
- Suelo: Al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos en la tierra, la incidencia sobre las características físico-químicas del suelo o su erosión es nula.
- Aguas Superficiales y subterráneas: No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos.
- Flora y Fauna: La repercusión sobre la vegetación es nula y al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.



- Paisaje: Los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes ni líneas eléctricas.
- Ruidos: El sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor de viviendas aisladas.
- Medio Social: El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto. Además, en gran parte de los casos, se puede integrar en los tejados de las viviendas.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se requiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso por ejemplo de los Espacios naturales protegidos.



## Capítulo 5 ANEJOS

ANEJO I- PANEL FOTOVOLTAICO

ANEJO II- INVERSOR

ANEJO III-SIMULACIÓN CUBIERTA

ANEJO IV-SIMULACIÓN FACHADA OESTE

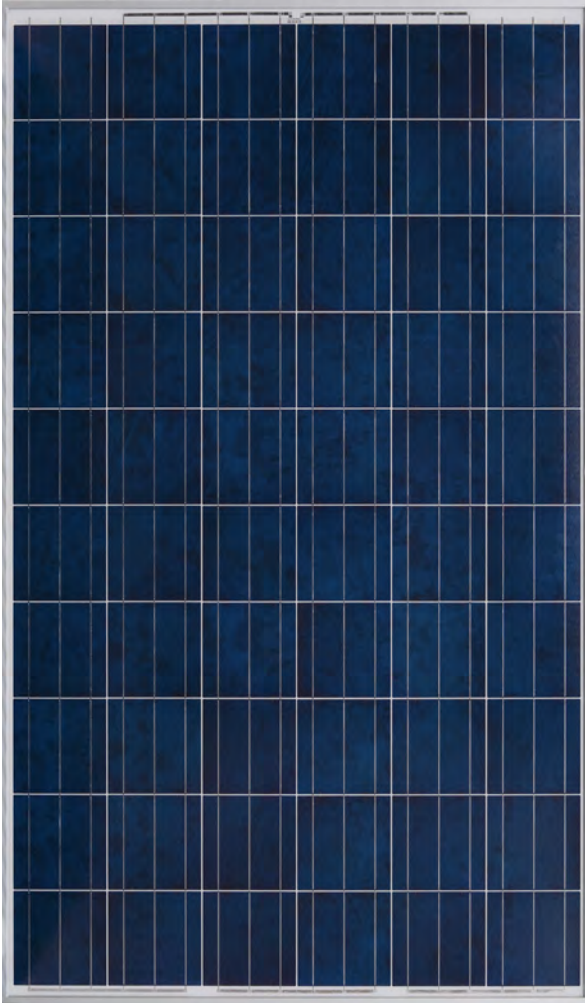


**ANEJO I- PANEL FOTOVOLTAICO**

# YGE 60 Cell 40mm SERIES

Powered by **YINGLI**

YL260P-29b  
YL255P-29b  
YL250P-29b  
YL245P-29b  
YL240P-29b



## YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy (NYSE: YGE) es uno de los mayores fabricantes fotovoltaicos verticalmente integrado, que comercializa sus productos bajo la marca "Yingli Solar". Con más de 7GW de módulos instalados a nivel mundial, somos una empresa líder en energía solar basándonos en la fiabilidad de un producto probado y un rendimiento sostenible. Yingli es la primera empresa de energías renovables y la primera compañía China que patrocina la Copa Mundial de la FIFA™.

## RENDIMIENTO

- Células solares multicristalinas de alta eficiencia y un vidrio texturizado de alta transmitancia que permiten alcanzar una eficiencia del módulo de hasta el 16,2% lo que minimiza los costos de instalación y maximiza la producción energética del sistema por unidad de superficie.
- Tolerancia positiva ajustada de 0W a +5W asegurando una potencia en los módulos igual o superior a la nominal, contribuyendo a su vez a minimizar las pérdidas por dispersión de parámetros y a mejorar el rendimiento del sistema.
- Alta clasificación en las pruebas de rendimiento energético realizadas por TÜV "TÜV Rheinland Energy Yield Test" y en el "Photon Test", demostrando un alto rendimiento y una producción anual elevada.

## FIABILIDAD

- Pruebas de laboratorios independientes demuestran que los módulos Yingli Solar:
  - ✓ Cumplen completamente con los certificados y normativas vigentes.
  - ✓ Soportan cargas de viento de hasta 2,4kPa y cargas de nieve de hasta 5,4kPa, confirmando así su estabilidad mecánica.
  - ✓ Resisten satisfactoriamente la exposición a niebla salina en su punto más severo y en ambientes con alto contenido en amoníaco, asegurando así el rendimiento en condiciones adversas.
- Empresa certificada por TÜV Rheinland para las normas ISO 9001: 2008, ISO14001: 2004, BS OHSAS 18001: 2007.

## GARANTÍAS

- Garantía de producto limitada de 10 años<sup>1</sup>.
- Garantía de potencia limitada<sup>1</sup>: 10 años al 91,2% de la potencia de salida mínima y 25 años al 80,7% de la potencia de salida mínima.

<sup>1</sup> En cumplimiento de nuestros términos y condiciones de garantía.

## CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



# YGE 60 Cell 40mm SERIES

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

### Parámetros eléctricos para STC

Tipo de Módulo	YLxxxP-29b (xxx=P <sub>max</sub> )						
Potencia de salida	P <sub>max</sub>	W	260	255	250	245	240
Tolerancia	ΔP <sub>max</sub>	W	0 / +5				
Eficiencia del módulo	η <sub>m</sub>	%	15,9	15,6	15,3	15,0	14,7
Tensión en P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Intensidad en P <sub>max</sub>	I <sub>mpp</sub>	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tensión en circuito abierto	V <sub>oc</sub>	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Intensidad en cortocircuito	I <sub>sc</sub>	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3  
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m<sup>2</sup> según EN 60904-1

### Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)

Potencia de salida	P <sub>max</sub>	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensión en P <sub>max</sub>	V <sub>mpp</sub>	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Intensidad en P <sub>max</sub>	I <sub>mpp</sub>	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensión en circuito abierto	V <sub>oc</sub>	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Intensidad en cortocircuito	I <sub>sc</sub>	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m<sup>2</sup> de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

## CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P <sub>max</sub>	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V <sub>oc</sub>	β <sub>Voc</sub>	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I <sub>sc</sub>	α <sub>Isc</sub>	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para V <sub>mpp</sub>	β <sub>Vmpp</sub>	%/°C	-0,42

## CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V <sub>DC</sub>
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C hasta 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm / 23m/s

## MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / Número de Busbars)	60 / silicio multicristalino / 156 x156 mm / 2 ó 3
Encapsulante (material)	Etilvinilacetato (EVA)
Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco)	Aluminio anodizado / plata / claro / material de sellado o cinta adhesiva
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1100mm / 4mm <sup>2</sup>
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 o YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora de producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un solo módulo y no son parte de la oferta, sirvan sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

**YINGLISOLAR.COM**

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS\_YGE60Cell-29b\_40mm\_SP\_SP\_201401\_v1

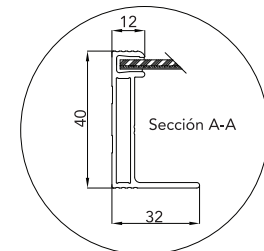
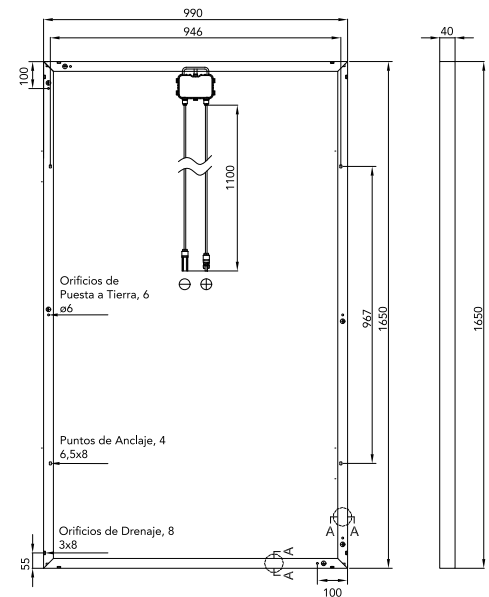
## CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / anchura / profundidad)	1650mm / 990mm / 40mm
Peso	18,5kg

## ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

Número de módulos por palé	26
Número de palés por contenedor (40')	28
Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad)	1710mm / 1160mm / 1178mm
Peso del palé	514kg

Unidades: mm



Advertencia: Leer el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar y operar módulos Yingli.

Nuestros Colaboradores:







ANEJO II- INVERSOR

# SUNNY TRIPOWER

## 8000TL / 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



STP 8000TL-10 / STP 10000T-10 / STP 12000TL-10 / STP 15000TL-10 / STP 17000TL-10



### Economical

- Maximum efficiency of 98.2 %
- SMA OptiTrac Global Peak MPP tracking for best MPP tracking efficiency
- Bluetooth® communication

### Reliable

- Triple protection with Optiprotect:
- Electronic string fuse
- Self-learning string failure detection
- DC surge arrester (Type II) can be integrated

### Flexible

- DC input voltage up to 1000 V
- Integrated grid management functions
- Custom plant design with Optiflex

### Simple

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system
- Easily accessible connection area

## SUNNY TRIPOWER

### 8000TL / 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

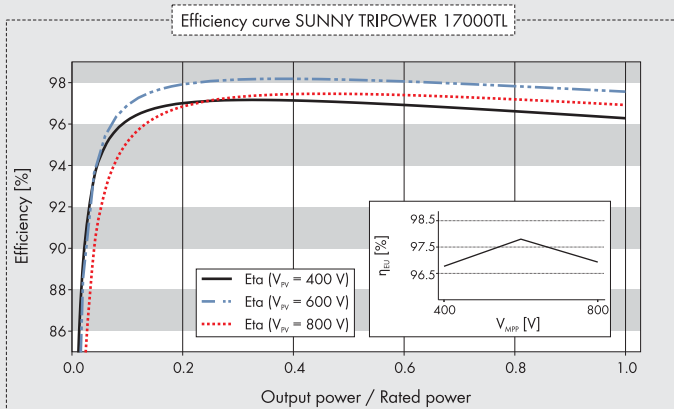
The three-phase inverter for easy plant design

Full of pioneering technology: highly flexible plant design with the three-phase Sunny Tripower inverter. Thanks to Optiflex technology, two MPP inputs and a broad input voltage range, it is suited to almost any module configuration. It meets any requirement such as reactive power supply, grid support thus reliably participating in grid management. The safety concept Optiprotect with its self-learning string-failure detection, electronic string fuse and integrable DC surge arrester type II, ensures maximum availability.

# SUNNY TRIPOWER

## 8000TL / 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

Technical Data	Sunny Tripower 8000TL
<b>Input (DC)</b>	
Max. DC power (@ cos φ=1)	8200 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V – 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A
Max. input current per string input A* / input B*	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	8000 W
Max. apparent AC power	8000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / –6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European efficiency	98.1 % / 97.5 %
<b>Protection</b>	
Input-side disconnection device	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
<b>General Data</b>	
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130,07 lb)
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %
<b>Features</b>	
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic
Interface: RS485 / Bluetooth / Webconnect / Speedwire <sup>3</sup>	○ / ● / ○ / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	CE, VDE0126-1-1, RD 661/2007, G59/2, PPC, AS4777, SI4777, EN 50438 <sup>1</sup> , C10/11, PPDS, IEC 61727, UTEC 15-712-1, VDE-ARN 4105, RD 1699, CEI 0-21
● Standard features   ○ Optional features   – Not available	Data at nominal conditions
Type designation	STP 8000TL-10



## Accessories



RS485 interface  
DM-485CB-10



DC surge arrester (Type II),  
input A  
DCSPD KIT1-10



DC surge arrester (Type II),  
inputs A and B  
DCSPD KIT2-10



Power Control Module  
PWCMOD-10



Multi-function relay  
MFR01-10



Webconnect interface  
SWDM-10

<sup>1</sup> Does not apply to all national deviations of EN 50438

<sup>2</sup> To be observed in case of a short circuit in the electronic string fuse

<sup>3</sup> Planned (certificates, approvals, accessories)

Provisional data, as of September 2012

Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
10200 W	12250 W	15340 W	17410 W
1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
320 V - 800 V / 600 V	380 V - 800 V / 600 V	360 V - 800 V / 600 V	400 V - 800 V / 600 V
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
22 A / 11 A	22 A / 11 A	33 A / 11 A	33 A / 11 A
33 A / 12.5 A	33 A / 12.5 A	40 A / 12.5 A	40 A / 12.5 A
2 / A:4; B:1	2 / A:4; B:1	2 / A:5; B:1	2 / A:5; B:1
10000 W	12000 W	15000 W	17000 W
10000 VA	12000 VA	15000 VA	17000 VA
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V
50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
16 A	19.2 A	24 A	24.6 A
1	1	1	1
0.8 overexited... 0.8 underexited	0.8 overexited... 0.8 underexited	0.8 overexited... 0.8 underexited	0.8 overexited... 0.8 underexited
3 / 3	3 / 3	3 / 3	3 / 3
98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %	98.2 % / 97.8 %	98.2 % / 97.8 %
●	●	●	●
● / ●	● / ●	● / ●	● / ●
○	○	○	○
● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -
●	●	●	●
I / III	I / III	I / III	I / III
665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
59 kg (130,07 lb)	59 kg (130,07 lb)	59 kg (130,07 lb)	59 kg (130,07 lb)
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
51 dB(A)	51 dB(A)	51 dB(A)	51 dB(A)
1 W	1 W	1 W	1 W
Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
IP65	IP65	IP65	IP65
4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
100 %	100 %	100 %	100 %
SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Graphic	Graphic	Graphic	Graphic
○ / ● / ○ / ○	○ / ● / ○ / ○	○ / ● / ○ / ○	○ / ● / ○ / ○
○ / ○	○ / ○	○ / ○	○ / ○
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
CE, VDE0126-1-1, RD 661/2007, G59/2, PFC, AS4777, SI4777, EN 50438 <sup>1</sup> , C10/11, PPDS, IEC 61727, UTE C15-712-1, VDEAR-N 4105, BDEW 2008, RD 1699, CEI 0-21	CE, VDE0126-1-1, RD 661/2007, G59/2, PFC, AS4777, SI4777, EN 50438 <sup>1</sup> , C10/11, PPDS, IEC 61727, UTE C15-712-1, VDEAR-N 4105, BDEW 2008, RD 1699, CEI 0-21	CE, VDE0126-1-1, RD 661/2007, G59/2, PFC, AS4777, SI4777, EN 50438 <sup>1</sup> , C10/11, PPDS, IEC 61727, UTE C15-712-1, VDEAR-N 4105, BDEW 2008, RD 1699, CEI 0-21	CE, VDE0126-1-1, RD 661/2007, G59/2, PFC, AS4777, SI4777, EN 50438 <sup>1</sup> , C10/11, PPDS, IEC 61727, UTE C15-712-1, VDEAR-N 4105, BDEW 2008, RD 1699, CEI 0-21
STP 10000TL-10	STP 12000TL-10	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10



### ANEJO III-SIMULACIÓN CUBIERTA



PVSYST V5.55		04/06/14	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto : Grid-Connected Project at Madrid</b>			
<b>Lugar geográfico</b>	<b>Madrid</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	582 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos : Madrid, Synthetic Hourly data</b>			
<b>Variante de simulación : pfc_cubierta_v1</b>			
	Fecha de simulación	04/06/14 16h33	
<b>Parámetros de la simulación</b>			
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación 30°	Acimut	0°
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal		
<b>Características generador FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>YL260P-29b</b>
		Fabricante	Yingli Solar
Número de módulos FV	En serie	23 módulos	En paralelo 15 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	345	Pnom unitaria 260 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>89.7 kWp</b>	En cond. funciona. 79.8 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	631 V	I mpp 126 A
Superficie total	Superficie módulos	<b>564 m²</b>	Superficie célula 504 m²
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Sunny Tripower17000 TL</b>
		Fabricante	SMA
Características	Tensión Funciona.	150-800 V	Pnom unitaria 17.0 kW AC
Banco de inversores	Nº de inversores	5 unidades	Potencia total 85.0 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	25.7 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)			TONC 48 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	85 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas 1.5 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 0.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05
<b>Factores de pérdida del sistema</b>			
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables	62 m 3x50 r	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
<b>Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)</b>			



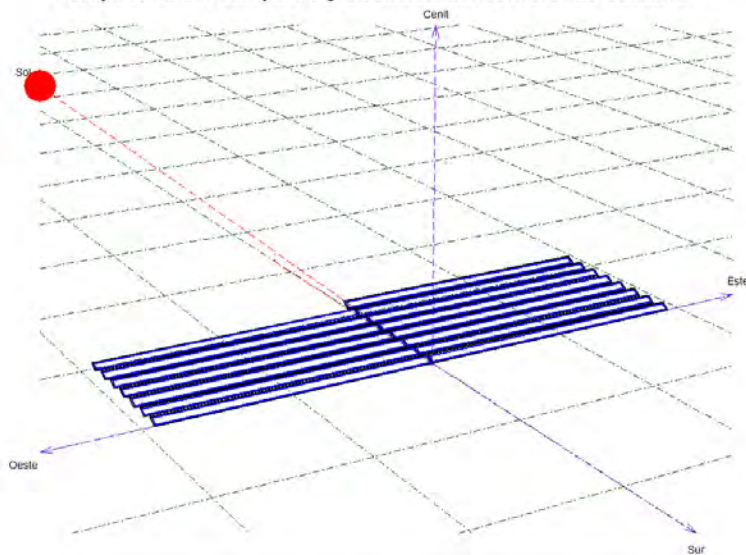
PVSYST V5.55		04/06/14 <span style="float: right;">Página 2/4</span>
--------------	--	--

**Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano**

**Proyecto :**                    **Grid-Connected Project at Madrid**  
**Variante de simulación :** **pfc\_cubierta\_v1**

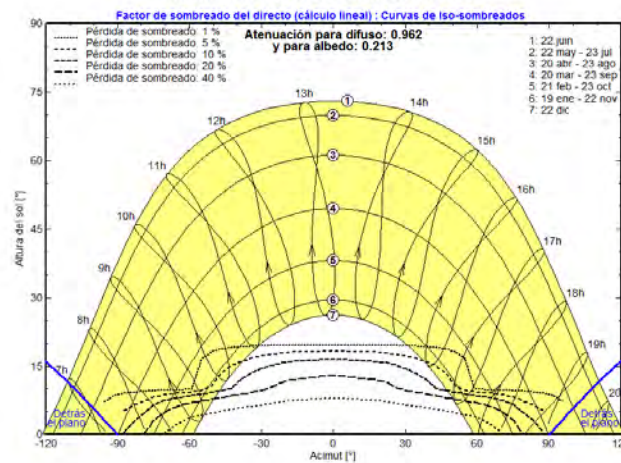
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	YL260P-29b	Pnom	260 Wp
Generador FV	N° de módulos	345	Pnom total	<b>89.7 kWp</b>
Inversor	Modelo	Sunny Tripower17000 TL	Pnom	17.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	5.0	Pnom total	<b>85.0 kW ac</b>
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**

Grid-Connected Project at Madrid: pfc\_cubierta\_v1









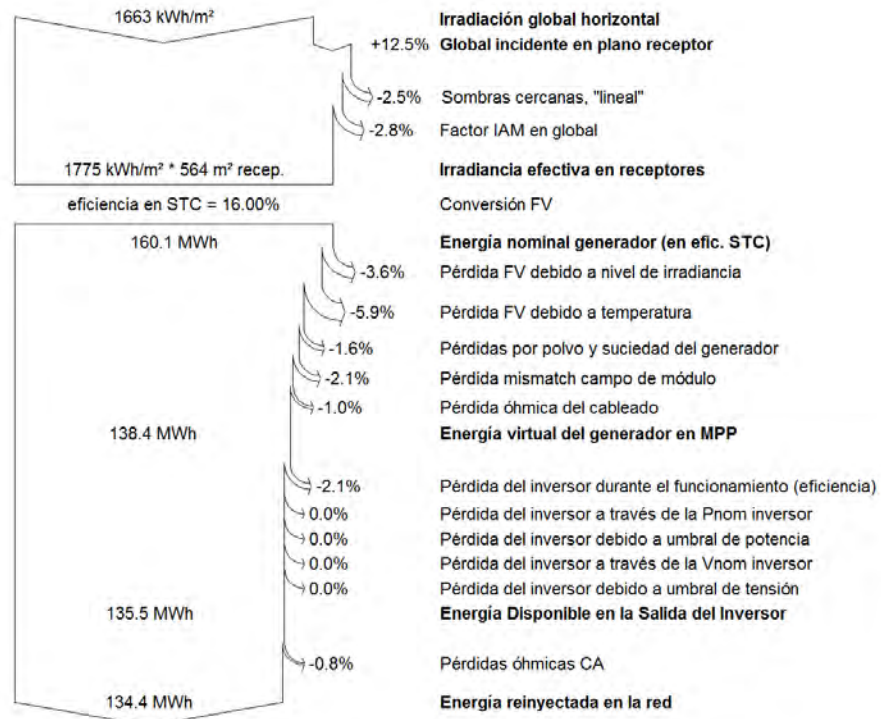
### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :**                    **Grid-Connected Project at Madrid**

**Variante de simulación :** **pfc\_cubierta\_v1**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	YL260P-29b	Pnom	260 Wp
Generador FV	N° de módulos	345	Pnom total	<b>89.7 kWp</b>
Inversor	Modelo	Sunny Tripower17000 TL	Pnom	17.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	5.0	Pnom total	<b>85.0 kW ac</b>
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

#### Diagrama de pérdida durante todo el año





ANEJO IV-SIMULACIÓN FACHADA OESTE



PVSYST V5.55		04/06/14	Página 1/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b>	<b>Proyecto Conectado a la Red at Madrid</b>		
<b>Lugar geográfico</b>	<b>Madrid</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	582 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos :</b>	Madrid, Síntesis datos por hora		
<b>Variante de simulación : Nueva variante de simulación</b>			
	Fecha de simulación	04/06/14 17h17	
<b>Parámetros de la simulación</b>			
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación 90°	Acimut	-90°
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado		
<b>Características generador FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo <b>BIPV</b>	
		Fabricante Yingli Solar	
Número de módulos FV	En serie	44 módulos	En paralelo 3 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	132	Pnom unitaria 115 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	<b>15.18 kWp</b>	En cond. funciona. 13.85 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	611 V	I mpp 23 A
Superficie total	Superficie módulos	<b>134 m<sup>2</sup></b>	
<b>Inversor</b>	Modelo <b>Sunny Tripower15000 TL</b>		
	Fabricante SMA		
Características	Tensión Funciona. 150-800 V	Pnom unitaria	15.0 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 25.7 W/m <sup>2</sup> K	Uv (viento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s	
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m <sup>2</sup> , Tamb=20° C, Viento=1m/s)		TONC 48 °C	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador 441 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas	0.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05
<b>Factores de pérdida del sistema</b>			
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables 363 m 3x50	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
<b>Necesidades de los usuarios :</b>	Carga ilimitada (red)		



PVSYS V5.55	04/06/14	Página 2/3																						
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>																								
<b>Proyecto :</b> Proyecto Conectado a la Red at Madrid																								
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación																								
<b>Parámetros principales del sistema</b>																								
Tipo de sistema	Conectado a la red																							
Orientación Campos FV	inclinación	90° acimut -90°																						
Módulos FV	Modelo	BIPV Pnom 115 Wp																						
Generador FV	Nº de módulos	132 Pnom total <b>15.18 kWp</b>																						
Inversor	Modelo	Sunny Tripower15000 TL Pnom 15.00 kW ac																						
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)																							
<b>Resultados principales de la simulación</b>																								
Producción del Sistema	<b>Energía producida</b>	<b>12391 kWh/año</b>																						
	Factor de rendimiento (PR)	80.9 %																						
	Producc. específico	816 kWh/kWp/año																						
<p><b>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 15.18 kWp</b></p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p><b>Factor de rendimiento (PR)</b></p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>PR: Factor de rendimiento (Yf/Yf) = 0.809</p> </div> </div>																								
<b>Nueva variante de simulación</b>																								
<b>Balances y resultados principales</b>																								
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>																
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%																
<b>Enero</b>	66.0	5.50	44.3	42.1	575	553	9.71	9.35																
<b>Febrero</b>	77.0	7.00	50.4	48.2	654	630	9.71	9.36																
<b>Marzo</b>	141.0	9.30	92.6	89.2	1223	1185	9.88	9.57																
<b>Abril</b>	163.0	11.60	88.5	85.0	1146	1109	9.68	9.36																
<b>Mayo</b>	204.0	15.50	119.1	114.5	1529	1483	9.60	9.31																
<b>Junio</b>	223.0	20.40	125.4	120.7	1578	1530	9.41	9.12																
<b>Julio</b>	230.0	24.30	135.8	131.0	1684	1632	9.28	8.99																
<b>Agosto</b>	201.0	23.80	119.0	114.7	1475	1429	9.27	8.98																
<b>Septiembre</b>	150.0	20.30	94.1	90.5	1179	1142	9.37	9.07																
<b>Octubre</b>	105.0	14.50	67.8	64.8	858	829	9.46	9.14																
<b>Noviembre</b>	64.0	8.90	40.2	38.2	507	486	9.43	9.04																
<b>Diciembre</b>	49.0	5.90	31.7	30.1	400	383	9.43	9.03																
<b>Año</b>	1863.0	13.96	1008.9	968.9	12807	12391	9.49	9.19																
<p><b>Leyendas:</b></p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;">GlobHor</td> <td style="width: 33%;">Irradiación global horizontal</td> <td style="width: 33%;">EArray</td> <td>Energía efectiva en la salida del generador</td> </tr> <tr> <td>T Amb</td> <td>Temperatura Ambiente</td> <td>E_Grid</td> <td>Energía reinyectada en la red</td> </tr> <tr> <td>GlobInc</td> <td>Global incidente en plano receptor</td> <td>EffArrR</td> <td>Eficiencia Esal campo/superficie bruta</td> </tr> <tr> <td>GlobEff</td> <td>Global efectivo, corr. para IAM y sombreados</td> <td>EffSysR</td> <td>Eficiencia Esal sistema/superficie bruta</td> </tr> </table>									GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red	GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta
GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador																					
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red																					
GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta																					
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta																					



PVSYST V5.55

04/06/14

Página 3/3

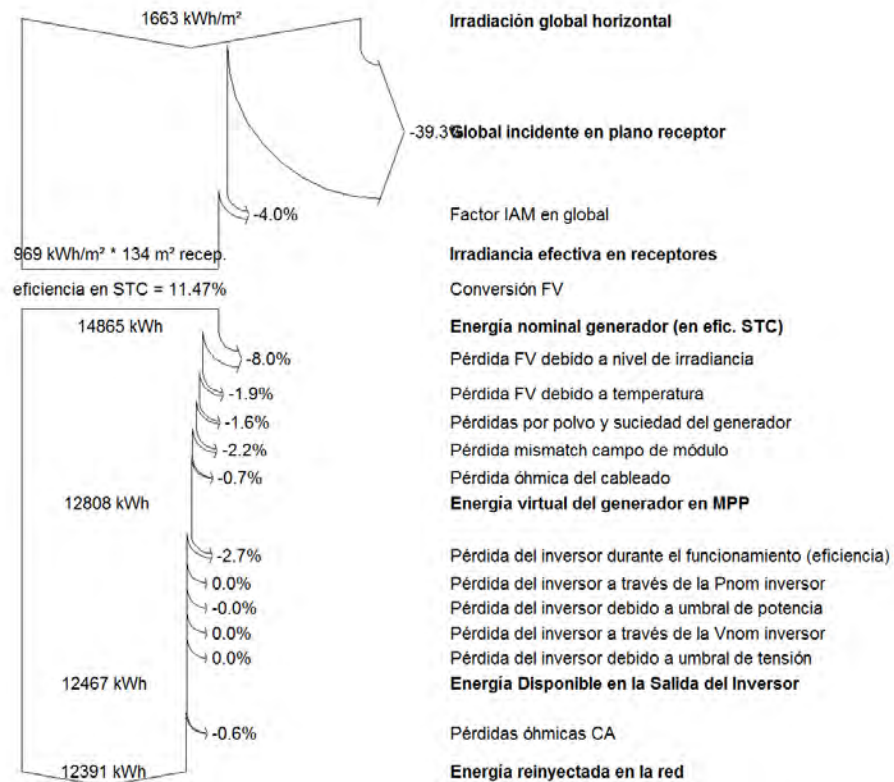
### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

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

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV		inclinación	90°	acimut -90°
Módulos FV		Modelo	BIPV	Pnom 115 Wp
Generador FV		N° de módulos	132	Pnom total <b>15.18 kWp</b>
Inversor		Modelo	Sunny Tripower15000 TL	Pnom 15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

#### Diagrama de pérdida durante todo el año





## *Índice de Contenidos*

<i>DOCUMENTO II: PLANOS</i> .....	- 1 -
<i>Capítulo 1 LISTADO DE PLANOS</i> .....	- 2 -
<i>Capítulo 2 PLANOS</i> .....	- 3 -



# ***DOCUMENTO II***

## ***PLANOS***



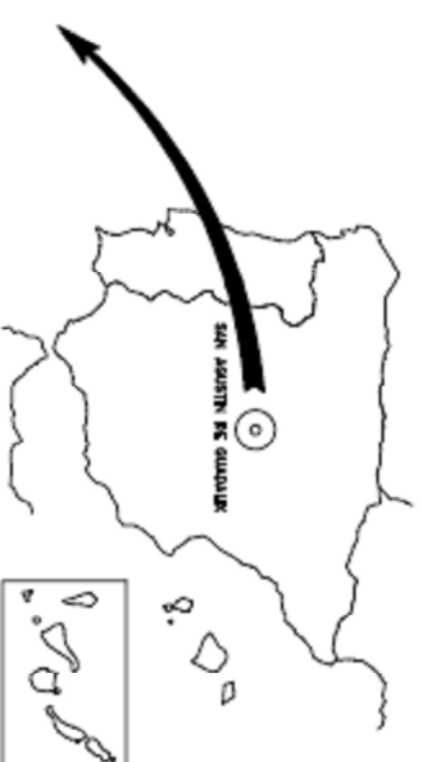
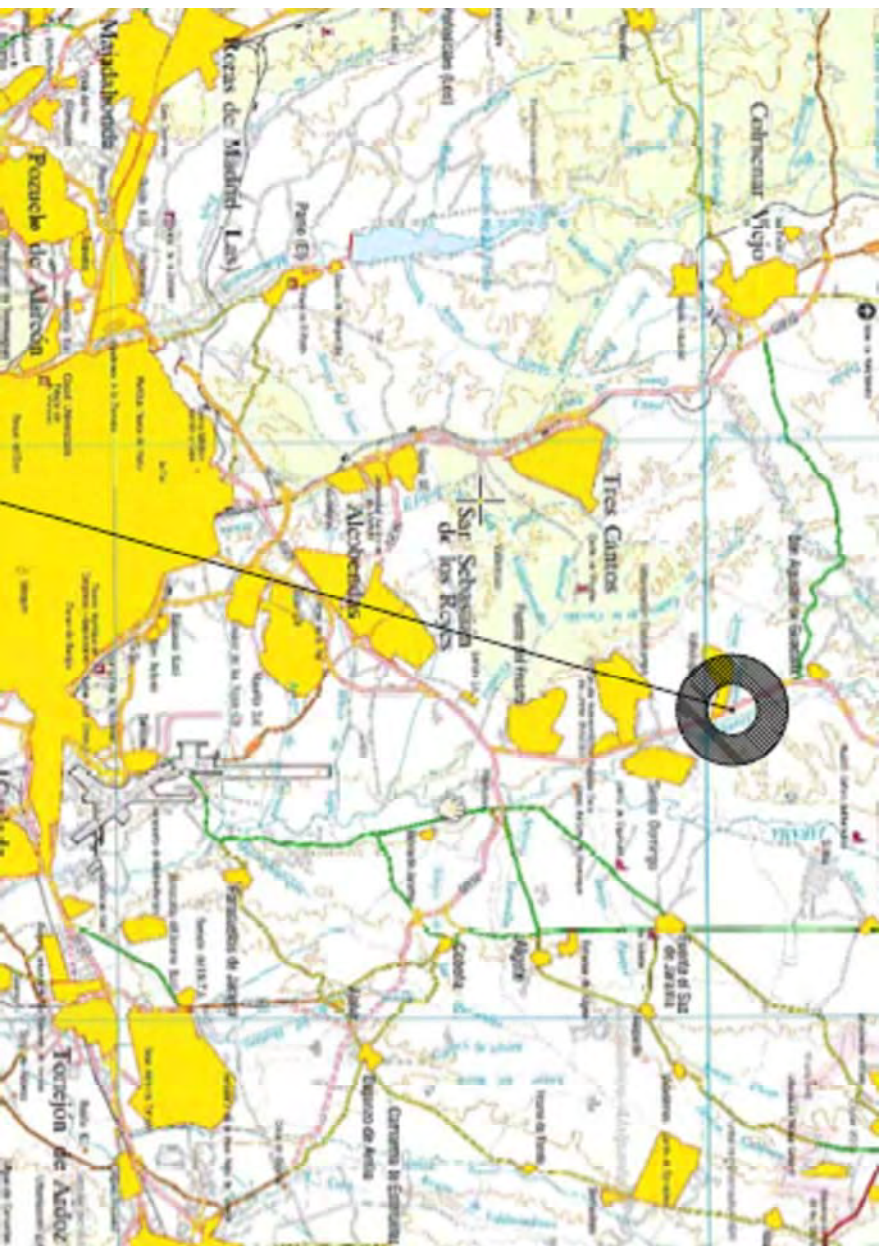
## **CAPÍTULO 1 LISTADO DE PLANOS**

- 1.1 Plano de Emplazamiento
- 1.2 Plano de estado actual Cubierta
- 1.3 Plano de implantación Cubierta
- 1.4 Plano de implantación Fachada Oeste
- 1.5 Plano Cableado AC
- 1.6 Plano Cableado DC Cubierta
- 1.7 Plano unifilar Cubierta
- 1.8 Plano unifilar Fachada Oeste
- 1.9 Plano Red de Tierras





