



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UN CENTRO COMERCIAL Y AHORRO CON ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Álvaro Arredondo Tapia
Director: Luis Javier Mata García

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UN CENTRO COMERCIAL Y AHORRO CON
ENERGÍAS RENOVABLES.**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Álvaro Arredondo Tapia

Fecha: 22/ 09/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis Javier Mata García

Fecha: 22/ 09/ 2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UN CENTRO COMERCIAL Y AHORRO CON ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Álvaro Arredondo Tapia
Director: Luis Javier Mata García

Madrid

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UN CENTRO COMERCIAL Y AHORRO CON ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Arredondo Tapia, Álvaro.

Director: Mata García, Luis Javier.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto trata sobre un estudio de los consumos energéticos de un centro comercial y la realización de una propuesta de una instalación de placas solares fotovoltaicas para el autoconsumo para el ahorro tanto energético como económico.

Palabras clave: Módulos, energía, fotovoltaica, autoconsumo, ahorro.

1. Introducción

Uno de los mayores problemas de nuestra sociedad y de nuestro mundo es el calentamiento global. Las emisiones de efecto invernadero no han dejado de crecer en los últimos años.

Las energías renovables se presentan como las soluciones más factibles para tratar de reducir las emisiones. Además, el reciente panorama de crisis energética hace que los particulares opten por opciones de autoconsumo renovable. Principalmente, la energía fotovoltaica.

En España, la energía solar fotovoltaica es la energía renovable más común debido a la situación solar favorable que aporta la localización del país. También, las medidas energéticas propuestas por la Unión Europea y los recientes cambios del Real Decreto han hecho que los casos de autoconsumo hayan incrementado mucho en los últimos años y se espera que continúe con este crecimiento.

2. Definición del proyecto

En este Proyecto se va a analizar la situación energética de un centro comercial en Madrid. Esto consiste en realizar un estudio de los consumos energéticos y de la situación del edificio para después poder realizar una propuesta de instalación solar fotovoltaica que permita el ahorro energético y el ahorro de costes.

El objetivo de esta instalación es ahorrar un 70% del consumo anual de dicho edificio. Para ello se procederá con una serie de pasos a lo largo del proyecto.

Primero se realizará el estudio de los consumos del último año de este edificio para así saber cual sería el ahorro energético que buscamos con la instalación. Una vez realizado esto, se procederá con la elección de los elementos que sean capaces de cumplir con los requerimientos.

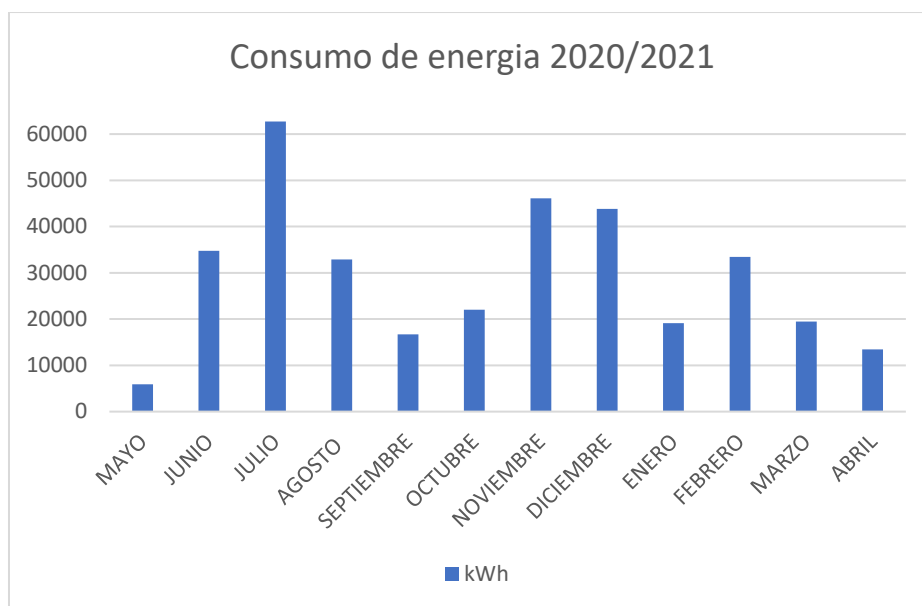
El siguiente paso es proceder con los cálculos de orientación, disposición y pérdidas de los módulos para así poder hacer un cálculo más exacto de la cantidad de módulos que serán necesarios para alcanzar el objetivo.

Con estos cálculos será posible calcular la producción estimada para los siguientes años y de esta forma poder realizar un estudio económico de la instalación que nos permita saber si el proyecto es rentable o no.

Por último, se realizará un estudio de seguridad y salud requerido para una instalación de este tipo y se verá el pliego de condiciones técnicas.

3. Resultados

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los primeros pasos que se ha de realizar en este proyecto es analizar los consumos del centro comercial:

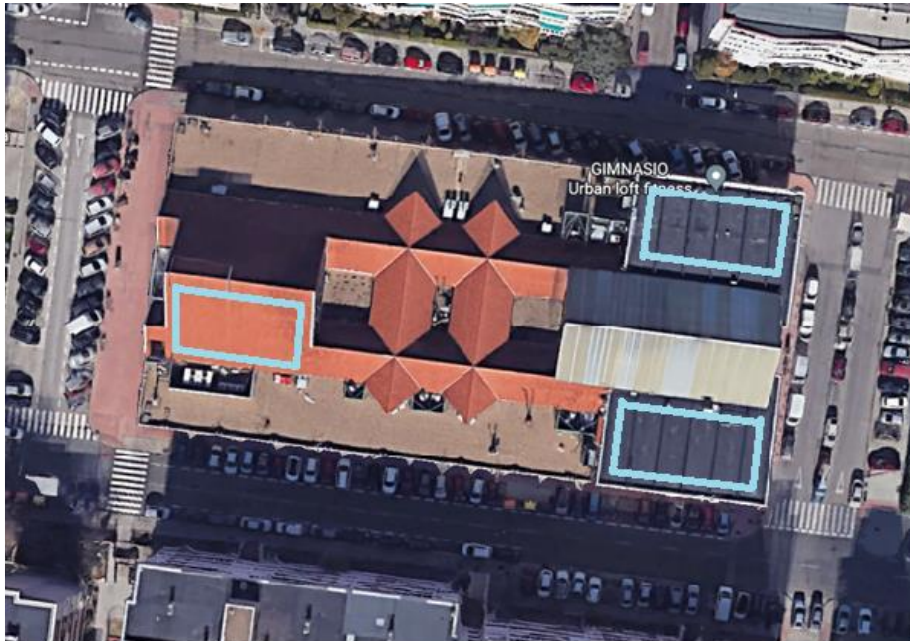


Consumos energéticos

El consumo anual obtenido es de 350339 kWh. Esto significa que el ahorro buscado es de 245237.3 kWh para cumplir con el 70% objetivo.

Para alcanzar dicho objetivo se eligen el módulo HIT N330 del fabricante PANASONIC de 330 W y el inversor IGECON SUN 80 del fabricante INGETEAM que nos proporcionan una vida útil de 25 años.

Después, se calcula el número de módulos que harán falta teniendo en cuenta el emplazamiento, la orientación e inclinación necesarias y las posibles pérdidas.



Zonas disponibles para la instalación

Dado que el centro comercial se localiza en Madrid, la orientación optima es hacia el sur y la inclinación de 30° . Las pérdidas estimadas de los módulos son del 16,12%. Esto indica que serán necesarios 355 módulos para alcanzar el objetivo. Sin embargo, también es necesario tener en cuenta que configuración eléctrica es viable. Para cumplir con una configuración eléctrica factible, serán necesarios 363 módulos. Es decir, 11 ramas en paralelo con 33 módulos por rama.

Con esta cantidad de módulos y teniendo en cuenta todos los factores, se estima una producción anual de 273,6 MWh.

Una vez sabemos este valor, podemos proceder con los cálculos para el estudio económico. El objetivo del estudio económico es calcular el VAN y el TIR que nos indicarán si el proyecto es rentable o no.

Para ello es necesario calcular la inversión inicial necesaria y los ingresos y gastos que se estiman para los próximos 25 años de vida útil de la instalación.

Como inversión inicial son necesarios 134.832,48 €. En cuanto a los ingresos, se va a considerar como ingreso el dinero que se va a ahorrar al dejar de pagar a una compañía eléctrica por la factura de la luz.

Tabla de ingresos

	CONSUMO ANUAL (MWh)	DEGRADACIÓN PLACAS	PRODUCCIÓN INSTALACIÓN (MWh)	PRECIO LUZ (€/MWh)	AHORRO (€)
2023	350,339	0,0%	273,6	61	16689,6
2024	350,339	0,5%	272,232	61	16606,152
2025	350,339	1,0%	270,864	61	16522,704
2026	350,339	1,5%	269,496	61	16439,256
2027	350,339	2,0%	268,128	61	16355,808
2028	350,339	2,5%	266,76	61	16272,36
2029	350,339	3,0%	265,392	61	16188,912
2030	350,339	3,5%	264,024	61	16105,464
2031	350,339	4,0%	262,656	61	16022,016
2032	350,339	4,5%	261,288	61	15938,568
2033	350,339	5,0%	259,92	61	15855,12
2034	350,339	5,5%	258,552	61	15771,672
2035	350,339	6,0%	257,184	61	15688,224
2036	350,339	6,5%	255,816	61	15604,776
2037	350,339	7,0%	254,448	61	15521,328
2038	350,339	7,5%	253,08	61	15437,88
2039	350,339	8,0%	251,712	61	15354,432
2040	350,339	8,5%	250,344	61	15270,984
2041	350,339	9,0%	248,976	61	15187,536
2042	350,339	9,5%	247,608	61	15104,088
2043	350,339	10,0%	246,24	61	15020,64
2044	350,339	10,5%	244,872	61	14937,192
2045	350,339	11,0%	243,504	61	14853,744
2046	350,339	11,5%	242,136	61	14770,296
2047	350,339	12,0%	240,768	61	14686,848
TOTAL DE INGRESOS					392205,6

En los 25 años de vida útil de la instalación se esperan unos 392205,6 € de ingresos.

En cuanto a los gastos, se tienen en cuenta los gastos de mantenimiento que una instalación de este tamaño pueda suponer. La estimación realizada debido a esta cause es de 1000 € anuales. Lo cual nos lleva a la siguiente tabla de Cash Flow:

Tabla de ingresos

Año	Inversion inicial	Ingresos	Gastos	Cash Flow
2023	- 134.832,48 €	16.689,60 €	-1.000,00 €	-119.142,88 €
2024		16.606,15 €	-1.000,00 €	15.606,15 €
2025		16.522,70 €	-1.000,00 €	15.522,70 €
2026		16.439,26 €	-1.000,00 €	15.439,26 €
2027		16.355,81 €	-1.000,00 €	15.355,81 €
2028		16.272,36 €	-1.000,00 €	15.272,36 €
2029		16.188,91 €	-1.000,00 €	15.188,91 €
2030		16.105,46 €	-1.000,00 €	15.105,46 €
2031		16.022,02 €	-1.000,00 €	15.022,02 €
2032		15.938,57 €	-1.000,00 €	14.938,57 €
2033		15.855,12 €	-1.000,00 €	14.855,12 €
2034		15.771,67 €	-1.000,00 €	14.771,67 €
2035		15.688,22 €	-1.000,00 €	14.688,22 €
2036		15.604,78 €	-1.000,00 €	14.604,78 €
2037		15.521,33 €	-1.000,00 €	14.521,33 €
2038		15.437,88 €	-1.000,00 €	14.437,88 €
2039		15.354,43 €	-1.000,00 €	14.354,43 €
2040		15.270,98 €	-1.000,00 €	14.270,98 €
2041		15.187,54 €	-1.000,00 €	14.187,54 €
2042		15.104,09 €	-1.000,00 €	14.104,09 €
2043		15.020,64 €	-1.000,00 €	14.020,64 €
2044		14.937,19 €	-1.000,00 €	13.937,19 €
2045		14.853,74 €	-1.000,00 €	13.853,74 €
2046		14.770,30 €	-1.000,00 €	13.770,30 €
2047		14.686,85 €	-1.000,00 €	13.686,85 €

Una vez conocemos el Cash Flow de los 25 años y sabemos la inversión inicial podemos calcular el VAN y el TIR.

Para ello se va a suponer una tasa de descuento del 5%. Esto nos da los siguientes valores de VAN y TIR.

$$VAN = 150.019,80 \text{ €}$$

$$TIR = 12\%$$

Indicando que el proyecto es rentable y que se debe proceder con él.

4. Conclusiones

Dados los resultados de VAN y TIR obtenidos, nos hacen ver que el proyecto que estamos proponiendo es rentable y factible. Además, y, lo más importante, es que con la instalación propuesta se logra alcanzar el objetivo propuesto del 70% de ahorro energético a la vez que estamos alineados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

ENERGY EFFICIENCY IN A SHOPPING MALL AND SAVINGS WITH RENEWABLE ENERGIES

Autor: Arredondo Tapia, Álvaro.

Director: Mata García, Luis Javier.

Collaborating entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project deals with a study of the energy consumption of a shopping center and the realization of a proposal for the installation of photovoltaic solar panels for self-consumption for both energy and economic savings.

Key words: Modules, energy, photovoltaic, self-consumption, savings.

1. Introduction

One of the biggest problems facing our society and our world is global warming. Greenhouse gas emissions have been growing steadily in recent years.

Renewable energies are presented as the most feasible solutions to try to reduce emissions. In addition, the recent energy crisis has led individuals to opt for renewable self-consumption options. Mainly, photovoltaic energy.

In Spain, photovoltaic solar energy is the most common renewable energy due to the favorable solar situation provided by the country's location. Also, the energy measures proposed by the European Union and the recent changes of the Royal Decree have made the cases of self-consumption have increased a lot in recent years and it is expected to continue with this growth.

2. Project definition

This project will analyze the energy situation of a shopping center in Madrid. This consists of carrying out a study of the energy consumption and the situation of the

building in order to make a proposal for a solar photovoltaic installation that will allow energy savings and cost savings.

The objective of this installation is to save 70% of the annual consumption of the building. To achieve this, a series of steps will be taken throughout the project.

First, a study of the last year's consumption of this building will be carried out in order to determine the energy savings that we are looking for with the installation. Once this is done, we will proceed with the choice of the elements that are able to meet the requirements.

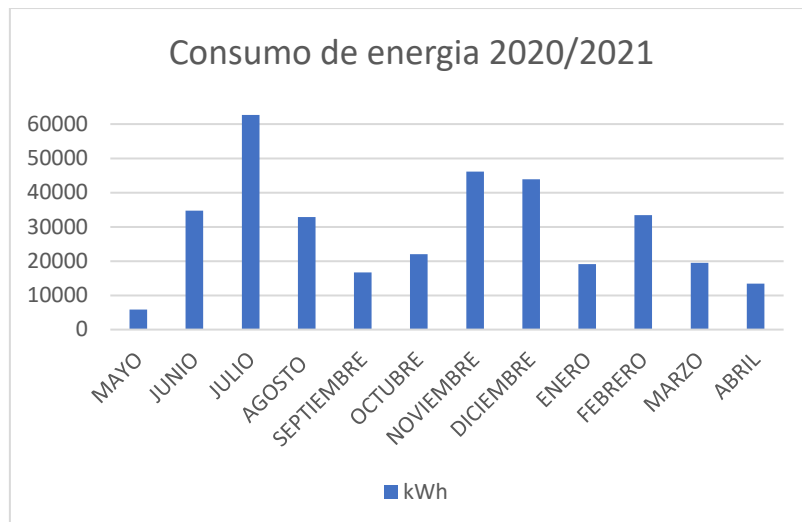
The next step is to proceed with the calculations of orientation, arrangement and losses of the modules in order to make a more accurate calculation of the number of modules that will be necessary to achieve the objective.