## **CAPÍTULO 2      PLANOS**



**EMPLAZAMIENTO**

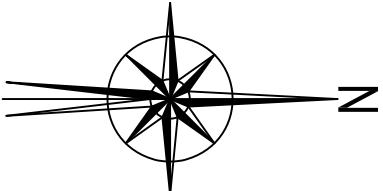
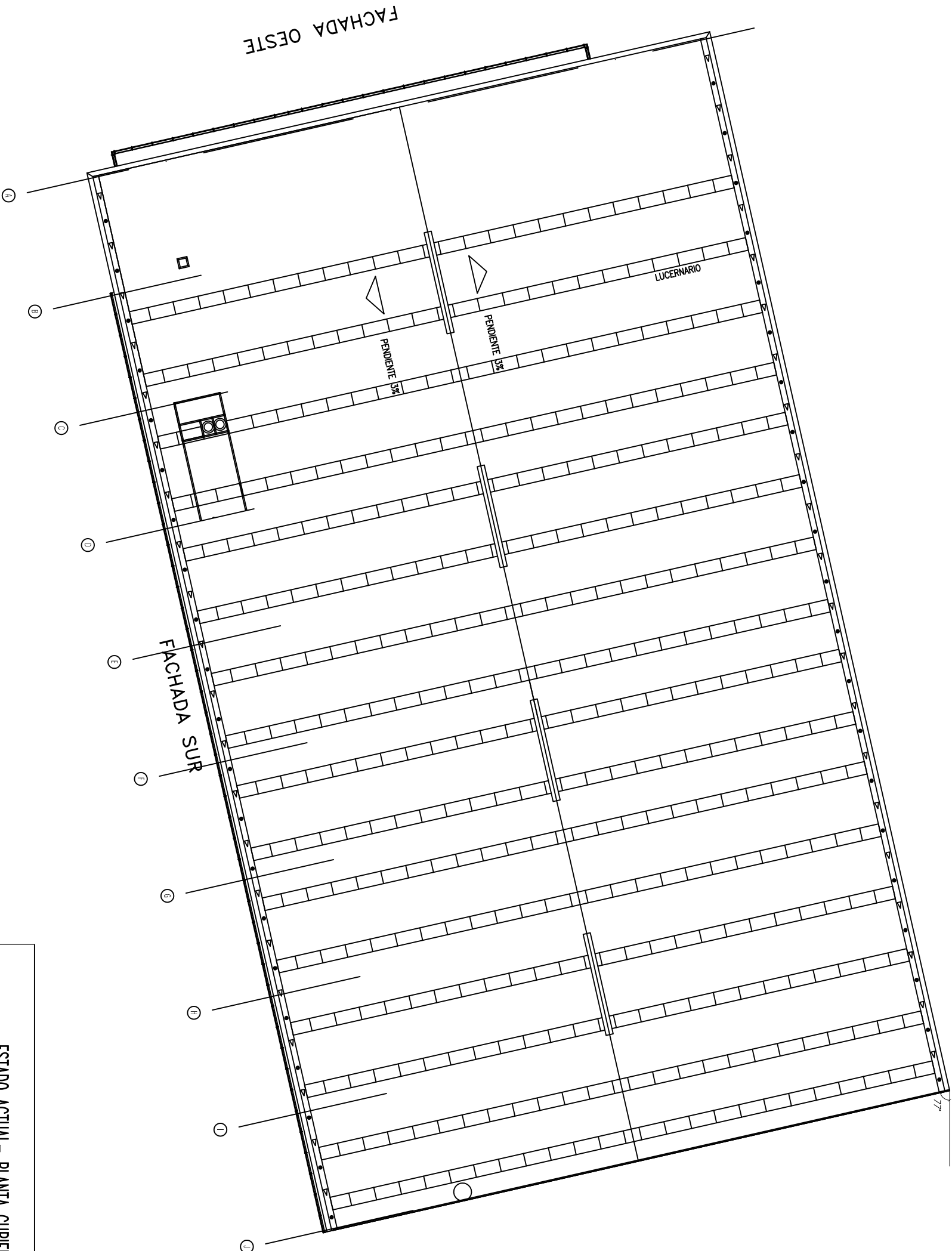
**INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kwp "S. AGUSTIN"  
T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALUPE (MADRID)**

EDICION: A ESCALAS: S/E NUMERO: SUSTITUIDO POR: FICHERO CAD:

Nº PROYECTO **PFC**

FECHA: 22/05/2014





ESTADO ACTUAL - PLANTA CUBIERTA

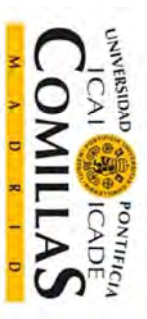
INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kWp "S.AGUSTIN"  
 T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALIX (MADRID)

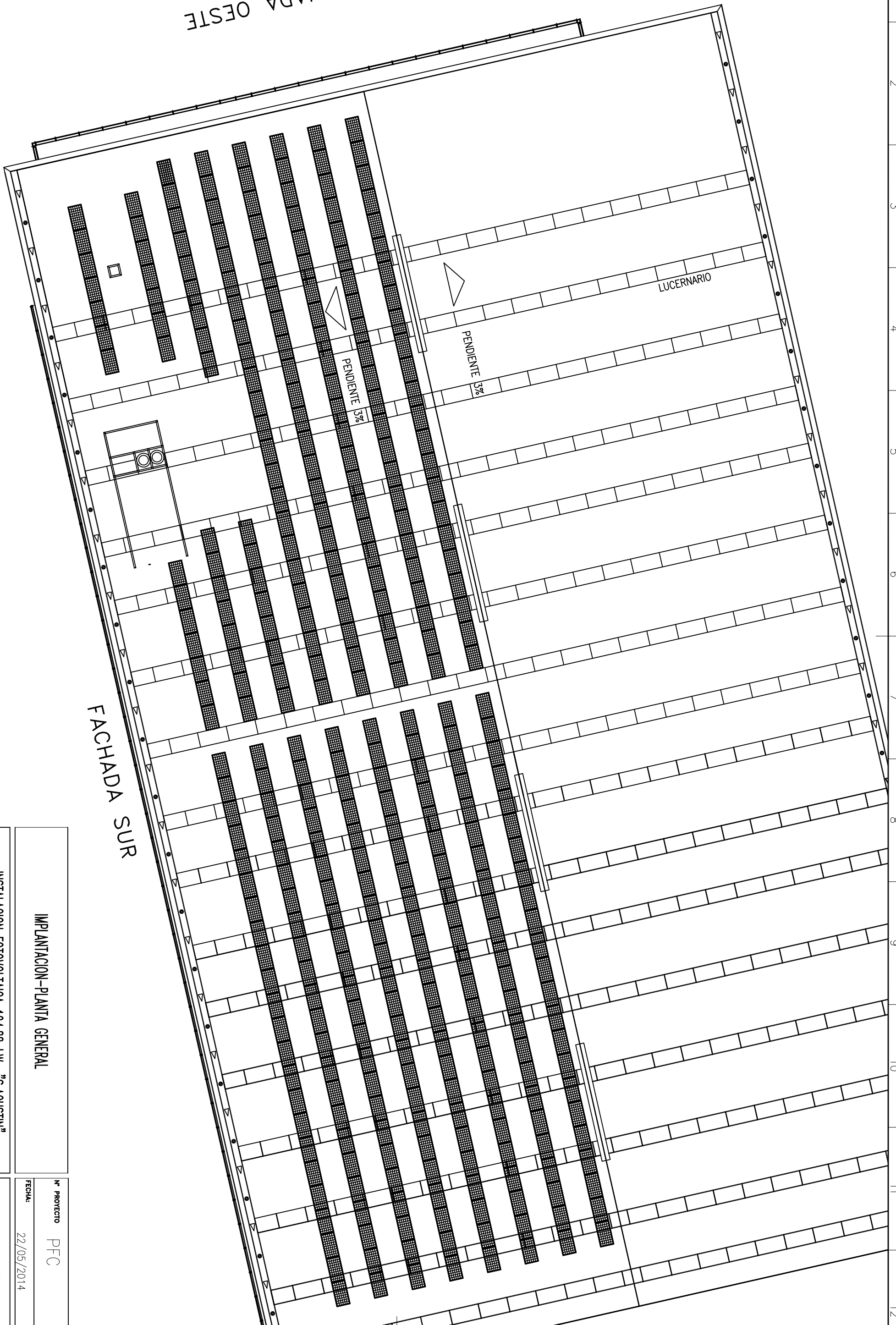
EDICION: A  
 ESCALAS: 1:800  
 SUSTITUYE A:

NUMERO:  
 SUSTITUIDO POR:  
 FICHERO CAD:

Nº PROYECTO PFC

FECHA: 22/05/2014





FACHADA OESTE

LUCERNARIO

PENDIENTE 3%

PENDIENTE 3%

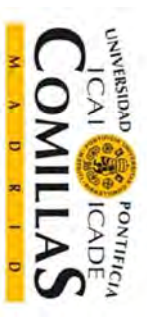
FACHADA SUR

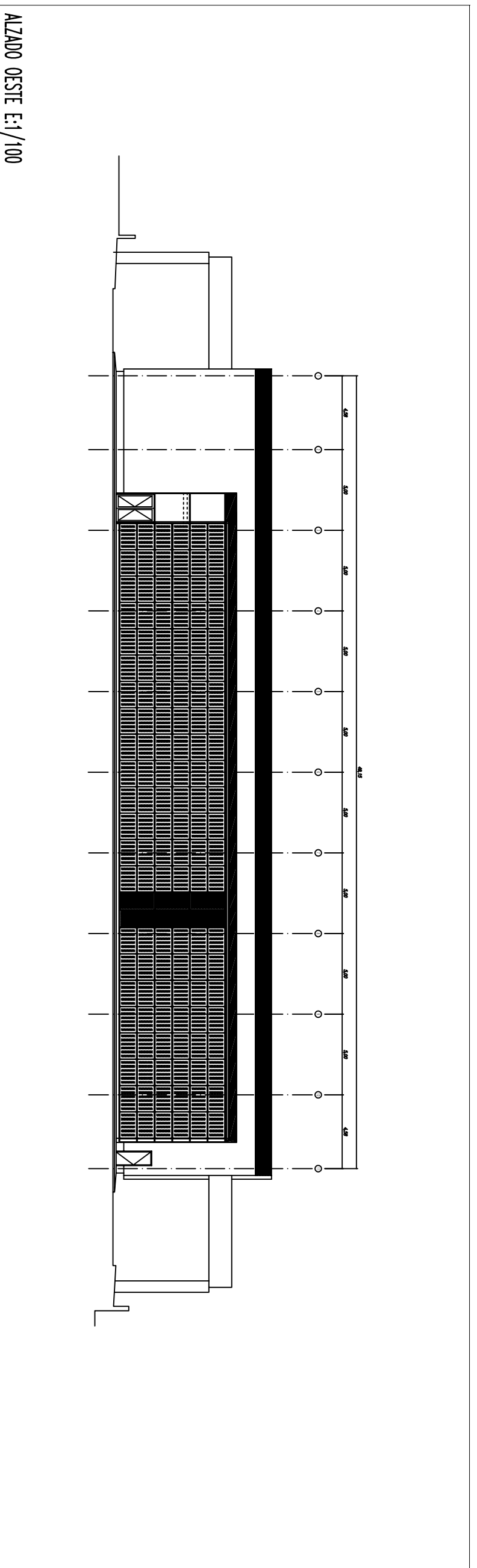
IMPLANTACION-PLANTA GENERAL

INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kwp "S.AGUSTIN"  
 T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALIX (MADRID)

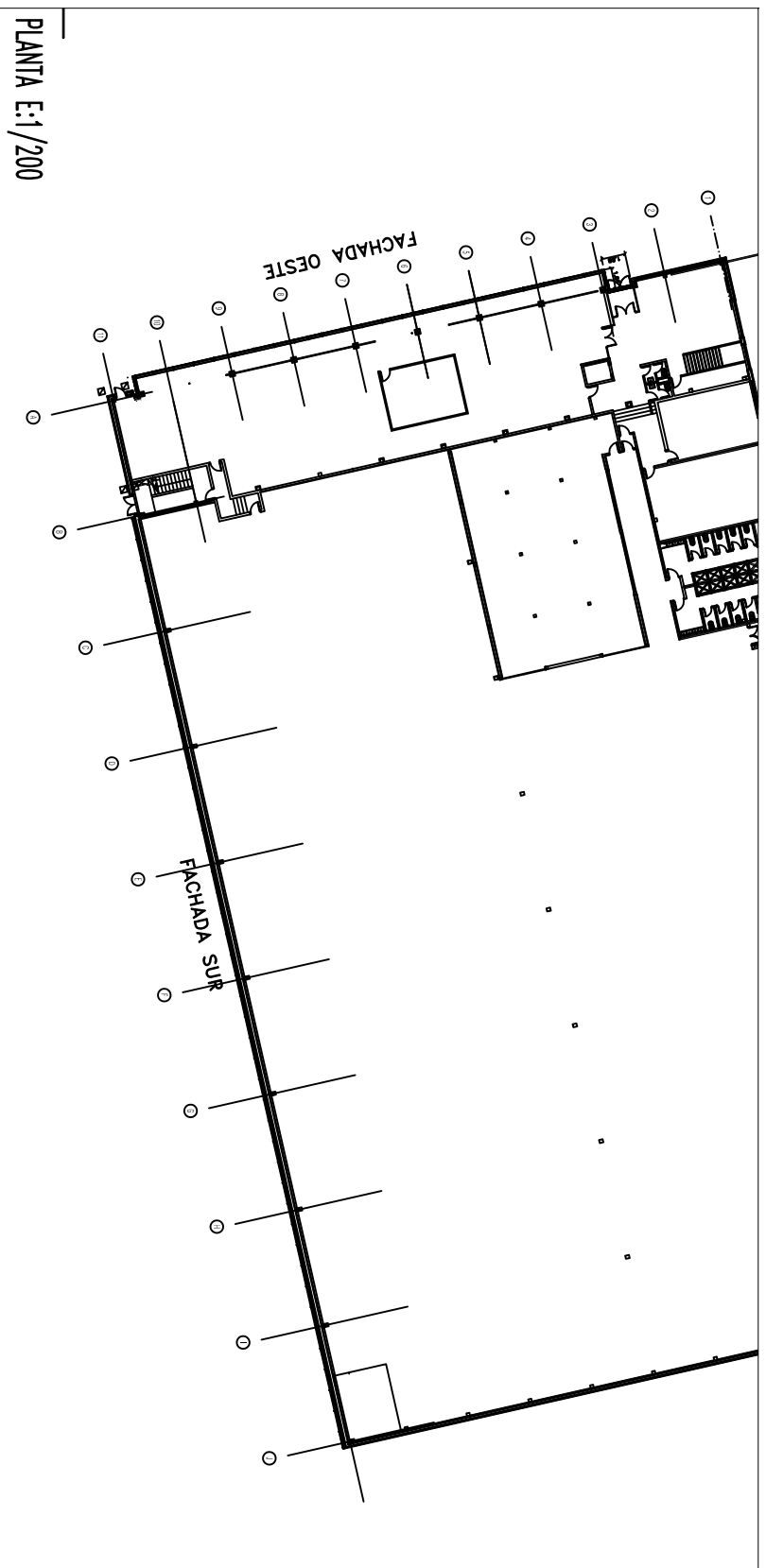
EDICION: A  
 ESCALAS: 1:120  
 NUMERO:  
 SUSTITUIR POR:  
 FICHERO CAD:

Nº PROYECTO: PFC  
 FECHA: 22/05/2014





ALZADO OESTE E:1/100



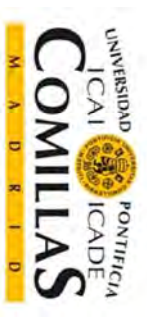
PLANTA E:1/200

**IMPLANTACION-ALZADO FACHADA OESTE**

INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kWp "S.AGUSTIN"  
 T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALIX (MADRID)

EDICION: ESCALAS: S/P NUMERO:  
 A SUSTITUYE A:

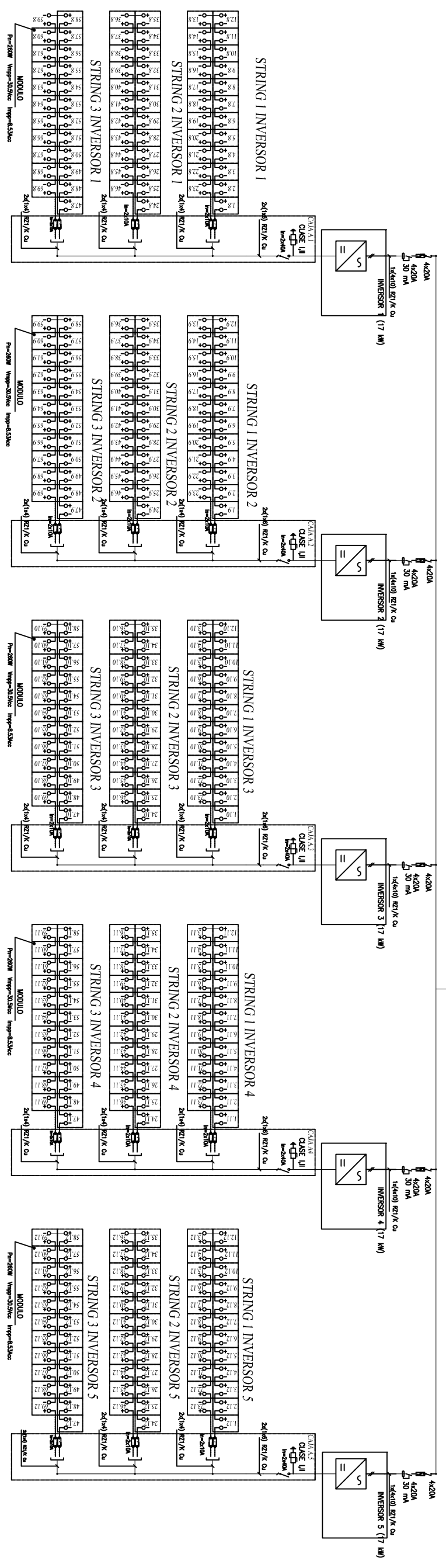
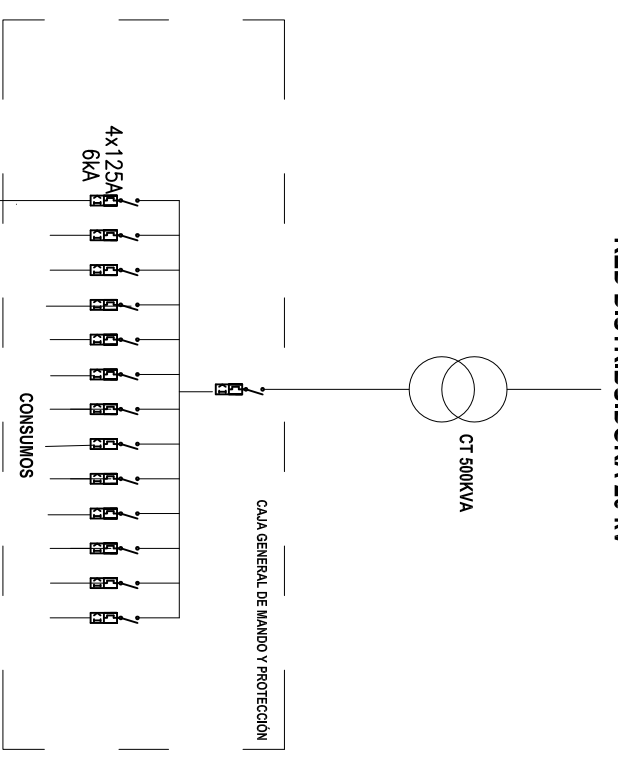
Nº PROYECTO PFC  
 FECHA: 22/05/2014







RED DISTRIBUIDORA 20 KV

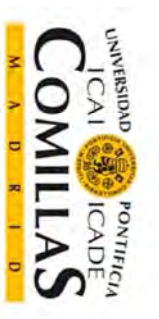


UNIFILAR-CUBIERTA

INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kWp "S.AGUSTIN"  
T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALIX (MADRID)

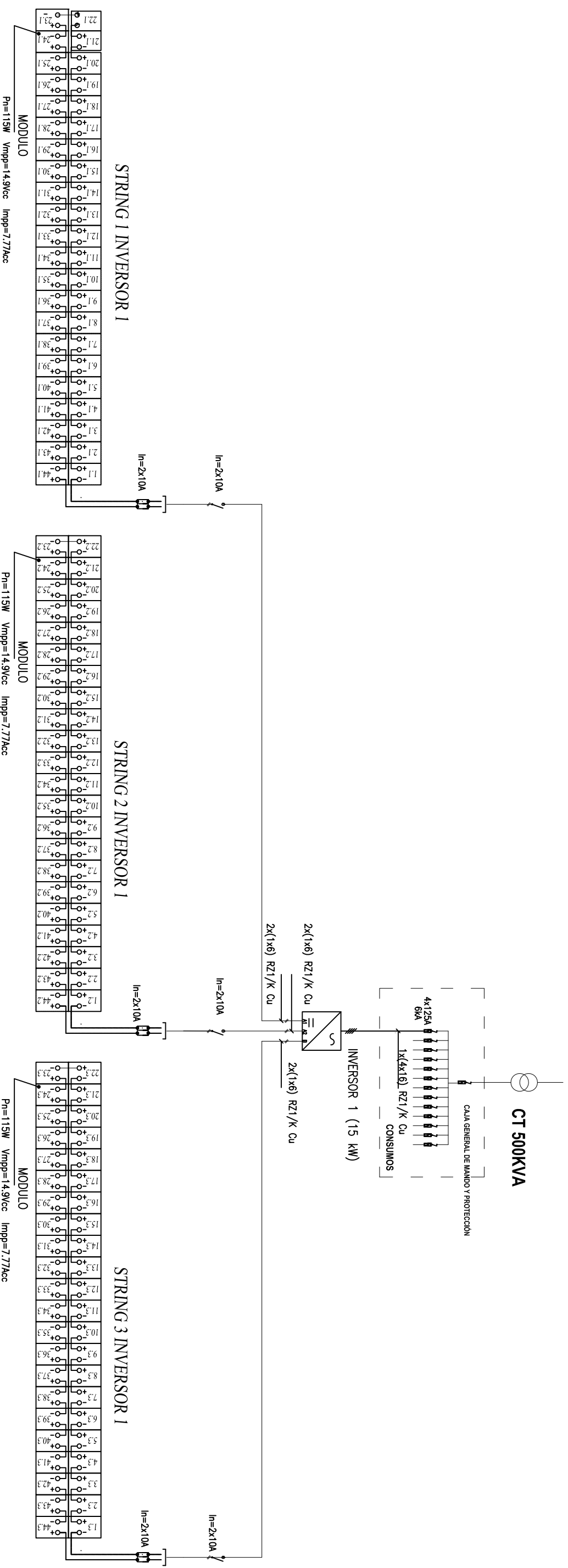
EDICION:	ESCALAS:	NUMERO:	FICHERO CAD:
A	S/E		
SUSTITUYE A:	SUSTITUIDO POR:		

Nº PROYECTO PFC  
FECHA: 22/05/2014





# RED DISTRIBUIDORA 20 KV



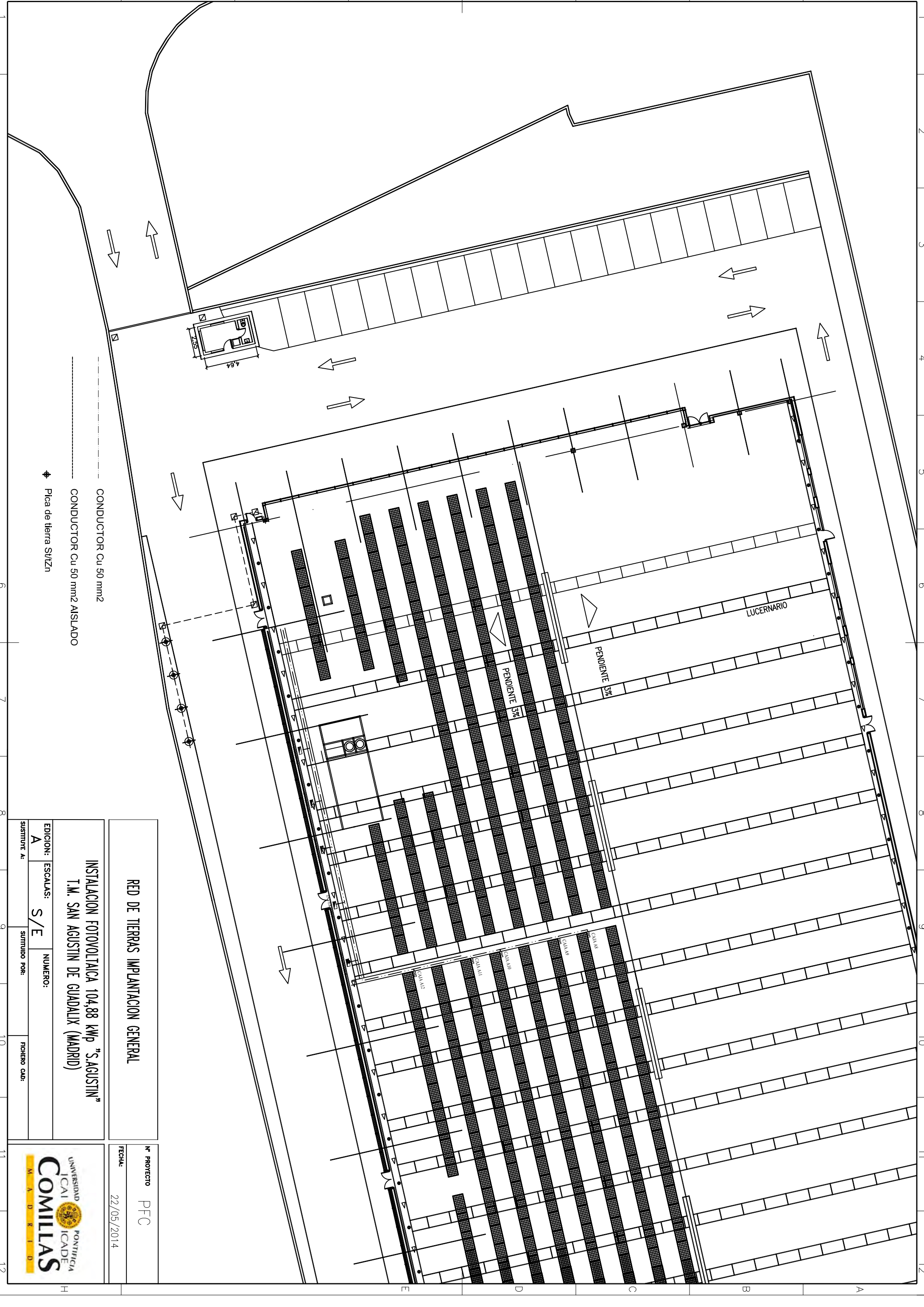
UNIFILAR-FACHADA OESTE

Nº PROYECTO PFC  
FECHA: 22/05/2014

INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kWp "S.AGUSTIN"  
T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALIX (MADRID)

EDICION: A	ESCALAS: S/E	NUMERO:	FICHERO CAD:
SUSTITUYE A:	SUSTITUIDO POR:		





CONDUCTOR Cu 50 mm<sup>2</sup>

CONDUCTOR Cu 50 mm<sup>2</sup> AISLADO

◆ Plica de tierra Sn/Zn

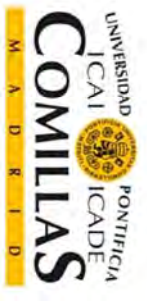
**RED DE TIERRAS IMPLANTACION GENERAL**

**INSTALACION FOTOVOLTAICA 104,88 kWp "S.AGUSTIN"**  
**T.M. SAN AGUSTIN DE GUADALIX (MADRID)**

EDICION:	ESCALAS:	NUMERO:	FICHERO CAD:
A	S/E		
SUSTITUIRE A:	SUSTITUIDO POR:		

Nº PROYECTO **PFC**

FECHA: 22/05/2014





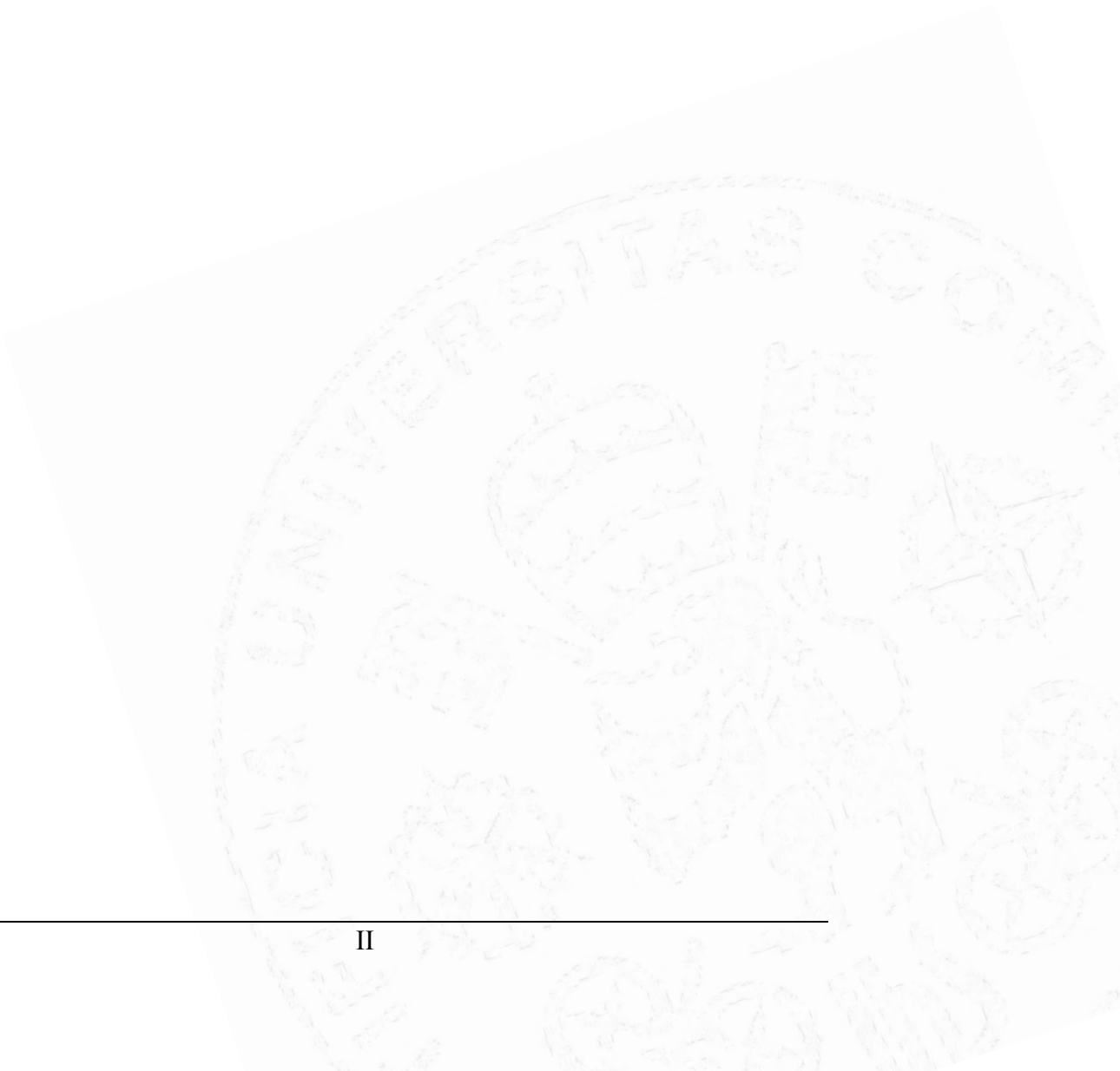
## *Índice de Contenidos*

<b>DOCUMENTO III: PLIEGO DE CONDICIONES.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1 GENERALES ECONÓMICASs.....</b>	<b>3</b>
1.1 Normas de ejecución de las instalaciones .....	3
1.2 Pruebas reglamentarias .....	3
1.3 Certificados y documentación .....	3
<b>Capítulo 2 TÉCNICAS Y PARTICULARES.....</b>	<b>5</b>
2.1 Calidad de los materiales .....	5
2.1.1 Obra civil .....	5
2.1.2 Aparata de BT .....	12
2.2 Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.....	13
2.2.1 Condiciones generales.....	13
2.2.2 Puesta en servicio .....	14
2.2.3 Separación de servicio.....	14
2.2.4 Mantenimiento .....	14
2.3 Libro de órdenes.....	15
2.4 Programa de ejecución.....	15



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---





**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

***DOCUMENTO III***

***PLIEGO DE CONDICIONES***



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## **CAPÍTULO 1 GENERALES ECONÓMICAS**

### ***1.1 NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES***

---

---

Las instalaciones cumplirán con la totalidad de las normativas, especificaciones técnicas, y homologaciones que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales o bien por la propia compañía suministradora, las cuales se enumeran en el capítulo correspondiente de la Memoria.

Las instalaciones se ajustarán a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

### ***1.2 PRUEBAS REGLAMENTARIAS***

---

Los equipos que componen la instalación eléctrica deberán ser sometidos a las diferentes pruebas y ensayos de tipo o serie que se encuentran en vigor y que aparecen como normas de obligado cumplimiento en el MIE-RAT 02.

Una vez realizada la instalación se procederá a la medición de los valores de resistencia de aislamiento de la instalación y resistencia de puesta a tierra, antes de la puesta en marcha.

### ***1.3 CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN***

---

---

Para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes se aportará la siguiente documentación:

- Autorización administrativa de la obra.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

- Proyecto firmado por un técnico competente.
- Certificación de finalización de obra.
- Contrato de mantenimiento.





## CAPÍTULO 2 TÉCNICAS Y PARTICULARES

### 2.1 CALIDAD DE LOS MATERIALES

---

A continuación se establecen los siguientes requisitos técnicos de la instalación.