With these calculations it will be possible to calculate the estimated production for the following years and thus be able to perform an economic study of the installation that will allow us to know if the project is profitable or not.

Finally, a health and safety study required for an installation of this type will be carried out and the technical specifications will be presented.

3. Resultados

As mentioned above, one of the first steps to be taken in this project is to analyze the consumption of the shopping center:

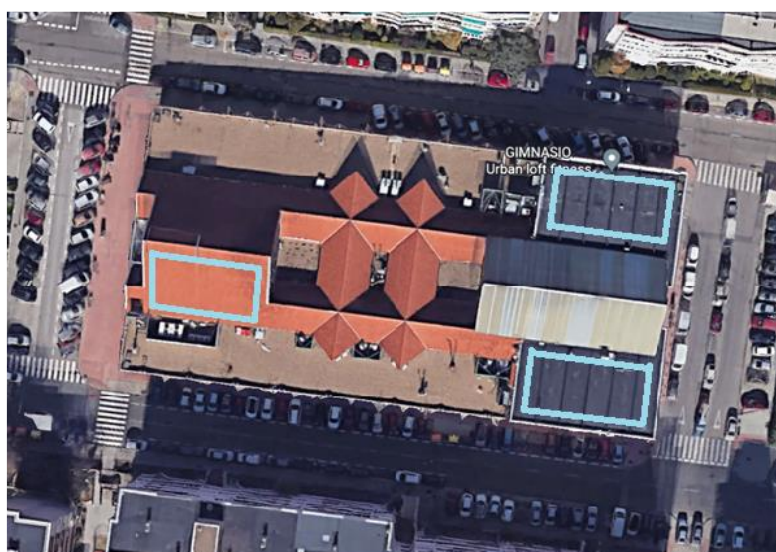


Energy consumptions

The annual consumption obtained is 350339 kWh. This means that the savings sought is 245237.3 kWh to meet the 70% target.

In order to reach this target, the HIT N330 module from PANASONIC of 330 W and the IGECON SUN 80 inverter from INGETEAM are chosen, which provide us with a useful life of 25 years.

Then, the number of modules that will be needed is calculated taking into account the location, the required orientation and inclination and the possible losses.



Available rooftop for the installation

Since the shopping center is located in Madrid, the optimum orientation is south, and the inclination is 30°. The estimated module losses are 16.12%. This indicates that 355 modules will be needed to achieve the target.

However, it is also necessary to consider what electrical configuration is feasible. To meet a feasible electrical configuration, 363 modules will be required. That is, 11 parallel branches with 33 modules per branch.

With this number of modules and considering all factors, an annual production of 273.6 MWh is estimated.

Once we know this value, we can proceed with the calculations for the economic study. The objective of the economic study is to calculate the NPV and IRR that will indicate whether the project is profitable or not.

To do this, it is necessary to calculate the initial investment required and the estimated income and expenses for the next 25 years of the facility's useful life.

The initial investment required is €134,832.48. As for income, the money that will be saved by not paying the electricity company for the electricity bill will be considered as income.

Incomes

	CONSUMO ANUAL (MWh)	DEGRADACIÓN PLACAS	PRODUCCIÓN INSTALACIÓN (MWh)	PRECIO LUZ (€/MWh)	AHORRO (€)
2023	350,339	0,0%	273,6	61	16689,6
2024	350,339	0,5%	272,232	61	16606,152
2025	350,339	1,0%	270,864	61	16522,704
2026	350,339	1,5%	269,496	61	16439,256
2027	350,339	2,0%	268,128	61	16355,808
2028	350,339	2,5%	266,76	61	16272,36
2029	350,339	3,0%	265,392	61	16188,912
2030	350,339	3,5%	264,024	61	16105,464
2031	350,339	4,0%	262,656	61	16022,016
2032	350,339	4,5%	261,288	61	15938,568
2033	350,339	5,0%	259,92	61	15855,12
2034	350,339	5,5%	258,552	61	15771,672
2035	350,339	6,0%	257,184	61	15688,224
2036	350,339	6,5%	255,816	61	15604,776
2037	350,339	7,0%	254,448	61	15521,328
2038	350,339	7,5%	253,08	61	15437,88
2039	350,339	8,0%	251,712	61	15354,432
2040	350,339	8,5%	250,344	61	15270,984
2041	350,339	9,0%	248,976	61	15187,536
2042	350,339	9,5%	247,608	61	15104,088
2043	350,339	10,0%	246,24	61	15020,64
2044	350,339	10,5%	244,872	61	14937,192
2045	350,339	11,0%	243,504	61	14853,744
2046	350,339	11,5%	242,136	61	14770,296
2047	350,339	12,0%	240,768	61	14686,848
TOTAL DE INGRESOS					392205,6

Over the 25-year useful life of the facility, the expected income is €392205.6.

In terms of expenses, the maintenance costs that an installation of this size may entail are considered. The estimate made due to this cause is 1000 € per year. This leads us to the following Cash Flow table:

Cash Flow

Año	Inversion inicial	Ingresos	Gastos	Cash Flow
2023	- 134.832,48 €	16.689,60 €	-1.000,00 €	-119.142,88 €
2024		16.606,15 €	-1.000,00 €	15.606,15 €
2025		16.522,70 €	-1.000,00 €	15.522,70 €
2026		16.439,26 €	-1.000,00 €	15.439,26 €
2027		16.355,81 €	-1.000,00 €	15.355,81 €
2028		16.272,36 €	-1.000,00 €	15.272,36 €
2029		16.188,91 €	-1.000,00 €	15.188,91 €
2030		16.105,46 €	-1.000,00 €	15.105,46 €
2031		16.022,02 €	-1.000,00 €	15.022,02 €
2032		15.938,57 €	-1.000,00 €	14.938,57 €
2033		15.855,12 €	-1.000,00 €	14.855,12 €
2034		15.771,67 €	-1.000,00 €	14.771,67 €
2035		15.688,22 €	-1.000,00 €	14.688,22 €
2036		15.604,78 €	-1.000,00 €	14.604,78 €
2037		15.521,33 €	-1.000,00 €	14.521,33 €
2038		15.437,88 €	-1.000,00 €	14.437,88 €
2039		15.354,43 €	-1.000,00 €	14.354,43 €
2040		15.270,98 €	-1.000,00 €	14.270,98 €
2041		15.187,54 €	-1.000,00 €	14.187,54 €
2042		15.104,09 €	-1.000,00 €	14.104,09 €
2043		15.020,64 €	-1.000,00 €	14.020,64 €
2044		14.937,19 €	-1.000,00 €	13.937,19 €
2045		14.853,74 €	-1.000,00 €	13.853,74 €
2046		14.770,30 €	-1.000,00 €	13.770,30 €
2047		14.686,85 €	-1.000,00 €	13.686,85 €

Once we know the Cash Flow for the 25 years and we know the initial investment we can calculate the NPV and IRR.

To do this we are going to assume a discount rate of 5%. This gives us the following NPV and IRR values.

$$NPV = 150.019,80 \text{ €}$$

$$IRR = 12\%$$

Indicando que el proyecto es rentable y que se debe proceder con él.

4. Conclusion

Given the NPV and IRR results obtained, we can see that the project we are proposing is profitable and feasible. Furthermore, and most importantly, the proposed installation achieves the proposed goal of 70% energy savings while being aligned with the Sustainable Development Goals.

Índice Memoria

1.	Introducción y antecedentes.....	23
2.	Objetivos del proyecto.....	25
	2.1.Instalación de paneles solares en un centro comercial.....	25
	2.2.Ahorro energético.....	26
	2.3.Ahorro económico.....	26
3.	Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	27
4.	Energía solar fotovoltaica.....	28
5.	Descripción del proyecto.....	33
	5.1.Emplazamiento.....	33
	5.2.Consumo eléctrico.....	36
	5.3.Componentes.....	39
	5.3.1. Paneles solares.....	39
	5.3.2. Inversores.....	42
	5.3.3. Estructuras de soporte.....	44
6.	Instalación fotovoltaica.....	45
	6.1.Ahorro energético.....	45
	6.2.Cálculos de la instalación.....	46
	6.2.1. Elección del módulo.....	46
	6.2.2. Elección del inversor.....	48
	6.2.3. Cálculos para la orientación y disposición de los módulos.....	49
	6.2.3.1.Orientación e inclinación	49
	6.2.3.2.Elección de estructuras de soporte.....	51
	6.2.3.3.Pérdidas.....	51
	6.2.3.3.1. Pérdidas por orientación e inclinación	51
	6.2.3.3.2. Pérdidas por sombreado.....	53
	6.2.3.3.3. Pérdidas por temperatura.....	53
	6.2.3.3.4. Pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal.....	54
	6.2.3.3.5. Pérdidas por cableado y protecciones.....	55
	6.2.3.3.6. Pérdidas por polvo y suciedad.....	55
	6.2.3.3.7. Pérdidas por rendimiento del inversor.....	56
	6.2.3.4.Número de paneles y disposición	56

6.2.3.4.1. Configuración eléctrica del generador.....	57
6.2.3.4.2. Distancia entre placas en la zona plana.....	58
7. Producción estimada.....	61
8. Estudio económico.....	62
8.1.Inversión inicial.....	62
8.2.Ingresos.....	64
8.3.Gastos.....	66
8.4.Cash Flow.....	66
8.5.VAN.....	68
8.6.TIR.....	69
9. Estudio de seguridad y salud.....	70
10. Pliego de condiciones técnicas.....	72
11. Bibliografía y referencias.....	103
ANEXOS.....	104
Anexo I: Ficha técnica de los módulos.....	105
Anexo II: Ficha técnica del inversor.....	106
Anexo III: Vista y medidas de la superficie de la instalación proporcionadas por el catastro.....	107
Anexo IV: Plano instalación placas solares fotovoltaicas y cableado hasta inversor.....	108
Anexo V: Esquema unifilar.....	109
Anexo VI: Ubicación inversor y cuadro general.....	110

Índice Ilustraciones

Ilustración 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por año y por sector.....	21
Ilustración 2. Crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España.....	22
Ilustración 3. Mapa de la radiación media española desde 1994 hasta 2018.....	27
Ilustración 4. Partes de un panel solar fotovoltaico.....	28
Ilustración 5. Efecto fotoeléctrico.....	28
Ilustración 6. Efecto fotovoltaico.....	29
Ilustración 7. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	30
Ilustración 8. Vista de planta del edificio (orientación hacia el norte).....	31
Ilustración 9. Zonas donde se va a realizar la instalación.....	32
Ilustración 10. Cara oeste del edificio.....	33
Ilustración 11. Cara este del edificio.....	33
Ilustración 12. Factura energética del mes de Mayo 2020.....	34
Ilustración 13. Consumo energético por meses.....	35
Ilustración 14. Precio total de la factura energética del mes de Mayo.....	35
Ilustración 15. Factura energética mensual.....	36
Ilustración 16. Tipos de paneles solares.....	38
Ilustración 17. Curva I-V, P-V de un módulo solar a temperatura y radiación constante.....	39
Ilustración 18. Ejemplo sistema conectado a red con inversor del fabricante Fronius.....	40
Ilustración 19. Mapa de HSP de las provincias de España.....	43
Ilustración 20. Explicación ángulo azimut.....	47
Ilustración 21. Rendimientos en función de la orientación e inclinación.....	48
Ilustración 22. Pérdidas por orientación e inclinación en función del ángulo de inclinación y de azimut.....	50
Ilustración 23. Propiedades físicas del módulo.....	56
Ilustración 24. Distancia entre filas de módulos.....	57
Ilustración 25. Evolución del precio de la luz en los últimos años.....	62

Índice de tablas

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico seleccionado.....	45
Tabla 2. Características del inversor fotovoltaico seleccionado.....	46
Tabla 3. Temperatura media y por meses de Madrid.....	52
Tabla 4. Tabla costes materiales.....	60
Tabla 5. Inversión inicial total.....	61
Tabla 6. Tabla de ingresos.....	63
Tabla 7. Cash Flow en los 25 años de vida útil del proyecto.....	65

1. Introducción y antecedentes

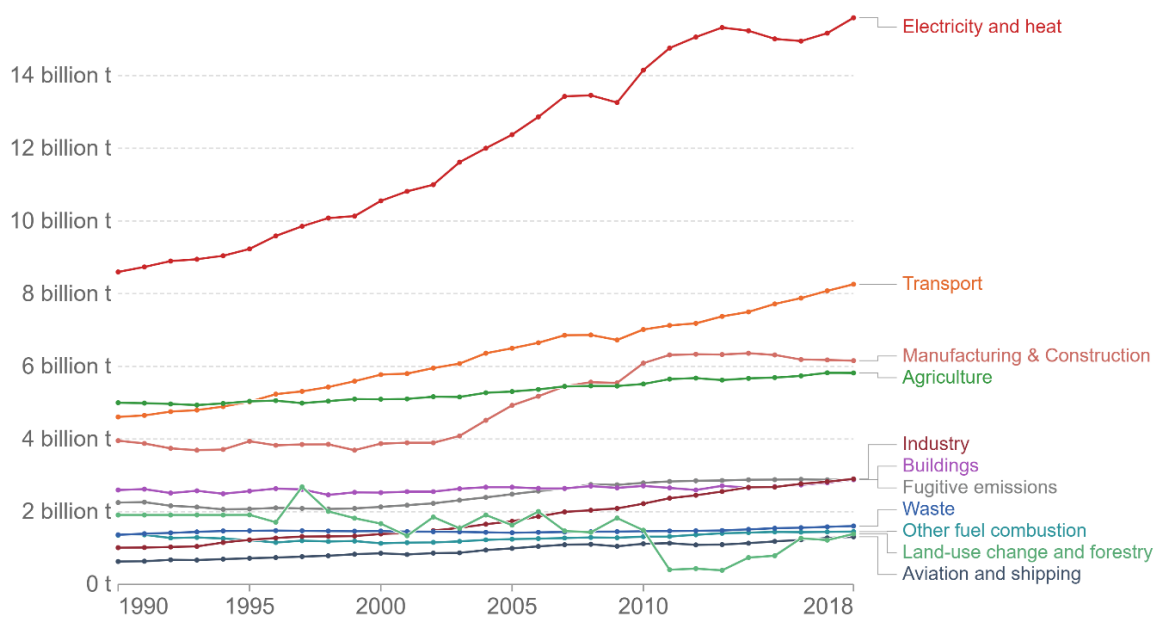
Hoy en día la humanidad se enfrenta a numerosos retos, pero uno de los más importantes y, a la vez, de los más urgentes en los últimos años, es el cambio climático. Esto es principalmente causado por lo que es llamado el “efecto invernadero”, que provoca el calentamiento de la Tierra. La dependencia en la energía solar es total, dado que sin ella no existiría vida en la Tierra. Esa energía proveniente del Sol atraviesa la atmósfera y llega a la superficie, donde se absorbe y se irradia de nuevo en forma de calor infrarrojo. El problema es que alrededor del 90% de la energía irradiada la absorben los gases de efecto invernadero y vuelve a ser irradiada de nuevo a la superficie.

La emisión de gases de efecto invernadero no ha hecho más que aumentar en los últimos años, y el principal causante de estas emisiones es el sector eléctrico y térmico.

Greenhouse gas emissions by sector, World

Emissions are measured in carbon dioxide equivalents (CO₂eq). This means non-CO₂ gases are weighted by the amount of warming they cause over a 100-year timescale.

Our World
in Data



Source: CAIT Climate Data Explorer via Climate Watch

OurWorldInData.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions • CC BY

Note: Greenhouse gases are weighted by their global warming potential value (GWP100). GWP100 measures the relative warming impact of one molecule of a greenhouse gas, relative to carbon dioxide, over 100 years.

Ilustración 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por año y por sector

Por ello, lo principal y más importante es centrarse en tratar de reducir estas emisiones por parte de este sector.