#### 2.1.1 OBRA CIVIL

---

Todos los materiales empleados deberán ser de primera calidad.

##### 2.1.1.1 Cemento

En caso de tener que ser utilizado para la construcción de los pasamuros hormigón será del tipo Portland, cuya composición en tanto por ciento, ha de estar comprendida entre los siguientes límites:

CaO.....	60 a 68 %
SiO <sub>2</sub> .....	20 a 26 %
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> .....	5 a 12 %
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> .....	2 a 5 %

Puede contener además magnesia y anhídrido sulfúrico hasta los siguientes límites máximos: 5 % y 2,5 %, respectivamente.

El fraguado no debe comenzar hasta una hora después del amasado.

Sobre el tamiz de 900 mallas por cm<sup>2</sup>., no dejará un residuo mayor del 1% de su peso y sobre el tamiz de 4900 mallas, el residuo no será superior al 16%.

La resistencia de compresión en probetas de 50cm<sup>2</sup> de sección de forma cúbica, será de 190Kg/cm<sup>2</sup> a los siete días, y 280Kg/cm<sup>2</sup> a los 20 días. La resistencia a la tracción en probetas en forma de ocho, con sección mínima de



5cm<sup>2</sup> de sección transversal, será de 19Kg/cm<sup>2</sup> a los 7 días y 28,5Kg/cm<sup>2</sup> a los 28 días.

### **2.1.1.2 Arena**

Podrá ser de río, arroyo o cantera, no debiendo contener impurezas de carbón, escoria, yesos o micas.

Se dará preferencia a la arena cuarzosa o a la de origen calizo, siendo preferibles las arenas de superficie áspera o angulosa.

La determinación de la calidad de la arena se comprobará según el ensayo siguiente:

De la muestra del árido mezclado, se separará con el tamiz de 5mm., 100cm<sup>3</sup> de arena; los cuales se verterán en una probeta de vidrio graduado hasta 300cm<sup>3</sup>. Una vez llena de agua hasta la marca de 150cm<sup>3</sup>, se agitará fuertemente tapando la boca con la mano; hecho esto se dejará durante una hora. En estas condiciones el volumen aparente de la arena no superará el 8%.

La proporción de las materias orgánicas se determina mezclando 100cm<sup>3</sup> de arena con una solución de sosa al 3% hasta completar los 150cm<sup>3</sup>. Después de 24 horas, el líquido debe quedar sin coloración, o presentar como máximo un color amarillo pálido que se compara al de la solución testigo.

Los ensayos de las arenas se harán sobre mortero de las siguientes dosificaciones (en peso):

- 1 parte de cemento
- 3 partes de arena

Esta probeta conservada en agua durante siete días, deberá resistir a la tracción en la romana de Michaelis un esfuerzo comprendido entre los 12 y 24Kg/cm<sup>2</sup>.

Toda la arena que sin contener materiales orgánicos no resista el esfuerzo de tracción anteriormente indicado, será desechada. El resultado de este ensayo permite conocer si debe aumentarse o disminuirse la dosificación del cemento empleado en la mezcla.



En obras de pequeña importancia, se puede emplear el procedimiento siguiente para dictaminar sobre la calidad de la arena: Se toma un poco y se aprieta con la mano; si es silíceo y limpia, debe crujir. La mano ha de quedar, al tirar la arena, limpia de arcilla o barro.

#### ***2.1.1.3 Tubos de protección***

Los tubos de protección en los cruces de calles serán de material termoplástico presentando en toda su superficie una perfecta impermeabilidad, sin presentar grietas ni roturas, debiendo presentar el sistema de juntas empleado una seguridad contra la entrada de agua en la canalización de extrema garantía, y una resistencia eléctrica específica inferior a uno y medio (1,5)  $M\Omega$  por  $cm^2$  y centímetro de longitud en el sentido del radio, después de 48 horas de electrificación entre dos masas de agua y de  $20.000\Omega$  por  $cm^2$  y centímetro de longitud en el sentido de la circunferencia después del mismo periodo de electrificación. La resistencia eléctrica específica en seco será, respectivamente, de 5 y  $3M\Omega$ , verificándose la medida entre superficie de mercurio.

Los tubos sometidos a la presión de una prensa deberán sufrir sin romperse y sin acusar permeabilidad a través de sus paredes una presión de 2 atmósferas.

#### ***2.1.1.4 Ladrillos***

El ladrillo macizo común se usará para protecciones de cables y construcción de tabiques en arquetas o si fuera necesario.

Su resistencia a la compresión debe ser superior a los  $50Kg/cm^2$ . Sumergidos en agua suficientemente tiempo (más de 15 minutos), absorberán del 12 al 15% del agua en peso por término medio. Nunca bajará esta absorción del 8%. Sus superficies serán lisas, pero ásperas.

#### ***2.1.1.5 Gravas***

Podrán ser de río o mina y deberán estar limpias de materias extrañas como limo o arcilla, no conteniendo más de un 3% en volumen de cuerpos extraños inertes.



Se prohíbe el empleo de cascote y otros materiales blandos como son ciertas calizas y areniscas, así como la piedra de estructura foliácea o esquistosa.

Deberán ser de tamaño comprendido entre 0,5 y 10 cm.

### **2.1.1.6 Hormigones**

La mezcla de hormigón se efectuará en hormigoneras o a mano, siendo preferible el primer procedimiento, en beneficio de la capacidad o ulterior resistencia, en el segundo caso se hará sobre chapa de hierro de suficientes dimensiones, para evitar que se mezcle con la tierra y se procederá primero a la elaboración del mortero de cemento y arena, añadiéndole a continuación la grava, dando entonces una vuelta a la mezcla, debiendo quedar ésta de color uniforme; si así no ocurre hay que volver a dar otras vueltas hasta conseguir la uniformidad, una vez conseguida ésta, se añadirá a continuación el agua necesaria.

El hormigón obtenido será de consistencia plástica, comprobándose ésta por medio del cono de Abrams.

El cono de Abrams consiste en un molde troncocónico de 30 cm de altura y bases de 10 y 20 cm de diámetro.

Para la prueba de consistencia se coloca el molde apoyado por su base mayor sobre un tablero llenándolo por su base menor y una vez lleno de hormigón y enrasado se levanta dejando caer con cuidado la masa. Se mide después la altura del montón formado y en función de ella se conoce la consistencia que es como sigue:

CONSISTENCIA .....	H en cm.
Seca .....	30 a 28
Plástica .....	28 a 20
Blanda.....	20 a 15
Fluida.....	15 a 10

La consideración más adecuada es la plástica.

En la prueba no se utilizará árido de más de 5cm.



#### **2.1.1.7 Cal**

La cal ordinaria procederá de la calcinación a setecientos grados, aproximadamente, de calizas libres de arcillas y con una proporción de materia extraña inferior al 10%. El producto estará exento de caliches. No se admitirá la cal que por su exposición a los agentes atmosféricos o largo tiempo de almacenaje se haya apagado espontáneamente.

#### **2.1.1.8 Aceros**

Las barras que constituyan armaduras para el hormigón serán de acero con las condiciones que se marcan a continuación:

El alargamiento mínimo no será en ningún caso, inferior a 0,8 de la misma.

Las barras no presentarán grietas, soldaduras, ni mermas de sección superior al tres por ciento.

Podrá exigirse el certificado de un Laboratorio Oficial de que se han tomado las precauciones precisas para la eliminación del rechupe.

Generalmente el acero para armadura será del tipo normal llamado dulce en el comercio, de un límite elástico de dos mil cuatrocientos kilogramos por centímetro cuadrado y un alargamiento mínimo de dieciocho por ciento.

#### **2.1.1.9 Perfiles laminados**

Los perfiles laminados, remaches, piezas de fundición, aparatos de apoyo, etc., se ajustarán a las prescripciones que impone en el CTE DB SE: Seguridad Estructural en su apartado 4, Acero.

Todos los palastros deben presentar superficies sin prominencias, depreciaciones ni desigualdades, desechándose los que tengan falta y los que a golpe de martillo se observe que el hierro dulce se convierte en agrio.

Tendrán espesor uniforme y las dimensiones y pesos que se fijan con arreglo a los catálogos que sirven de base para el pedido.

Se desecharán también los que se rajen, no hundan al taladrarlos, o se desgarran al doblarlos, flexionarlos o cortarlos.



El Director de la Obra podrá someter estos materiales a todo género de pruebas de laboratorio para comprobar las condiciones de resistencia que, a su juicio, fuesen necesarias para la solidez de la obra.

#### ***2.1.1.10 Fundición***

La fundición será de segunda fusión y de la conocida con el nombre de gris fina y homogénea sin que presente grietas, pajas, gotas frías, vacíos, soldaduras, pelos, escorias, ni alabeos, cuerpos extraños u otros defectos que puedan alterar su resistencia o buen aspecto.

Resistirá sin romperse un esfuerzo de tracción de 12Kg/mm<sup>2</sup> de sección, haciendo la prueba con barretas de doce milímetros de longitud y cuatro centímetros cuadrados de sección.

Todas las piezas tendrán el peso aproximado que se marque en cada caso y un grueso uniforme perfectamente limpio, bien señalados todos sus detalles y ornamentos sin rebordes ni imperfección alguna en su contextura.

#### ***2.1.1.11 Cobre para fundición***

El cobre utilizado para la fabricación de cables o realización de conexiones eléctricas de cualquier tipo o clase, cumplirán las especificaciones contenidas en las “Normas para el cobre electrolítico”, de la Asociación Electrotécnica Española U.N.E. 21.011. En los conductores estañados puede admitirse un aumento de resistencia no superior al 2%.

El cobre para conductores eléctricos, se adaptará a las calidades definidas en la Norma UNE 37.103 “Cobre y sus aleaciones”.

#### ***2.1.1.10 Latón, bronces y otras aleaciones de cobre***

Las piezas y dispositivos en que se empleen aleaciones de cobre, las proporciones de este material se fijará en cada caso por la Administración, teniendo en cuenta su utilización y condiciones de trabajo. Se comprobará siempre no sólo esta proporción de los elementos que integran la aleación, sino también la esmerada obtención de los mismos.



Las aleaciones serán de constitución uniforme, careciendo de soldaduras y otros defectos. Se examinará la fractura que no presentara heterogeneidad en la colocación.

#### ***2.1.1.12 Conductores aislados por PVC***

Se denominan así los conductores recubiertos a base de mezclas de cloruro de polivinilo. Dichos conductores pueden ser de cobre o aluminio.

Los cables con aislamiento de P.V.C. tendrán una superficie exenta de defectos, grietas y materias extrañas, presentando una coloración uniforme en su capa exterior. El espesor de la capa aislante será uniforme y estará colocada concéntricamente respecto al conductor.

La rigidez dieléctrica y la resistencia kilométrica del aislamiento cumplirán lo establecido en el artículo 9 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Todos los conductores aislados serán del tipo VV 0,6/1kV y cumplirán la Norma UNE 21.029.

Todos los conductores aislados llevaran en su cubierta externa, impreso de forma indeleble, el nombre del fabricante, la denominación UNE y el año de fabricación.

Se podrán realizar todas las pruebas de garantía que especifican las Normas UNE 21.029, 21.117, 21.085, 21.022, 21.014 y 21.011.

#### ***2.1.1.13 Conductores para BT. Formados por haz RZ***

En la línea de BT, se emplearán cables del tipo RV con conductor de aluminio según Normas UNE 21.022 y aislamiento XLPE (polietileno reticulado) con cubierta de PVC (policloruro de vinilo).

Seguirán las Normas de construcción y ensayo UNE 21.123 y la IEC 502.

Se emplearán con material conductor de aluminio recocido, según secciones.

Toda la normativa expuesta en el anterior apartado, es de aplicación en el presente, excepto aquello que diferencie este tipo de conductor.



#### ***2.1.1.14 Conductores de conexión a tierra***

El conductor de conexión de la red de tierras podrá ser de cobre de 16mm<sup>2</sup> de sección o de otro conductor eléctricamente equivalente a la citada sección de cobre, como mínimo.

Para la correcta conexión, se emplearán grapas de conexión que cumplirán las recomendaciones UNESA 6.502 A y las Normas NIDSA.

#### ***2.1.2 APAREMATA DE BT***

---

A continuación se describen las prescripciones técnicas de la aparemATA de baja tensión.

##### ***2.1.2.1 Bornas de BT***

Se colocan 4 bornas de porcelana tipo DIN 42530 según norma UNE 20.176.

Características generales:

Tensión asignada: 1kV

Corriente asignada: 250A

##### ***2.1.2.2 Cuadro de BT***

El equipo se suministra con un Cuadro de Protección de Baja tensión compuesto de 1 base tripolar vertical con fusibles de desconexión en carga unipolar según normas EN 60947-3 y RU 6301 B.

Características generales:

Tensión nominal: 690V

Tensión de aislamiento: 1000V

Intensidad nominal por base: 160A





### ***2.1.2.3 Interruptor automática de BT***

El equipo se suministra con un interruptor automático para la protección en Baja tensión equipado con relés termomagnéticos o electrónicos según IEC 60947-2.

Características generales:

Corriente asignada de servicio: 400A

Tensión asignada de servicio: 690 V

El interruptor automático incorpora un módulo para la protección diferencial. Fabricado con los más altos niveles de calidad el bloque de protección diferencial cumple con las principales normas internacionales y todos los requisitos de EMC, proporcionando una protección integral.

Corriente asignada de servicio: 400A

## ***2.2 CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD***

---

Podemos dividir las condiciones de uso, mantenimiento y seguridad en cuatro grupos: Condiciones Generales, Puesta en Servicio, Separación de Servicio y Mantenimiento del Centro de Transformación:

### ***2.2.1 CONDICIONES GENERALES***

---

La instalación eléctrica debe encontrarse debidamente señalizada y debe disponer de las advertencias e instrucciones necesarias de modo que se impidan los errores de interpretación, maniobras incorrectas y contactos accidentales con los elementos que se encuentran bajo tensión, o cualquier otro tipo de accidente.

Las instrucciones relativas a los socorros que deban prestarse en los accidentes causados por electricidad deberán encontrarse en lugares bien visibles. De la misma manera se señalará en sitio visible del local placas de aviso de “Riesgo eléctrico”.



Las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente y utilizando guantes, palanca de accionamiento, etc., que deberán encontrarse en perfecto estado de funcionamiento.

### ***2.2.2 PUESTA EN SERVICIO***

---

Las maniobras de puesta en servicio deberán ser realizadas por personal autorizado de acuerdo con el Real Decreto RD 614/2001.

Para la puesta en servicio de la planta se procederá de manera genérica conectando primero los interruptores-seccionadores de entrada de los inversores y posteriormente la apartada de conexión siguiente hasta llegar a la conexión con el cuadro general de mando y protección.

Previamente a la puesta en servicio de la planta se realizará una puesta en servicio en vacío con el fin de asegurar el correcto funcionamiento de las máquinas.

### ***2.2.3 SEPARACIÓN DE SERVICIO***

---

Las maniobras de separación de servicio deberán ser realizadas por personal autorizado de acuerdo con el Real Decreto RD 614/2001.

Para la separación de servicio de la planta se procederá de forma inversa a las de la puesta en servicio indicada en el punto anterior. Se desconectará en primer lugar la red de baja tensión para actuar posteriormente sobre los interruptores-seccionadores de los inversores.

### ***2.2.4 MANTENIMIENTO***

---

Se tomarán las medidas necesarias para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento.

El mantenimiento consistirá en la limpieza, mediciones, engrasado y comprobación de las partes fijas y móviles y de los elementos que fuese necesario.



De acuerdo con el artículo 12 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación se presentará antes de la puesta en marcha, un contrato de mantenimiento con una persona física o jurídica homologada para ello.

Además, de acuerdo con el artículo 13 del mencionado Reglamento, se realizarán inspecciones periódicas por un organismo cualificado por la administración como mínimo con una frecuencia de 3 años.

### ***2.3 LIBRO DE ÓRDENES***

---

Se dispondrá en este centro de un libro de órdenes en el que constarán todas las incidencias surgidas durante el transcurso de su ejecución y explotación incluyendo en éste, visitas y revisiones.

### ***2.4 PROGRAMA DE EJECUCIÓN***

---

El programa de ejecución de las actividades de construcción y puesta en marcha del Proyecto es de 4 semanas.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## *Índice de Contenidos*

<i>DOCUMENTO IV presupuesto .....</i>	<i>1</i>
<i>Capítulo 1 Mediciones, Sumas parciales y precios unitarios .....</i>	<i>3</i>
1.1 Materiales y equipos.....	3
1.2 Instalación y montaje .....	4
1.3 Varios.....	4
1.4 Totales.....	5
<i>Capítulo 2 presupuesto general.....</i>	<i>7</i>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

# ***DOCUMENTO IV***

## ***PRESUPUESTO***



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---





# CAPÍTULO 1 MEDICIONES, SUMAS PARCIALES Y PRECIOS UNITARIOS

A continuación se muestran las sumas parciales de cada una de las distintas partidas de la que cuenta el proyecto:

## 1.1 MATERIALES Y EQUIPOS

### PRESUPUESTO GENERAL DEL PROYECTO

PARTIDA I. MATERIAL Y EQUIPOS						
ELEMENTO	MODELO	UD	ÚMER	PRECIO UNITARIO	TOTAL	PORCENTAJE
<b>I.GENERADOR FOTOVOLTAICO: CUBIERTA</b>						
Módulos Fotovoltaicos	YL260P-29b	Ud	345	159,74 €	55.110,30 €	42,88%
Inversor	SMA Tripower 17000TL	Ud	5	2.902,70 €	14.513,50 €	11,29%
Estructura	Iti inclinada anclaje a cha	Wp	89700	0,19 €/Wp	17.043,00 €	13,26%
	Cableado marca					
Cableado y protecciones	TopSolar y protecciones	Wp	89700	0,002 €/Wp	2.063,10 €	1,61%
Contador bidireccional	Cuadro AS1	Wp	89700	0,002 €/Wp	2601,3	2,02%
<b>SUBTOTAL</b>					<b>91.331,20 €</b>	<b>71,06%</b>
<b>II.GENERADOR FOTOVOLTAICO: FACHADA OESTE</b>						
Módulos Fotovoltaicos	BIPVYL115(14)PQR	Ud	132	240,00 €	31.680,00 €	24,65%
Inversor	SMA Tripower 15000TL	Ud	1	2.690,45 €	2.572,67 €	2,00%
	Cableado marca					
Cableado y protecciones	TopSolar y protecciones	Wp	15180	0,002 €/Wp	349,14	0,27%
<b>SUBTOTAL</b>					<b>37.203,11 €</b>	<b>28,94%</b>
<b>TOTAL PARTIDA I</b>					<b>128.534,31 €</b>	<b>67%</b>



## ***1.2 INSTALACIÓN Y MONTAJE***

<b>PARTIDA II. INSTALACIÓN Y MONTAJE</b>						
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UD</b>	<b>ÚMER</b>	<b>PRECIO UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>PORCENTAJE</b>	
<b>I.GENERADOR FOTOVOLTAICO: CUBIERTA</b>						
Montaje 345 módulos sobre estructura fija de cubierta	Ud	345	16,74 €	5.775,30 €	9,43%	
Conexionado 345 módulos con conectores MC4	Ud	345	18,50 €	6.382,50 €	10,43%	
Suministro y montaje de caja de tipo A en inversores 1,2,3,4 y 5	Ud	5	288,80 €	1.444,00 €	2,36%	
Motaje y conexionado de inversor 17KW	Ud	5	2.295,94 €	11.479,70 €	18,75%	
Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de P-SUI	m	1800	2,16 €	3.888,00 €	6,35%	
<b>SUBTOTAL</b>				<b>28.969,50 €</b>	<b>47,32%</b>	
<b>II.GENERADOR FOTOVOLTAICO: FACHADA OESTE</b>						
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UD</b>	<b>ÚMER</b>	<b>PRECIO UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>PORCENTAJE</b>	
Montaje 132 módulos sobre estructura auxiliar fachada	Ud	132	19,74 €	2.605,68 €	4,26%	
Conexionado 345 módulos con conectores MC4	Ud	132	25,40 €	3.352,80 €	5,48%	
Suministro y montaje de caja de tipo A en inversore 6	Ud	1	288,80 €	288,80 €	0,47%	
Motaje y conexionado de inversor 15KW	Ud	1	2.206,94 €	2.206,94 €	3,60%	
Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de Cu RZ	m	100,6	1,95 €	196,09 €	0,32%	
<b>SUBTOTAL</b>				<b>8.650,31 €</b>	<b>14,13%</b>	
<b>III.GENERADOR FOTOVOLTAICO: ZONAS COMUNES</b>						
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UD</b>	<b>ÚMER</b>	<b>PRECIO UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>PORCENTAJE</b>	
Electrodo de tierra: Suministro, conexionado y tendido	Ud	24	17,65 €	423,60 €	0,69%	
Conductor de protección	m	458,5	12,71 €	5.828,04 €	9,52%	
Suministro e instalación de pica de cobre	Ud	4	18,65 €	74,60 €	0,12%	
Suministro y montaje de caja general de protección CGP	Ud	1	743,63 €	743,63 €	1,21%	
Suministro y montaje de cuadro tipo B agrupación alterna.	Ud	1	2.333,00 €	2.333,00 €	3,81%	
Suministros de bandejas perforadas galvanizadas	m	747,2	19,00 €	14.196,80 €	23,19%	
<b>SUBTOTAL</b>				<b>23.599,67 €</b>	<b>38,55%</b>	
<b>TOTAL PARTIDA II</b>				<b>61.219,49 €</b>	<b>32%</b>	

## ***1.3 VARIOS***

<b>PARTIDA III. VARIOS</b>			
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>TOTAL</b>	<b>PORCENTAJE</b>	
Gestion y trámites administrativos	700,00 €	100,00%	
<b>SUBTOTAL</b>		<b>700,00 €</b>	<b>100,00%</b>
<b>TOTAL PARTIDA III</b>		<b>700,00 €</b>	<b>0%</b>
<b>TOTAL PARTIDAS</b>		<b>190.453,80 €</b>	



## ***1.4 TOTALES***

---

---

<b>TOTAL PARTIDA I</b>	128.534,3 €	<b>67%</b>
<b>TOTAL PARTIDA II</b>	61.219,5 €	<b>32%</b>
<b>TOTAL PARTIDA III</b>	700,0 €	<b>0%</b>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## CAPÍTULO 2 PRESUPUESTO GENERAL

A continuación se detalla el presupuesto general de la instalación:

### *PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 104,88 kWp SAN AGUSTÍN DEL GUADALIX (MADRID)*

CAPITULO 1 : EQUIPOS FV					
POS.	CANT.	UD.	CONCEPTO	P.UNIT.	TOTAL
1,01	345	Ud.	Suministro de módulo fotovoltaico de dimensiones 1650x990x40 mm y 18,5 kg de peso para cubierta	159,74 €	55.110,30 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>55.110,30 €</b>
1,02	5	Ud.	Suministro y montaje de inversor SMA Tripower 17000TL. Incluso unidad de comunicaciones RS485 y proteccion de sobretensiones clase II	2.902,07 €	14.510,35 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>14.510,35 €</b>
1,03	5	Ud	Conexionado de inversor de conexión a red de 17 kW, sobre pared (formada por pladur, hueco aislado y bloque de hormigon) de forma aislada con entrada procedente del lado de continua (de caja tipo A) en borneros disponibles. Conexionado parte de alterna desde salida hasta caja tipo B . Según secciones indicadas en esquema unifilar. Incluyendo pequeño material eléctrico necesario así como sujección y anclaje del mismo.	2295,94	11.479,72 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>11.034,72 €</b>
1,04	132	Ud.	Suministro de módulo fotovoltaico BIPV de dimensiones 1610x1065x32 mm y 80 kg de peso para fachada Oeste	240,00 €	31.680,00 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>31.680,00 €</b>
1,05	1	Ud.	Suministro y montaje de inversor SMA Tripower 15000TL. Incluso unidad de comunicaciones RS485 y proteccion de sobretensiones clase II	2.572,67 €	2.572,67 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>2.572,67 €</b>
1,06	1	Ud	Conexionado de inversor de conexión a red de 15 kW, sobre pared (formada por pladur, hueco aislado y bloque de hormigon) de forma aislada con entrada procedente del lado de continua (de caja tipo A) en borneros disponibles. Conexionado parte de alterna desde salida hasta caja tipo B . Según secciones indicadas en esquema unifilar. Incluyendo pequeño material eléctrico necesario así como sujección y anclaje del mismo.	2206,94	2.206,94 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>2.206,94 €</b>
<b>TOTAL CAPITULO 1</b>					<b>117.559,98 €</b>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

<b>CAPITULO 2 : ESTRUCTURAS</b>					
2,01	100	Ud.	<b>Suministro de estructura auxiliar de cubierta.</b> La estructura será tipo Hilti montada en 30° de inclinación sobre cubierta, anclando las mismas sobre las correas de las estructuras. La estructura será de aluminio	160,00	16.000,00 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>16.000,00 €</b>
2,01	100	Ud.	<b>Montaje de estructura auxiliar de cubierta.</b> Anclando la estructura sobre las correas de estructura con tornillo autotaladrante asegurando la estanqueidad de la cubierta mediante neopreno. Los taladros se realizarán sobre las crestas en cubierta.	39,50	3.950,00 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>19.950,00 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>					<b>35.950,00 €</b>
<b>CAPITULO 3 : MONTAJE Y CONEXIONADO</b>					
POS.	CANT.	UD.	CONCEPTO	P.UNIT.	TOTAL
3,01	345	Ud.	<b>Montaje y conexionado de módulo fotovoltaico</b> de dimensiones 1650x990x40 mm y 18,5 kg de peso sobre estructura fija de cubierta. Conexión entre paneles con conectores rápidos MC 4 incluidos en paneles . Conexión de paneles según plano hasta caja A . Se realizará la conexión simultáneamente con el colgado de paneles a la estructura. Se suministrarán los conectores MC4 necesarios para el conexionado según plano. La conexión se realizará según plano.	18,50	6.382,50 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>6.382,50 €</b>
3,02	132	Ud.	<b>Montaje y conexionado de módulo fotovoltaico</b> de dimensiones 1610x1065x32 mm y 80 kg de peso . Conexión entre paneles con conectores rápidos MC 4 incluidos en paneles . Conexión de paneles según plano hasta caja A . Se suministrarán los conectores MC4 necesarios para el conexionado según plano. La conexión se realizará según plano.	25,40	3.352,80 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>3.352,80 €</b>
3,03	5	Ud	<b>Suministro de caja tipo A</b> para instalación en interior de nave, empotrada con regletas de conexión y prensas, incluso accesorios para entrada de 6 cables unipolares de hasta 16 mm <sup>2</sup> y salida de 6 cables unipolares de hasta 4 mm <sup>2</sup> . En dicha caja se incluirá puente de comprobación de red de tierras de módulos y estructura por lo que se deberá contar con tres entradas y una salida para cable de tierra de 16 mm <sup>2</sup> . Envoltorio de PVC reforzada con fibra de vidrio, IP54 como mínimo, incluyendo perfil DIN de fijación de componentes, barra de puesta a tierra de cobre. Incluso pequeño material eléctrico para conexiones y borneros adecuados según secciones indicadas en unifilar, e identificación de terminales. Incluye 6 bases portafusibles y 6 fusibles de 15A 1000 Vdc, 3 seccionadores DC 2x15 1000 Vdc, 3 protecciones de sobretensión clase I y clase II según descripción en unifilar.	288,80	1.444,00 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>1.444,00 €</b>
3,04	5	Ud	<b>Montaje de caja tipo A</b> en interior de nave en la posición especificada en planos. Incluso conexión de cables según unifilar y rotulación con tinta indeleble en extremos e inicios de los cables.	52,29	261,47 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>261,47 €</b>
3,05	8	Ud	<b>Suministro de caja de cambio de sección</b> para instalación en intemperie en cubierta, IP 65, con los elementos necesarios para una buena realización de la conexión según unifilar. Incluso prensaestopas y elementos de sujeción necesarios.	86,54	692,32 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>692,32 €</b>
3,06	8	Ud	<b>Montaje de caja cambio de sección</b> en cubierta de nave en la posición especificada en planos. Incluso conexión de cables según unifilar y rotulación con tinta indeleble en extremos e inicios de los cables.	65,37	522,95 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>522,95 €</b>
3,07	1	Ud	<b>Suministro de cuadro tipo B agrupación alterna.</b> Suministro y conexionado de cuadro de interior para agrupación de alterna. Envoltorio de PVC reforzada con fibra de vidrio, IP54 como mínimo, incluyendo perfil DIN de fijación de componentes, barra de neutro de puesta a tierra de cobre 50 mm <sup>2</sup> , 5 interruptores automáticos tetrapolares 25A, 380/415Vac tipo ABB o MERLIN GERIN; 5 interruptores diferenciales tetrapolares de 25 A de sensibilidad 30 mA tipo ABB o MERLIN GERIN; 1 seccionador AC 4x125 1000 Vac. Incluso descargador de sobretensiones para 400 Vac clase II tipo ABB o Merlin Gerin. Embarrado trifásico con neutro incluido. Incluso pequeño material eléctrico para conexiones y borneros adecuados según secciones indicadas en unifilar, e identificación de terminales. <del>Totalmente instalado,</del> incluso anclaje y fijación del cuadro en muro.	1002,46	1.002,46 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>1.002,46 €</b>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

3,08	1	Ud	<b>Montaje de cuadro tipo B agrupación alterna.</b> En interior de nave en la posición especificada en planos. Incluso conexión de cables según unifilar y rotulación con tinta indeleble en extremos e inicios de los cables.	522,95	522,95 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>522,95 €</b>
3,09	1	Ud.	<b>Suministro y montaje en cuadro general de mando y protección</b> de interruptor automático tetrapolar 125A, 380/415Vac tipo ABB o MERLIN GERIN. Según plano unifilar.	99,14	99,14 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>99,14 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>					<b>15.283,05 €</b>
<b>CAPITULO 4: CABLEADO</b>					
<b>POS.</b>	<b>CANT.</b>	<b>UD.</b>	<b>CONCEPTO</b>	<b>P.UNIT.</b>	<b>TOTAL</b>
4,01	15	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de P-SUN sp Cu 0,6/1kV 1x4 mm2 según UNE 21123-2	1,65	24,75 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>24,75 €</b>
4,02	779,7	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de P-SUN sp Cu 0,6/1kV 1x6 mm2 según UNE 21123-2	2,16	1.684,15 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>1.684,15 €</b>
4,03	526,42	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de P-SUN sp Cu 0,6/1kV 1x10 mm2 según UNE 21123-2	2,97	1.563,47 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>1.563,47 €</b>
4,04	189,2	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de P-SUN sp Cu 0,6/1kV 1x16 mm2 según UNE 21123-2	3,12	590,30 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>590,30 €</b>
4,05	188,86	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de Cu RZ1-K 0,6/1kV 4x10 mm2 según UNE 21123-2	6,57	1.240,81 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>1.240,81 €</b>
4,06	180,26	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de Cu RZ1-K 0,6/1kV 4x16 mm2 según UNE 21123-2	8,23	1.483,54 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>1.483,54 €</b>
4,07	0,5	ml	Suministro, conexionado y tendido en bandeja de cable de Cu RZ1-K 0,6/1kV 4x35 mm2 según UNE 21123-2	12,10	6,05 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>6,05 €</b>
4,08	71,24	ml	Suministro e instalación de bandeja perforada galvanizada con tapa de canto 100 mm y ancho mínimo de 200 mm	41,67	2.968,57 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>2.968,57 €</b>
4,09	125,4	ml	Suministro e instalación de bandeja perforada galvanizada con tapa de canto 100 mm y ancho mínimo de 300 mm	20,50	2.570,70 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>2.570,70 €</b>
4,10	223,2	ml	Suministro e instalación de bandeja perforada galvanizada con tapa de canto 100 mm y ancho mínimo de 400 mm	23,50	5.245,20 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>					<b>5.245,20 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>					<b>17.377,54 €</b>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

CAPITULO 5 : RED DE TIERRAS				
POS.	CANT.	UD.	CONCEPTO	P.UNIT. TOTAL
5,01	458,54	ml	<b>Conductor de protección</b> (Interconexión de estructuras + protección de sobrecargas + cuadros + inversores a tierra) Suministro, conexión y tendido de conductor Cu desnudo de sección 35 mm <sup>2</sup> según UNE 21022 totalmente conectado e instalado. Incluso pequeño material para	7,65 3.507,83 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>				<b>3.507,83 €</b>
5,02	4	ml	<b>Suministro e instalación de pica de cobre</b> diam 14 y 2m, grapa pica cable, borna de verificación, incluso accesorios totalmente instalada.	18,65 74,60 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>				<b>74,60 €</b>
<b>TOTAL CAPITULO 5</b>				<b>3.582,43 €</b>
CAPITULO 6 : VARIOS				
POS.	CANT.	UD.	CONCEPTO	P.UNIT. TOTAL
6,01	1	Ud	Entrega de <b>boletines del instalador</b> sellados por industria para cada una de las plantas .	350,00 350,00 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>				<b>350,00 €</b>
6,02	1	Ud	Entrega de boletín del instalador sellado por industria para la modificación de la instalación de servicios auxiliares.	350,00 350,00 €
<b>TOTAL PARTIDA</b>				<b>350,00 €</b>
<b>TOTAL CAPITULO 6</b>				<b>700,00 €</b>
TABLA RESUMEN				
Nº	CAPÍTULO			Total Capítulo
1	<b>EQUIPOS FV</b>			<b>117559,98</b>
2	<b>ESTRUCTURA</b>			<b>35950,00</b>
3	<b>MONTAJE Y CONEXIONADO</b>			<b>15283,05</b>
4	<b>CABLEADO</b>			<b>17377,54</b>
5	<b>RED DE TIERRAS</b>			<b>3582,43</b>
6	<b>VARIOS</b>			<b>700,00</b>
<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECÁNICO</b>				<b>190453,01</b>
<b>BENEFICIO INDUSTRIAL</b>				<b>8%</b>
<b>TOTAL</b>				<b>205689,25</b>





---

## *Índice de Contenidos*

<i>Documento V: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD</i> .....	1
<i>Capítulo 1 MEMORIA INFORMATIVA</i> .....	3
1.1 Objeto .....	3
1.2 Datos del proyecto .....	3
1.2.1 Denominación del proyecto .....	3
1.2.2 Datos de la obra .....	4
1.2.3 Antecedentes .....	4
<i>Capítulo 2 MEMORIA DESCRIPTIVA</i> .....	5
2.1 Descripción .....	5
2.2 Emplazamiento .....	5
2.3 Climatología .....	6
2.4 Acceso y vallado .....	6
2.5 Interferencias y servicios afectados .....	6
2.6 Instalaciones provisionales para los trabajadores .....	7
2.7 Análisis de riesgo y medidas de prevención .....	7
2.7.1 Conducciones de agua, tanto abastecimiento como saneamiento .....	8
2.7.2 Líneas eléctricas enterradas .....	9
2.7.3 Conducción de gas .....	10
2.7.4 Líneas telefónicas enterradas .....	11
2.7.5 Líneas telefónicas aéreas .....	11
2.7.6 Red de saneamiento .....	12
2.7.7 Líneas de alta tensión .....	13
2.7.8 Trabajos de albañilería .....	14
2.7.9 Montaje .....	15
2.7.10 Transporte de material .....	19
2.7.11 Trabajos en tensión .....	20
2.7.12 Trabajos en altura .....	22
2.7.13 Escaleras .....	23
<i>Capítulo 3 MEDICINA PREVENTIVA Y ASISTENCIAL</i> .....	25



<b>3.1 Centros asistenciales en caso de accidente .....</b>	<b>25</b>
<b>3.2 Botiquin de primeros auxilios .....</b>	<b>26</b>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

***DOCUMENTO V: ESTUDIO***

***BÁSICO DE SEGURIDAD Y***

***SALUD***



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## **CAPÍTULO 1 MEMORIA INFORMATIVA**

### ***1.1 OBJETO***

---

El presente Estudio de Seguridad y Salud se redacta para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1627/97, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995, de 8 de Noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

El objeto del Estudio de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el trabajo, en el que se analizarán, estudiará, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

### ***1.2 DATOS DEL PROYECTO***

---

A continuación se recogen los datos del proyecto necesarios.