Una forma de remediar este fenómeno es con la generación de energía a través de fuentes renovables. La energía solar fotovoltaica es una de las más populares entre el resto de las energías renovables, especialmente en España. España parte con ventaja a nivel de radiación sobre el resto de los países europeos. Es uno de los países más soleados y se puede aprovechar con la energía solar fotovoltaica. Es por ello por lo que las instalaciones fotovoltaicas están cobrando cada vez más interés para el autoconsumo. El crecimiento ocurrido del año 2020 al 2021 es de alrededor del 100%, suponiendo un total de 2742 MW instalados.

La estimación de UNEF de crecimiento del AC resulta en +1203 MW para 2021

Destaca el crecimiento del sector doméstico, que representa el 32% de las nuevas instalaciones

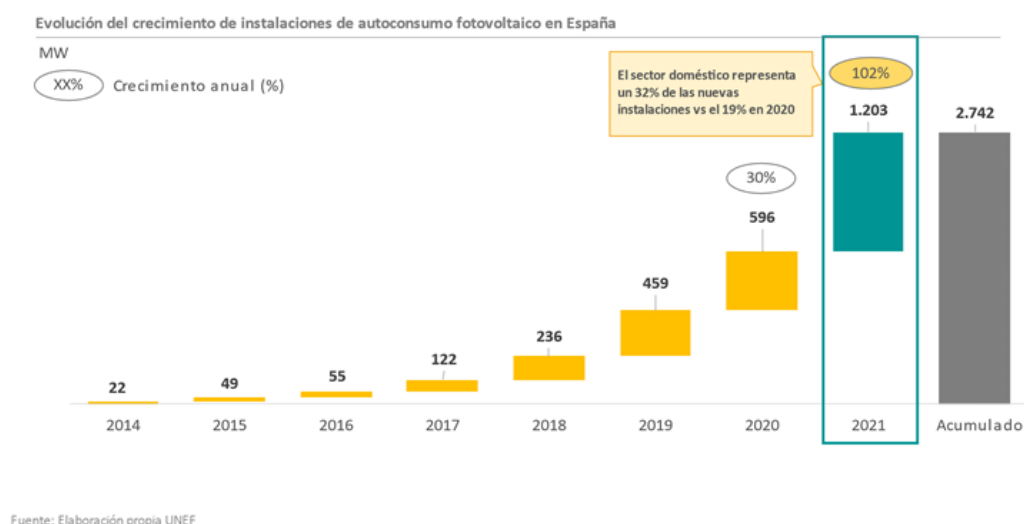


Ilustración 2. Crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España.

La instalación de energía fotovoltaica para el autoconsumo es cada vez más popular y no solo por lo mencionado anteriormente, sino también por el ahorro de costes que supone. Los costes de fabricación de los paneles solares cada vez son menores lo cual hace que sea más atractivo y asequible para clientes de autoconsumo. Además, con el panorama mundial actual y sobre todo en España, los precios de la electricidad son cada vez mayores creando más interés si cabe en esta tecnología. Además, impulsado por las medidas energéticas propuestas por la Unión Europea y por los recientes cambios en el Real Decreto, el autoconsumo fotovoltaico se espera que continúe creciendo.

2. Objetivos del proyecto

El impacto medioambiental que supone la generación de energía y el reciente aumento de los precios en la factura eléctrica, han aumentado el atractivo de las energías renovables, en especial la solar. Esta fuente de energía, aparte de ser ilimitada, es variable dado que depende de la radiación incidente en el propio lugar. Lo que implica que es importante tener en cuenta la localización y el momento del año. Por tanto, se intentará sacar el máximo rendimiento a la localización y a las características que nuestro centro comercial ofrece.

El objetivo de este proyecto es realizar un análisis del centro comercial objeto de estudio para proponer una instalación fotovoltaica que mejore su certificado de eficiencia energética.

Hoy en día es más factible sacar provecho a esta tecnología debido a las facilidades que se están incorporando a nuestra sociedad. Como dice el director general de la UNEF: “Las nuevas regulaciones, muy favorables, y los altos precios de la electricidad impulsaron estos aumentos. Los particulares se han dado cuenta de que su dinero está mejor en sus tejados que en sus bancos”.

2.1. Instalación de paneles solares en un centro comercial

Se quiere cubrir el 70% del consumo de energía medio anual con la instalación de placas solares. Este es el principal objetivo de este proyecto.

Esto supone no solo una contribución medioambiental, sino que también un ahorro de costes para el centro. Lo esencial de este proyecto es realizar una propuesta de instalación fotovoltaica correcta, de tal forma que se consiga tanto un ahorro energético como un ahorro económico. Para ello, utilizaremos diferentes herramientas que se irán mencionando a medida que avance la memoria del proyecto.

2.2. Ahorro energético

Tras realizar un buen estudio de la propuesta de instalación fotovoltaica, se llevará acabo un estudio del ahorro energético que esta conllevaría. Es lógico pensar que ya por el hecho de instalar placas solares se está ahorrando energéticamente hablando. Pero lo importante es que se va a demostrar ese ahorro y se va a cuantificar la diferencia entre el consumo energético con la instalación y el consumo energético sin ella, es decir, dependiendo al 100% de la red eléctrica.

2.3. Ahorro económico

Como hemos mencionado anteriormente, la instalación de placas solares para el autoconsumo es cada vez más atractiva. Y lo que hace que sea mas atractiva el ahorro económico que normalmente supone. Para certificar esto, también se realizará un estudio económico sobre el ahorro que supondría esta instalación en caso de realizarse de forma correcta. Se verá cómo, a pesar de una alta inversión inicial, se amortiza de manera relativamente alta y, a partir de ello, el ahorro será aún más notable. También se tendrán en cuenta factores importantes como puede ser la vida útil de la instalación.

3. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible

No solo es importante pensar en los principales objetivos de este proyecto, sino que también es importante el realizar un análisis del impacto que tendrá a nivel social y medioambiental en el mundo.

Este proyecto se alinea con tres objetivos de desarrollo sostenible. Al tratarse de una instalación de placas fotovoltaicas, el proyecto se alineará con el objetivo número 7 (Energía asequible y no contaminante) dado que, usando una energía renovable como es la solar fotovoltaica, se reducen las emisiones y se estaría utilizando una energía no contaminante.

Actualmente el 70% de las emisiones de CO2 provienen de las ciudades. Este proyecto que propone la reducción de emisiones y al estar situado en Madrid se alinea con el objetivo número 11 (Ciudades y comunidades sostenibles), que propone reducir el impacto medioambiental per cápita en las ciudades para el año 2030.

Como consecuencia de lo anterior, este proyecto también contribuirá a conseguir el objetivo numero 13 (Acción por el clima) cuya intención es incorporar medidas para afrontar y reducir el cambio climático. Y, por tanto, el uso de energías renovables es una forma de contribuir y tomar acción por el cambio climático.

4. Energía solar fotovoltaica

Hay diferentes formas de transformar la energía, pero todas ellas derivan de manera directa o indirecta de la energía solar. Es decir, la energía eólica, por ejemplo, es creada indirectamente por el Sol ya que este emite radiación, y eso lo que provoca es un calentamiento desigual sobre la Tierra que a su vez genera gradientes de presión, que son los causantes del viento. Como este ejemplo existen muchos otros que lo demuestran.

Una de las formas directas de transformar esta energía es mediante placas solares fotovoltaicas. A continuación, vamos a definir que significa esto y vamos a explicar el proceso a través del cual transformamos esta radiación en energía eléctrica, dado que es de lo que se trata este proyecto.

La energía solar fotovoltaica consiste básicamente en producir energía a partir de la radiación emitida por el Sol. La radiación es la forma en la que el Sol libera su energía, propagándose en todas direcciones en forma de ondas electromagnéticas.

La radiación solar se divide en tres tipos según la forma en la que llega a nuestro planeta. La radiación solar directa es aquella que llega a la Tierra sin ningún tipo de dispersión. La radiación solar difusa es aquella que es desviada en su trayecto a la Tierra desde el Sol provocado, por ejemplo, por nubes. Por último, la radiación solar reflejada es aquella que es reflejada en la propia superficie de nuestro planeta. La forma de medir dicha radiación es en vatios por metro cuadrado (W/m^2). España, en este caso, es uno de los países con mayor radiación solar de Europa.



Ilustración 3. Mapa de la radiación media española desde 1994 hasta 2018

Ahora, necesitamos saber cómo y quién son los encargados de realizar dicha transformación. Pues bien, esto se produce gracias a los materiales y dispositivos fotovoltaicos que las placas solares poseen. El principal dispositivo fotovoltaico es conocido como celda o célula, que están hechas de materiales semiconductores que consiguen crear corriente continua. Y, dado que las cargas que tendremos necesitarán corriente alterna, es necesario la utilización de un inversor que convierta la corriente continua en alterna. Para la protección de estas celdas o células mencionadas anteriormente, se intercalan entre materiales de vidrio y/o plástico como muestra la Ilustración 4.

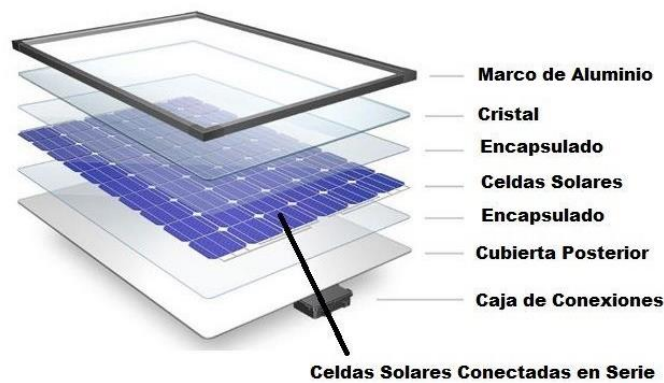


Ilustración 4. Partes de un panel solar fotovoltaico

Para entender mejor como se produce esta transformación, vamos a explicar el efecto fotoeléctrico y fotovoltaico. Como hemos mencionado anteriormente, los materiales semiconductores, como puede ser el silicio, son los principales causantes de esta transformación. Este tipo de materiales poseen un comportamiento eléctrico particular cuando los fotones de la luz solar impactan sobre ellos. Cuando un fotón impacta con el material semiconductor, impacta con un electrón del átomo de este material. Y, lo que es más importante, es que este electrón recibe la energía que el fotón tenía. Los fotones son los encargados de transportar toda radiación electromagnética, incluida la solar.

Por lo tanto, en caso de que la energía adquirida por el electrón supere la fuerza de atracción del núcleo del átomo del material semiconductor, el electrón sale de su órbita quedando libre. Esto permite al electrón viajar por el material. Sin embargo, no todos los fotones que llegan al material acaban siendo transformados en corriente, hay otros que se pierden debido a la reflexión y otros debido a la transmisión.

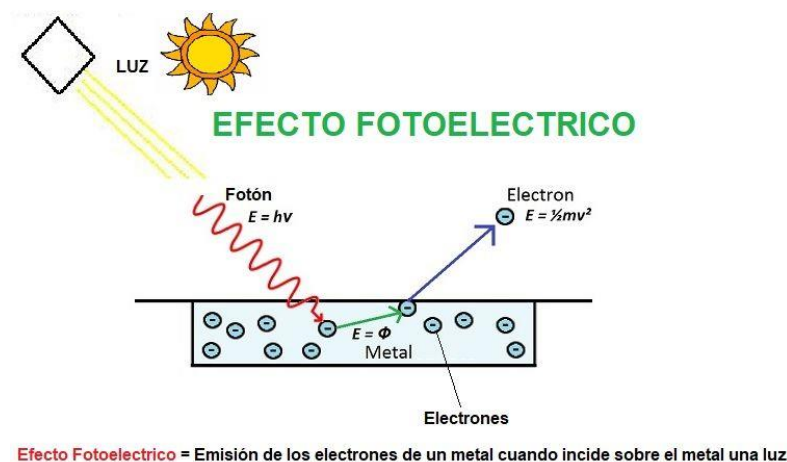


Ilustración 5. Efecto fotoeléctrico

Lo que es fundamental en este proceso es el ser capaces de extraer las cargas del panel solar. Para ello, es imprescindible la circulación en dirección contraria entre los electrones y los huecos generados en los átomos.

El campo eléctrico que necesitamos crear en el interior del panel se genera cuando dos piezas de distinto material están en contacto. Cada una de las piezas tiene una carga distinta, una positiva y otra negativa que posee electrones de más. De esta forma, cuando el electrón se libera, se mueve al otro lado llegando hasta los conductores que están conectados en cada uno de los materiales, lo cual hace que la corriente circule y podamos aprovecharla de manera exterior. Estos dos materiales son conocidos como semiconductores de tipo P y N.

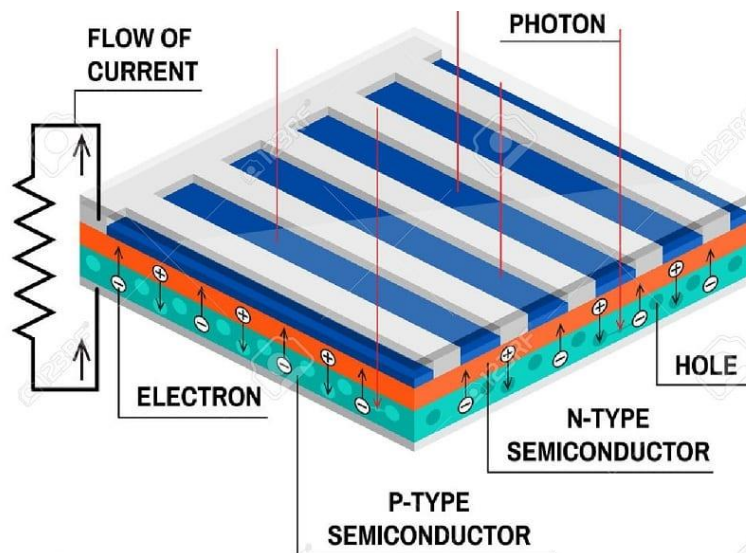


Ilustración 6. Efecto fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar de tres formas. Los denominados conectados a red, los autónomos y los de bombeo. En este proyecto nos centraremos en los sistemas conectados a red.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red supone que la energía eléctrica producida pueda ser inyectada a la red, y eso depende de las condiciones de la instalación. Es decir, pueden suceder dos cosas con la energía producida, una es que sea directamente absorbida por las cargas cercanas y otra es que sea inyectada en la red eléctrica. El funcionamiento consiste en generar electricidad de tal forma que se satisfagan las necesidades de la carga y, en caso

de producirse excedentes, serán absorbidos por la red. Por lo tanto, este tipo de sistemas no requieren de equipos adicionales de almacenamiento de energía.

Este tipo de mecanismo se denomina mecanismo de balance neto. El excedente que se genera puntualmente cuando la producción del sistema fotovoltaico supera al consumo es inyectado en la red eléctrica. Además, si por el contrario existen momentos en los que la instalación no es capaz de abastecer el consumo, se puede consumir energía de la red eléctrica. Esto implica que a la hora de diseñar el sistema haya que tener en cuenta como variable el consumo de las cargas de la instalación.