#### ***1.2.1 DENOMINACIÓN DEL PROYECTO***

---

La denominación que se otorga al proyecto es:

PROYECTO PLANTA FOTOVOLTAICA 104,88 kWp EN SAN AGUSTÍN DEL GUADALIX



### ***1.2.2 DATOS DE LA OBRA***

---

La obra tendrá una duración aproximada de 10 semanas.

Se considera una punta máxima de 10 trabajadores, con una media de 8 trabajadores en obra.

### ***1.2.3 ANTECEDENTES***

---

El propietario del edificio industrial desea instalar un sistema fotovoltaico que suponga un ahorro en su factura eléctrica a la vez que rehabilitar una de sus fachadas.

En el edificio actualmente no existen plantas fotovoltaicas u otras tecnologías de generación instaladas.

Siendo una zona industrial se justifica la generación de energía fotovoltaica en la zona para el aporte al consumo del propio edificio por la linealidad de su actividad industrial y por tanto de su consumo eléctrico.

Los sistemas fotovoltaicos integrados en las construcciones, como pueden ser pérgolas, marquesinas, voladizos, etc., tienen el potencial de ser atractivos arquitectónicamente, sustituyendo los materiales fotovoltaicos a otros materiales de construcción convencionales.

Debido a las mejoras estéticas y todos los beneficios derivados de la generación distribuida, los sistemas fotovoltaicos integrados en edificios y otras construcciones, son una opción de futuro atractiva.



## CAPÍTULO 2 MEMORIA DESCRIPTIVA

### *2.1 DESCRIPCIÓN*

---

---

Se realizará la construcción de la planta fotovoltaica sobre la cubierta existente en el edificio industrial instalando la estructura auxiliar, los módulos fotovoltaicos e inversores así como las bandejas necesarias y cuadros de distribución de corriente continua y corriente alterna. En cubierta al no existir lucernarios no será necesario realizar ninguna modificación sobre los mismos. Si será necesario instalar las protecciones necesarias para permitir el paso de trabajadores. Se deberá contar con línea de vida en la instalación para realizar los trabajos. Se seguirá el mismo procedimiento para la fachada Oeste, requiriendo además a los trabajadores la licencia de trabajo en altura.

### *2.2 EMPLAZAMIENTO*

---

---

La planta se encontrará situada en San Agustín del Guadalix (Madrid)

Provincia	Madrid
Municipio	San Agustín del Guadalix
Polígono	Polígono Industrial “Sur”
Parcela	101
Nave	05



## ***2.3 CLIMATOLOGÍA***

---

---

Hay que definir la climatología porque sin duda influye en el nivel de la prevención alcanzable, por tanto deberá incluirse en el Plan de Seguridad y Salud. El clima de la zona donde se va a ejecutar la obra es seco.

## ***2.4 ACCESO Y VALLADO***

---

---

Con antelación al inicio de los trabajos, se dispondrá el vallado perimetral provisional del recinto de obras, con el fin de evitar que cualquier persona ajena a la obra tenga fácil acceso a la misma.

Los accesos de materiales y para el personal, estarán debidamente señalizados. En dichos accesos, en sitio visible, se colocarán carteles prohibiendo la entrada a personas ajenas a la obra.

## ***2.5 INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS***

---

---

Los trabajos se desarrollan en el emplazamiento de la obra destinada a tal fin, y cuyo destino es exclusivamente la ubicación de las instalaciones objeto del proyecto, por lo que las únicas interferencias que puedan presentarse son las superposiciones de las diversas fases de los trabajos.

Caso de encontrarse con servicios que puedan verse afectados, se deberán señalar convenientemente, se protegerán con medios adecuados y, si fuese necesario, se deberá entrar en contacto con el responsable del servicio que afecte al área de los trabajos para decidir de común acuerdo las medidas preventivas a adoptar, o en caso extremo, solicitar la suspensión temporal del suministro del elemento en cuestión.





## ***2.6 INSTALACIONES PROVISIONALES PARA LOS TRABAJADORES***

---

---

Dado el volumen de trabajadores previsto, no será necesario aplicar una visión global de los problemas que plantea el movimiento concentrado y simultáneo de personas dentro de ámbitos cerrados en los que se deben desarrollar actividades cotidianas, pudiendo utilizarse las instalaciones ya disponibles en la nave.

## ***2.7 ANÁLISIS DE RIESGO Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN***

---

---

Para el análisis de riesgos y medidas de prevención a adoptar, se dividirán las obras en una serie de trabajos por especialidades o unidades constructivas, dentro de cada uno de los apartados correspondientes a la obra civil y al montaje, así como en una serie de equipos técnicos y medios auxiliares necesarios para llevar a cabo la ejecución de las mismas.

El siguiente análisis de riesgos sobre el proyecto de ejecución podrá ser variado por cada uno de los contratistas adjudicatarios en su propio Plan de Seguridad y Salud, cuando sea adaptado a la tecnología de construcción que les sea de aplicación.

Interferencias con los servicios afectados y otras circunstancias o actividades colindantes, que originan riesgos laborales por la realización de los trabajos de la obra

La realización de la actuación será sin funcionamiento de las canalizaciones de otros servicios y se deberá trabajar simultáneamente en su construcción, no obstante puede existir momentos puntuales de la obra donde puedan aparecer circunstancias donde se produzca el funcionamiento de algún



servicio determinado por lo que deberemos tener en cuenta las posibles interferencias.

Las interferencias con conducciones de toda índole, han sido causa de accidentes, por ello se considera muy importante detectar su existencia y localización exacta en los planos con el fin de poder valorar y delimitar claramente los diversos riesgos; las interferencias detectadas son:

Antes del inicio de los trabajos se requerirá por escrito a las distintas compañías suministradoras, información precisa sobre sus canalizaciones.

### ***2.7.1 CONDUCCIONES DE AGUA, TANTO ABASTECIMIENTO COMO SANEAMIENTO***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

#### ***2.7.1.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Aparición de caudales importantes de agua por rotura de conducciones.
- Riesgo eléctrico por contacto de bombas de achique, líneas alimentadoras de las mismas u otras instalaciones en caso de anegamiento por rotura de conducciones.

#### ***2.7.1.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Toda conducción de agua existente en el emplazamiento de la obra se identificará antes del comienzo de los trabajos recabando la información precisa.
- No podrán manipularse válvulas o cualquier otro elemento de la conducción en servicio, si no es con la autorización de la Compañía Suministradora, en caso de que no pueda procederse a su desvío o supresión, aún interfiriendo la ejecución de la obra, se señalará oportunamente su trazado y en los trabajos de excavación o cualquier otra



clase a efectuar en sus proximidades se extremarán las medidas para evitar su rotura.

### ***2.7.2 LÍNEAS ELÉCTRICAS ENTERRADAS***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad

#### ***2.7.2.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Electrocuación por contacto directo o indirecto

#### ***2.7.2.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Recabar toda la información necesaria de la compañía suministradora, y solicitar nos sea indicado el trazado y la intensidad de campo, mediante detectores de campo.
- No tocar o intentar alterar la posición de ningún cable.
- No habrá cables descubiertos que puedan sufrir por encima de ellos el peso de la maquinaria o vehículos, así como posibles contactos accidentales por personal de la obra o ajeno a la misma.
- Emplear señalización indicativa de riesgo, indicando la proximidad a la línea en tensión y su área de seguridad.
- Se fijará el trazado y profundidad por información recibida o haciendo catas con herramientas manuales, estudiando las interferencias respecto de las distintas zonas de actividad.
- Se solicitará a la Compañía Eléctrica el desvío, si ello fuera factible.
- No utilizar picos, barras, clavos, horquillas o utensilios metálicos puntiagudos en terreno blando, donde puedan estar situados cables subterráneos.
- Con carácter general, en todos los casos en los que la conducción quede al aire, se suspenderá o apuntalará, de forma que se evite que pueda ser



dañada accidentalmente por maquinaria o herramienta alguna; así como si el caso lo requiere, se colocarán obstáculos que impidan el acercamiento.

- No se continuarán los trabajos cuando quede al descubierto la canalización. Se avisará al Jefe de Obra quien se pondrá en contacto con la compañía suministradora para que envíe a personal cualificado.

### ***2.7.3 CONDUCCIÓN DE GAS***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad

#### ***2.7.3.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Explosiones.
- Inhalaciones tóxicas

#### ***2.7.3.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Se trata de un trabajo con riesgo especial y puede detectarse por medio de una cinta plástica de color amarillo que coloca la Compañía Suministradora a una cierta profundidad de la zanja.
- Si por cualquier motivo existiera emanación su olor es clásico y el terreno tiende a ennegrecer.
- Queda terminantemente prohibido fumar o realizar cualquier tipo de fuego o chispa dentro del área afectada.
- Queda totalmente prohibido manipular o utilizar cualquier aparato, válvula o instrumento de la instalación en servicio.
- Antes de emprender una operación de excavación y de una forma general hay que adoptar todas las disposiciones apropiadas a la naturaleza del trabajo a efectuar y a los riesgos que conduce este apartado.
- Se debe mantener una vigilancia rigurosa durante el tiempo necesario, o supresión de la línea de gas si interfiere la ejecución de la obra.



- Caso que no sea posible el desvío o supresión, se señalará adecuadamente su traza y profundidad en las zonas que interfiera con áreas de excavación u otros trabajos que pudieran afectar a la línea de gas.
- En los trabajos que puedan causar riesgo de emanaciones por contacto directo o indirecto con la línea de gas se extremarán las medidas para evitar riesgo de picado o rotura de la línea.
- No se continuarán los trabajos cuando quede al descubierto la canalización. Se avisará al Jefe de Obra quien se pondrá en contacto con la compañía suministradora para que envíe a personal cualificado.

Actuación en caso de fuga de gas, incendio o explosión:

- En caso de escape incontrolado de gas, incendio o explosión, todo el personal de la obra se retirará más allá de la distancia de seguridad señalada y no se permitirá acercarse a nadie que no sea el personal de la Compañía instaladora

#### ***2.7.4 LÍNEAS TELEFÓNICAS ENTERRADAS***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

##### ***2.7.4.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Interrupción del servicio por motivo de un leve picotazo o aplastamiento.

##### ***2.7.4.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Se fijará el trazado y profundidad por información recibida o haciendo catas con herramientas manuales.
- Se solicitará de la C.T.N.E. su presencia para actuar en consecuencia.

#### ***2.7.5 LÍNEAS TELEFÓNICAS AÉREAS***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.



### ***2.7.5 .1 Riesgos más frecuentes***

- Interrupción del servicio por motivo de un enganche o caída de la línea.

### ***2.7.5 .2 Medidas de precaución a aplicar***

- Se solicitará a la compañía el desvío de la línea previo al comienzo de los trabajos, en caso contrario y en tanto permanezca la línea se adoptaran las siguientes medidas:
  - La altura de paso máximo bajo líneas telefónicas, debe estar delimitado por barreras de protección e indicadores de gálibo máximo permisible de seguridad.
  - Delimitadores de gálibo: serán estructuras formadas por dos soportes de hormigón o de madera sobre los que se coloca una cuerda de cáñamo de la que penden cadenas o banderolas metálicas capaces de hacer ruido en caso de que la maquinaria golpee contra ellas, permitiendo al conductor percatarse del peligro. Se solicitará de la C.T.N.E. su presencia para actuar en consecuencia

## ***2.7.6 RED DE SANEAMIENTO***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

### ***2.7.6.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Hundimiento del terreno al llegar al nivel del colector con el consiguiente riesgo físico y deterioro del servicio del colector.

### ***2.7.6.2 Medidas de precaución a evitar***

- Se fijará el trazado y profundidad con ayuda de topógrafo que se estacionará dentro y fuera del colector.



## **2.7.7 LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN**

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

### **2.7.7.1 Riesgos asociados a esta actividad**

- Electrocutión por contacto directo o indirecto

### **2.7.7.2 Medidas de precaución a aplicar**

-Se consideran unas distancias mínimas de seguridad, medidas entre el punto más próximo con tensión y la parte más cercana del cuerpo o la herramienta del obrero o la máquina, considerando siempre la situación más desfavorable, que serán las siguientes:

3 m para  $T < 66.000 \text{ V}$

5 m para  $T > 66.000 \text{ V}$

- Para máquinas como grúas, palas, excavadoras, etc., se señalizarán las zonas que no deben traspasarse, y para ello se interpondrán barreras que impidan todo contacto con las partes en tensión.
- Estas barreras deben fijarse de forma segura para resistir los esfuerzos mecánicos usuales.
- La altura de paso máximo bajo líneas aéreas, debe estar delimitado por barreras de protección e indicadores de gálibo máximo permisible de seguridad.
- Delimitadores de gálibo: serán estructuras formadas por dos soportes de hormigón o de madera sobre los que se coloca una cuerda de cáñamo de la que penden cadenas o banderolas metálicas capaces de hacer ruido en caso de que la maquinaria golpee contra ellas, permitiendo al conductor percatarse del peligro.
- En caso de caída de líneas, debe prohibir el acceso del personal a la zona de peligro, hasta que un especialista compruebe que está sin tensión.



## ***2.7.8 TRABAJOS DE ALBAÑILERÍA***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

### ***2.7.8.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Caída de objetos desprendidos
- Pisadas sobre objetos
- Golpes/Cortes por objetos o herramientas
- Sobreesfuerzos
- Contactos eléctricos
- Proyección de fragmentos o partículas

### ***2.7.8.2 Medidas de precaución a aplicar***

- Se comprobará al comienzo de cada jornada el estado de los medios auxiliares que van a ser utilizados en los trabajos.
- Los tajos estarán convenientemente iluminados. De no ser así se instalarán fuentes de luz adicionales, con rejilla de protección y una tensión de alimentación de 24 voltios.
- Las operaciones de carga, descarga y traslado, ya sea manual, como mecánicamente, se realizarán siguiendo las recomendaciones de los procedimientos de seguridad específicos que les sean de aplicación.
- Los medios auxiliares serán instalados siguiendo las recomendaciones de los procedimientos de seguridad específicos que les sean de aplicación.
- Se pondrá especial atención en la utilización de las herramientas cortantes. No obstante, se seguirán las recomendaciones de los procedimientos de seguridad específicos que les sean de aplicación.





- El lugar de trabajo se mantendrá ordenado, limpio y señalizado en todo momento, así como el lugar destinado al almacenamiento de materiales.
- Cuando se vaya a proceder a la colocación de peldaños o rodapiés en las escaleras, se acotarán los pisos inferiores de las zonas donde se esté trabajando, para evitar que circule nadie por lugares con riesgo de caída de objetos.
- Las máquinas herramientas seguirán las recomendaciones de los procedimientos de seguridad específicos que les sean de aplicación.

### ***2.7.8.3 Equipos de prevención a utilizar***

Los equipos de protección a utilizar serán:

- Casco de seguridad contra choques e impactos
- Gafas de protección contra ambientes pulvígenos
- Gafas de protección contra la proyección de fragmento o partículas
- Guantes de trabajo
- Botas de seguridad con puntera, plantilla reforzada en acero y suela antideslizante
- Bolsa portaherramientas
- Ropa de trapajo para el mal tiempo

### ***2.7.9 MONTAJE***

---

El montaje comprenderá la totalidad de los elementos que forman parte de la instalación, incluyendo, perfilera, canalizaciones, pequeño material, cuadros, protecciones, puesta a tierra, tendidos de cables, etc.

-Montaje de estructura: Se montara estructura auxiliar sobre cubierta. El trabajo comprenderá el izado de materiales a la cubierta, la colocación del mismo, el taladro de cubierta e inclusión de sujeciones, el ensamble y sujeción de piezas.

-Montaje de paneles: Se montaran paneles sobre la estructura auxiliar sobre cubierta. El trabajo comprenderá el izado de materiales a la cubierta, la colocación del mismo, el ensamble y sujeción de piezas.



-Tendido de cables: Se tenderán cables de Baja y de Media Tensión en los conductos instalados en las zanjas, el tendido se realizará con los conductos totalmente enterrados en las zanjas correspondientes. El trabajo comprenderá la instalación de bobinas, la introducción de los conductores en los tubos y el tirado mediante las guías.

Los cables de baja tensión estarán conectados a los diferentes equipos.

Los cables de media tensión quedarán conectados en las celdas de media tensión que estarán situadas en los centros de transformación.

-Red de tierras Se procederá a instalar y conectar la red de tierras de los centros de transformación (así como pequeños accesorios para la correcta instalación).

-Realización de pruebas y puesta en marcha: Se realizarán las pruebas de las puestas a tierra de los centros de transformación. Una vez realizada las pruebas exigidas por la normativa actual, se procederá al energizado de centros de transformación en colaboración con Iberdrola.

Los montajes se realizaran en lugares con altura suficiente como para realizar prevención.

Riesgos asociados a la fase de montaje

Manipulación manual de cargas

Se entenderá por manipulación manual de cargas cualquier operación de transporte o sujeción de una carga por parte de uno o varios trabajadores, así como el levantamiento, colocación, empuje, tracción o desplazamiento, que por sus características o condiciones ergonómicas inadecuadas entrañe riesgos, particularmente dorsolumbares, para los trabajadores.

#### ***2.7.9.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Pisadas sobre objetos



- Choque contra objetos inmóviles
- Golpes por objetos o herramientas
- Sobreesfuerzos

#### ***2.7.9.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Para levantar una carga hay que aproximarse a ella. El centro de gravedad del operario deberá estar lo más próximo que sea posible y por encima del centro de gravedad de la carga.
  - El equilibrio imprescindible para levantar una carga correctamente, sólo se consigue si los pies están bien situados:
    - .
    - Las cargas deberán levantarse manteniendo la columna vertebral recta y alineada.
    - Para mantener la espalda recta se deberán “meter” ligeramente los riñones y bajar ligeramente la cabeza.
    - El arquear la espalda entraña riesgo de lesión en la columna, aunque la carga no sea demasiado pesada.
    - La torsión del tronco, sobre todo si se realiza mientras se levanta la carga, puede igualmente producir lesiones.
    - En este caso, es preciso descomponer el movimiento en dos tiempos: primero levantar la carga y luego girar todo el cuerpo moviendo los pies a base de pequeños desplazamientos. O bien, antes de elevar la carga, orientarse correctamente en la dirección de marcha que luego tomaremos, para no tener que girar el cuerpo.
    - Se utilizarán los músculos de las piernas para dar el primer impulso a la carga que vamos a levantar. Para ello flexionaremos las piernas, doblando las rodillas, sin llegar a sentarnos en los talones, pues entonces resulta difícil levantarse (el muslo y la pantorrilla deben formar un ángulo de más de 90°).
    - Los músculos de las piernas deberán utilizarse también para empujar un vehículo, un objeto, etc.
-



- En la medida de lo posible, los brazos deberán trabajar a tracción simple, es decir, estirados. Los brazos deberán mantener suspendida la carga, pero no elevarla.
- La carga se llevará de forma que no impida ver lo que tenemos delante de nosotros y que estorbe lo menos posible al andar de forma natural.
- En el caso de levantamiento de un bidón o una caja, se conservará un pie separado hacia atrás, con el fin de poderse retirar rápidamente en caso de que la carga bascule.
- Para transportar una carga, ésta deberá mantenerse pegada al cuerpo, sujetándola con los brazos extendidos, no flexionados.
- Este proceder evitará la fatiga inútil que resulta de contraer los músculos del brazo, que obliga a los bíceps a realizar un esfuerzo de quince veces el peso que se levanta.
- La utilización del peso de nuestro propio cuerpo para realizar tareas de manutención manual permitirá reducir considerablemente el esfuerzo a realizar con las piernas y brazos.
- En todas estas operaciones deberá ponerse cuidado en mantener la espalda recta.
- Para levantar una caja grande del suelo, el empuje deberá aplicarse perpendicularmente a la diagonal mayor, para que la caja pivote sobre su arista.
- Si el ángulo formado por la dirección de empuje y la diagonal es mayor de  $90^\circ$ , lo que conseguimos hacer será deslizar a la caja hacia adelante, pero nunca levantarla.
- Para depositar en un plano inferior algún objeto que se encuentre en un plano superior, se aprovechará su peso y nos limitaremos a frenar su caída.
- Para levantar una carga que luego va a ser depositada sobre el hombro, deberán encadenarse las operaciones, sin pararse, para aprovechar el impulso que hemos dado a la carga para despegarla del suelo.



-Las operaciones de manutención en las que intervengan varias personas deberán excluir la improvisación, ya que una falsa maniobra de uno de los portadores puede lesionar a varios.

### ***2.7.10 TRANSPORTE DE MATERIAL***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

#### ***2.7.10.1 Riesgos asociados a esta actividad***

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Choque contra objetos móviles/inmóviles
- Atrapamiento por vuelco de máquinas o vehículos
- Contactos eléctricos
- Exposición a ambientes pulvígenos
- Atropellos o golpes con vehículos

#### ***2.7.10.2 Medidas de prevención a aplicar***

- El vehículo de transporte sólo será utilizado por personal capacitado.
- No se transportarán pasajeros fuera de la cabina.
- Se subirá y bajará del vehículo de transporte de forma frontal.
- El conductor se limpiará el barro adherido al calzado, antes de subir al vehículo de transporte, para que no resbalen los pies sobre los pedales.
- Los caminos de circulación interna de la obra se cuidarán en previsión de barrizales excesivos que mermen la seguridad de la circulación.
- La caja será bajada inmediatamente después de efectuada la descarga y antes de emprender la marcha.
- Cualquier operación de revisión con la caja levantada se hará impidiendo su descenso mediante enclavamiento.



- Las maniobras dentro del recinto de la obra se harán sin brusquedades, anunciando con antelación las mismas y auxiliándose del personal de obra.

### ***2.7.11 TRABAJOS EN TENSION***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

#### ***2.7.11.1 Riesgos asociados a esta actividad***

Los riesgos asociados a esta actividad serán:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caída de objetos en manipulación
- Contactos eléctricos
- Incendios

#### ***2.7.11.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Se seguirán en todo momento las especificaciones descritas en el R.D. 614/2001 sobre Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Para estos trabajos se deberán haber desarrollado procedimientos específicos, los operarios deberán tener una formación adecuada y tanto el material de seguridad, como el equipo de trabajo y las herramientas a utilizar serán las adecuadas.
- La zona de trabajo debe estar claramente definida y delimitada.
- Todas aquellas partes de una instalación eléctrica sobre la que vayan a realizarse trabajos, deberán disponer de un espacio adecuado de trabajo, de medios de acceso de iluminación.
- Cuando sea necesario, el acceso a la zona de trabajo debe ser delimitado claramente en el interior de las instalaciones.



- Se deben tomar medidas de prevención adecuada para evitar accidentes a personas por otras fuentes de peligro tales como sistemas mecánicos o en presión o caídas.
- No se deben colocar objetos que puedan dificultar el acceso ni materiales inflamables, junto o en los caminos de acceso, las vías de emergencia a o desde equipos eléctricos de corte y control, así como tampoco en las zonas desde donde estos equipos hayan de ser operados.
- Los materiales inflamables deben mantenerse alejados de fuentes de arco eléctrico.
- Si es necesario, durante la realización de cualquier trabajo u operación, se colocará una señalización adecuada para llamar la atención sobre los riesgos más significativos.
- Para el trabajo en tensión se adoptarán medidas de protección para prevenir la descarga eléctrica y el cortocircuito. Se tendrán en cuenta todos los diferentes potenciales presentes en el entorno de la zona de trabajo.
- Dependiendo del tipo de trabajo, el personal que lo realice debe estar formado y además especialmente entrenado.
- Deberán especificarse las características, la utilización, el almacenamiento, la conservación, el transporte e inspecciones de las herramientas, los equipos y materiales utilizados en los trabajos en tensión.
- Las herramientas, equipos y materiales estarán claramente identificados.
- Para los trabajos en el interior de edificios, las condiciones atmosféricas no se han de tener en cuenta a menos que exista riesgo de sobretensiones que provengan de instalaciones exteriores y siempre que la visibilidad en la zona de trabajo sea adecuada.
- Otros parámetros, tales como la altitud y la contaminación, particularmente en alta tensión, se deben considerar si reducen la calidad de aislamiento de las herramientas y equipos.



- Cuando las condiciones ambientales requieran la paralización del trabajo, el personal debe dejar la instalación y los dispositivos aislantes y aislados en posición segura. Los operarios deben también retirarse de la zona de trabajo de forma segura.

### ***2.7.12 TRABAJOS EN ALTURA***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

#### ***2.7.12.1 Riesgos asociados a esta actividad***

Los riesgos asociados a esta actividad serán:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Caídas de objetos en manipulación
- Golpes contra objetos o herramientas

#### ***2.7.12.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Los trabajos en altura no serán realizados por aquellas personas cuya condición física les cause vértigo o altere su sistema nervioso, padezcan ataques de epilepsia o sean susceptibles, por cualquier motivo, de desvanecimientos o alteraciones peligrosas.
- Todos los trabajadores deben de disponer, previo al inicio de los trabajos, de formación adecuada para realizar trabajos en altura y conocer los procedimientos específicos de seguridad para la realización de los trabajos.
- Se emplearán en todo momento los medios auxiliares (andamios, escaleras, etc.) adecuados para realizar este tipo de trabajos, los cuales cumplirán con lo estipulado en este Estudio de Seguridad.
- Los trabajos en altura sólo podrán efectuarse, en principio, con la ayuda de equipos concebidos para tal fin o utilizando dispositivos de protección colectiva, tales como barandillas, plataformas o redes de seguridad. Si por la naturaleza del





trabajo ello no fuera posible, deberá disponerse de medios de acceso seguros y utilizarse cinturones de seguridad con anclaje u otros medios de protección equivalentes.

- Si por motivos de localización del tajo de trabajo, no se emplearan medios auxiliares, el trabajador deberá usar arnés de seguridad amarrado a algún punto fijo de la estructura.

### ***2.7.13 ESCALERAS***

---

Se estudiarán los puntos esenciales para la realización de esta actividad.

#### ***2.7.13.1 Riesgos asociados a esta actividad***

Los riesgos asociados a esta actividad serán:

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Golpes/choques con objetos

#### ***2.7.13.2 Medidas de prevención a aplicar***

- Antes de utilizar una escalera manual es preciso asegurarse de su buen estado, rechazando aquéllas que no ofrezcan garantías de seguridad.
- Hay que comprobar que los largueros son de una sola pieza, sin empalmes, que no falta ningún peldaño, que no hay peldaños rotos o flojos o reemplazados por barras, ni clavos salientes.
- Todas las escaleras estarán provistas en sus extremos inferiores, de zapatas antideslizantes.
- No se usarán escaleras metálicas cuando se lleven a cabo trabajos en instalaciones en tensión.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---

- El transporte de una escalera ha de hacerse con precaución, para evitar golpear a otras personas, mirando bien por donde se pisa para no tropezar con obstáculos. La parte delantera de la escalera deberá de llevarse baja.
- Se prohíbe apoyar la base de las escaleras de mano sobre lugares u objetos poco firmes que puedan mermar la estabilidad de este medio auxiliar.
- Antes de iniciar la subida deberá comprobarse que las suelas del calzado no tienen barro, grasa, ni cualquier otra sustancia que pueda producir resbalones.
- El ascenso y descenso a través de la escalera de mano se efectuará frontalmente, es decir, mirando directamente hacia los largueros que se están utilizando.



## **CAPÍTULO 3 MEDICINA PREVENTIVA Y ASISTENCIAL**

Todos los trabajadores pasarán como mínimo un reconocimiento médico con carácter anual. El personal eventual antes de su entrada en la obra habrá pasado un reconocimiento médico.

Asimismo, cuando los trabajadores vayan a realizar tareas que entrañen riesgos especiales (por ejemplo trabajos en altura) deberán pasar un reconocimiento médico específico que les habilite para realizar dichas tareas.

El resultado de estos reconocimientos está clasificado acorde a los dos siguientes grupos:

- Apto para todo tipo de trabajo.
- Apto con ciertas limitaciones.

### ***3.1 CENTROS ASISTENCIALES EN EL CASO DE ACCIDENTES***

---

Para atención del personal en caso de accidente se contratarán los servicios asistenciales adecuados.

Se dispondrá en la obra, en sitio bien visible, una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados.



### ***3.2 BOTIQUÍN DE PRIMEROS AUXILIOS***

---

---

Se dispondrá en obra, en el vestuario o en la oficina, un botiquín que estará a cargo de una persona capacitada designada por la empresa, con medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente.

Contendrá, de forma orientativa: agua oxigenada; alcohol de 96 grados; tintura de iodo; “mercurocromo” o “cristalmina”; amoníaco; gasa estéril; algodón hidrófilo estéril; esparadrapo antialérgico; torniquetes antihemorrágicos; bolsa para agua o hielo; guantes esterilizados; termómetro clínico; apósitos autoadhesivos; antiespasmódicos; analgésicos; tónicos cardiacos de urgencia y jeringuillas desechables.

El material empleado se repondrá inmediatamente, y al menos una vez al mes, se hará revisión general del botiquín, desechando aquellos elementos que estén en mal estado o caducados. La ubicación del botiquín debe estar suficientemente señalizada.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Nacional de Energía (CNE). Año 2011. « Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura»  
[http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006\\_11.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006_11.pdf)
- [2] Fondo Mundial de la Naturaleza (WWF). Año 2012. « Informe de Gases de Efecto Invernadero de 1990-2012 »
- [3] El País, 18 de junio de 2013. «El Carbón “ensucia” los Datos de Emisiones de Efecto Invernadero »  
[http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/06/18/actualidad/1371570722\\_375784.html](http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/06/18/actualidad/1371570722_375784.html)
- [4] Boletín Oficial del Estado (BOE).4 de marzo de 2011. « Ley 2/2011, de Economía Sostenible»  
[http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-4117](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-4117)
- [5] Red Eléctrica de España (REE). Año 2013. « Informe Anual del Sistema Eléctrico del 2012» <http://www.ree.es/es/publicaciones/informe-anual-2012>
- [6] Eurostat. Año 2011. « Informe Eurostat Anual»
- [7] Lluís Jutglar. «Generación de Energía Solar Fotovoltaica»
- [8] EUMETSAT, Año 2013. « Atlas de Radiación de España»  
[http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas\\_radiacion\\_solar](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar)
- [9] Instituto para el ahorro y la Diversificación de Energía (IDEA). «Pliego condiciones técnicas instalación FV de IDAE »  
<http://www.idae.es/index.php/idpag.17/re/menu.329/mod.pags/mem.detalle>
- [10] Euroobserver, Año 2009. « Photovoltaic Energy Barometer»
- [11] Solar photovoltaics: fundamentals technologies and applications solanki, c. s. Año 2009. «Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, ciemat» y «laning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers»
-



- [12] Boletín Oficial del Estado (BOE). Año 1988. « RD 3275/1982, BOE 1-12-1988, nº288. Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias »
- [13] Carlos Tobajas Vázquez. Año 2005. Editorial: Cano Pina S.L. «Energía Solar Fotovoltaica»
- [14] Energía Integral Ladina. Año 2014. «Energía Solar Fotovoltaica»  
<https://www.energiaintegralandina.com/index.php/productos/unidad-energia/energia-solar-fotovoltaica.html>
- [15] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Año 2014.  
[http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf)
- [16] Yingli Solar. Año 2014. Características, fichas técnicas y garantías del panel fotovoltaico. <http://www.yinglisolar.com/es/>
- [17] SMA Ibérica Tecnología Solar. Año 2014. Características, fichas técnicas y garantías de inversores. <http://www.sma-iberica.com/es.html>
- [18] Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Año 2002. Editorial Tebar.
- [19] Meteorom v5 y v7. Año 2013. Base de Datos Meteorológicos.
- [20] Technology Solar. Año 2014. «Impacto Ambiental»  
<http://technologysolar.blogspot.com.es/2009/12/que-impacto-ambiental-tiene-la-energia.html>
- [21] P-Sun. Año 2014. Características, fichas técnicas y garantías del cableado.
- [22] Hilti. Año 2014. Características, fichas técnicas y garantías de las estructuras.  
<https://www.hilti.es/>
- [23] Ormazábal. 2014. Características, fichas técnicas y garantías de cuadros.  
<http://www.ormazabal.com/es>