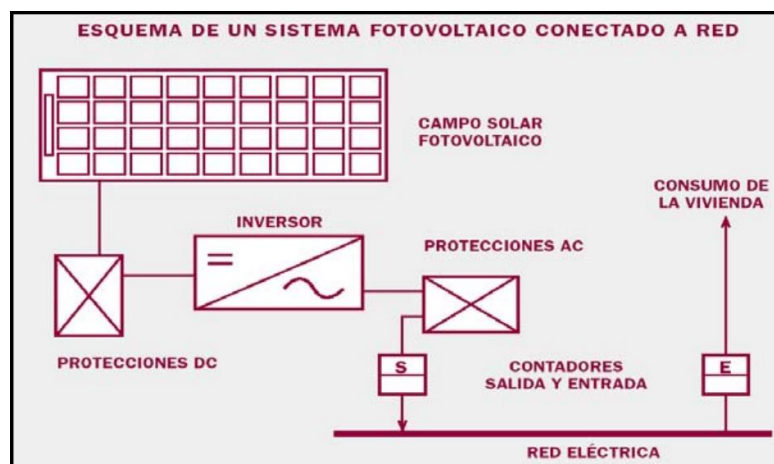


Ilustración 7. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red

También se diferencia entre sistemas fotovoltaicos conectados a red sobre suelo o sobre edificación a la hora de realizar la instalación. Este proyecto se trata de una instalación sobre edificación. Este tipo de instalación es algo más compleja que sobre suelo ya que hay que tener más factores en cuenta que pueden condicionar la ubicación del generador y su disposición. Se hace más complicado el poder elegir ciertas variables como pueden ser la orientación e inclinación de las placas dado que están restringidas a lo que el propio edificio pueda ofrecer. Por ello, muchas veces estas variables difieren de los valores óptimos en este tipo de instalación.

5. Descripción del Proyecto

5.1. Emplazamiento

El proyecto se va a realizar en el un centro comercial llamado Centro Comercial Colombia. Este edificio se encuentra en España en la provincia de Madrid. Más en concreto en la Avenida de Bucaramanga, número 2. El código postal de esta localización es el 28033 y sus coordenadas son (40.472143465072364, -3.636457396275911).

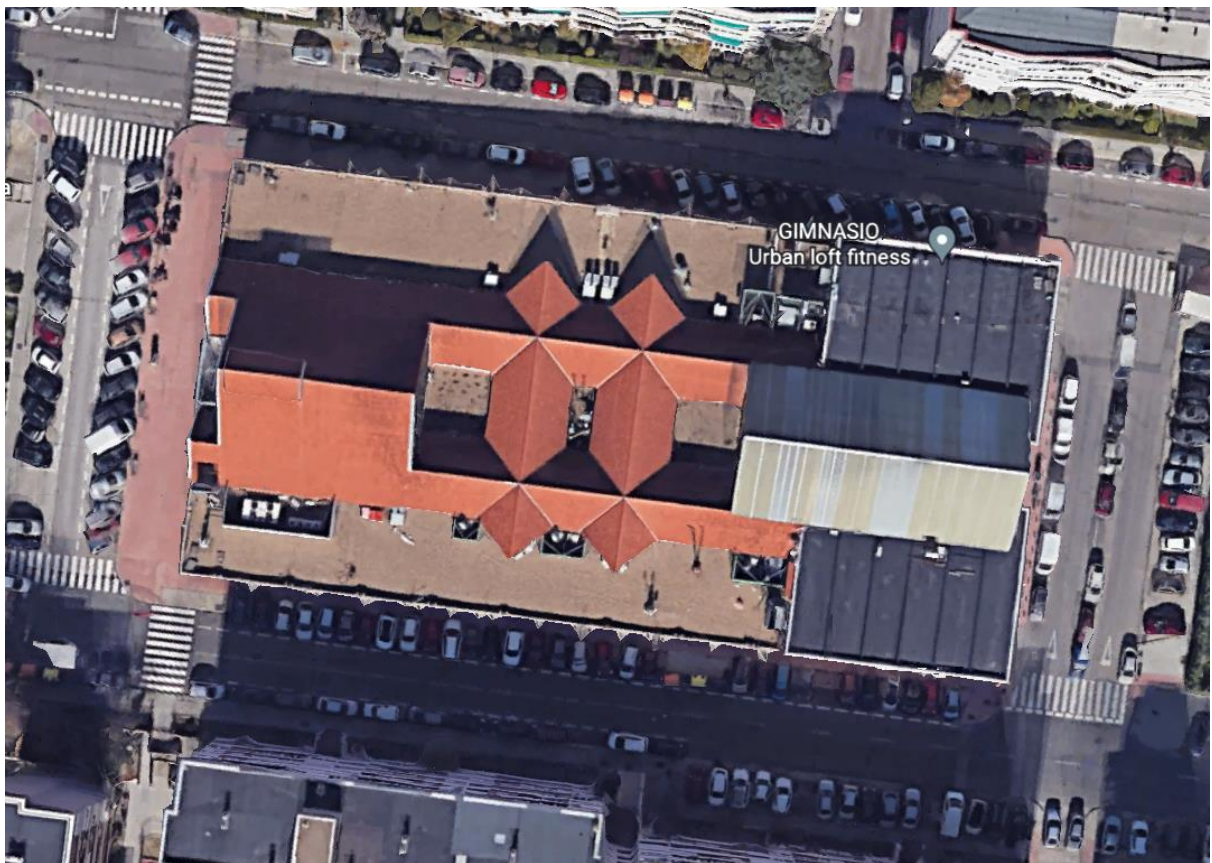


Ilustración 8. Vista de planta del edificio (orientación hacia el norte)

En cuanto a la superficie disponible para la instalación fotovoltaica, disponemos de las zonas planas y el tejado más grande con orientación sur que se muestran en la Ilustración 8.

Las dos zonas planas que se encuentran en la zona este del edificio nos ofrecen una superficie de 275 metros cuadrados disponibles para la instalación de placas solares. Por otro lado, el tejado inclinado de la zona oeste del edificio nos ofrece una superficie de 400 metros cuadrados y una inclinación de 30°.

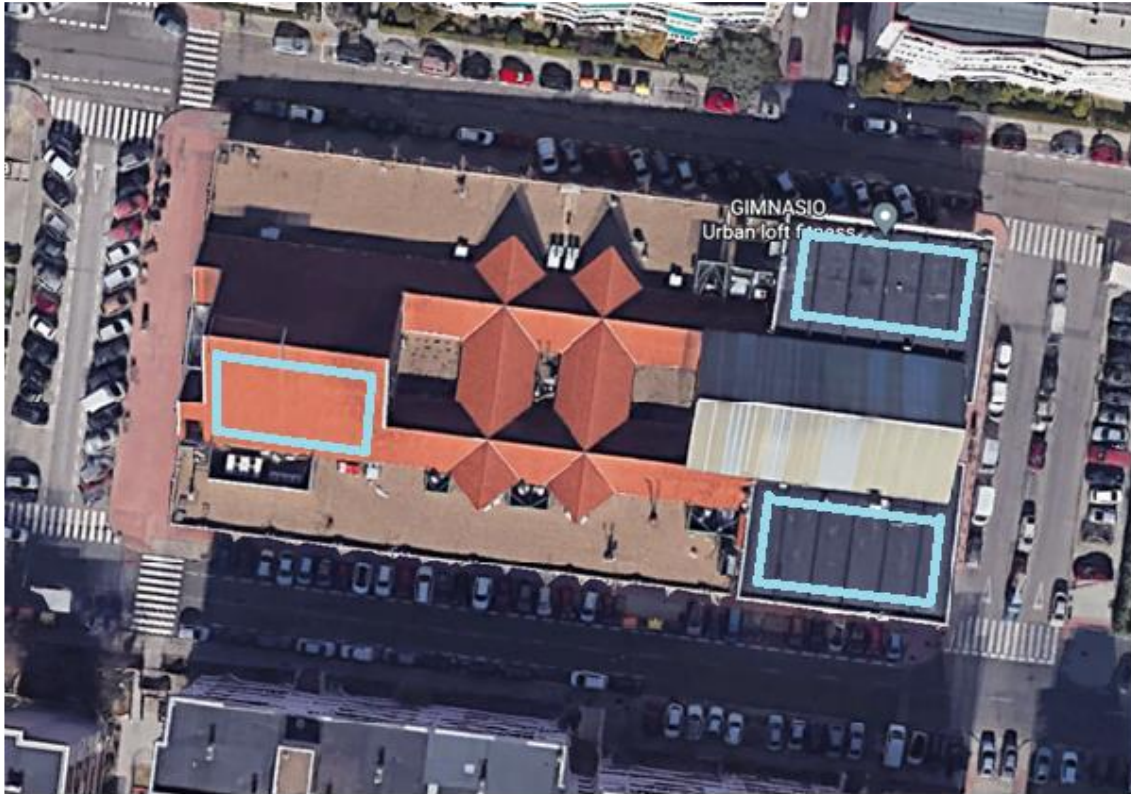


Ilustración 9. Zonas donde se va a realizar la instalación

En el tejado grande de 400 metros cuadrados vendrán impuestos los 30 grados de inclinación para las placas solares. Sin embargo, para las zonas planas de 275 metros cuadrados cada una debemos de realizar el cálculo para ver cuál es el ángulo óptimo de inclinación.

Para las placas que se pondrán sobre suelo plano también será conveniente estudiar cual es la orientación optima. Sería lógico limitar las opciones a las posibles orientaciones que la superficie nos proporcione ya que seria la mejor forma de aprovechar el espacio,

También se realizará un estudio de sobras para analizar la disposición optima de los paneles.

En las Ilustraciones 10 y 11 se muestran vistas frontales desde la cara Oeste y Este respectivamente.



Ilustración 10. Cara oeste del edificio

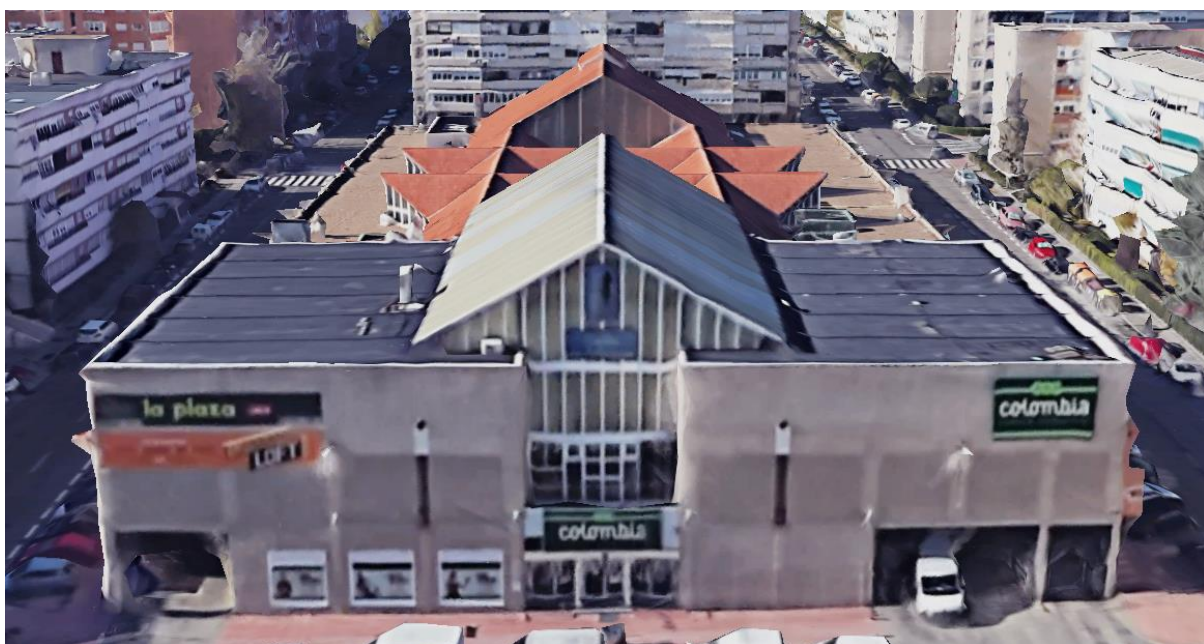


Ilustración 11. Cara este del edificio

5.2. Consumo eléctrico

Como se ha mencionado anteriormente, el principal objetivo de este proyecto es cubrir el 70% del consumo anual medio del centro comercial. Para ello, vamos a analizar los consumos que ha tenido este complejo en el año 2020/2021. Esto también nos servirá para que podamos adaptar lo mejor posible nuestra generación a la demanda exigida.

CONCEPTO	CANTIDAD	MESES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE	
TÉRMINO DE POTENCIA PUNTA	135,354 kW	0,983607	3,394074	451,87	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA LLANO	135,354 kW	0,983607	2,036444	271,12	Eur
TÉRMINO DE POTENCIA VALLE	135,354 kW	0,983607	1,357630	180,75	Eur
ENERGÍA ACTIVA PUNTA	1.136 kWh		0,096952	110,14	Eur
ENERGÍA ACTIVA LLANO	3.005 kWh		0,084263	253,21	Eur
ENERGÍA ACTIVA VALLE	1.745 kWh		0,063831	111,39	Eur
FONDO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA				1,46	Eur
SUPLEMENTO TERRITORIAL POR TRIBUTOS AUTONÓMICOS DEL AÑO 2013 01.01.2013 - 31.12.2013				2,05	Eur
IMPUESTO ELÉCTRICO 18.06.2020 - 18.06.2020	1.381,99 Eur		0,0511269632	70,66	Eur

Ilustración 12. Factura energética del mes de Mayo 2020

En la Ilustración 12 se muestra un ejemplo de la factura energética proporcionada por la empresa Naturgy en la que se muestran diferentes valores. Los valores más importantes y, por tanto, los que más en cuenta vamos a tener son la energía activa punta, la energía activa llano y la energía activa valle. La suma de estos tres valores nos dará la energía total consumida en ese mes.

Este cálculo se realizará para cada mes del año para poder obtener la gráfica mostrada en la Ilustración 13. Además, la suma total de cada mes nos da el consumo total anual, que es el dato más relevante del proyecto porque es el dato en el cual nos tenemos que fijar para saber si cumplimos con el objetivo principal del proyecto.

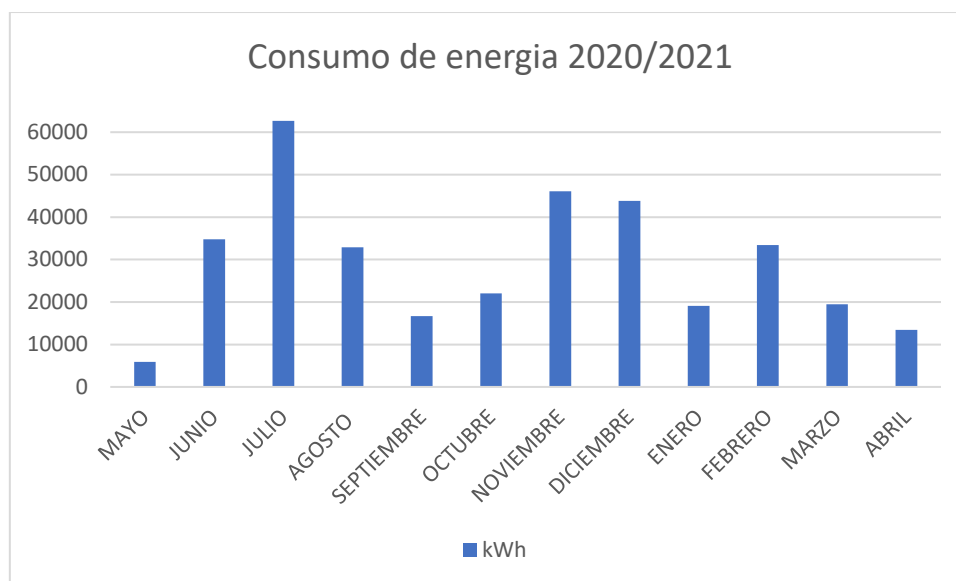


Ilustración 13. Consumo energético por meses

Como podemos ver en la Ilustración 13, hay claramente un mes que despunta sobre el resto. Este mes es Julio, que nos da un consumo máximo anual de 62700 kWh. Además, también cabe destacar los meses de Noviembre y Diciembre que abarcan una gran proporción del consumo total anual. Sin embargo, Mayo es el mes con menor consumo con un total de 5886 kWh en todo el mes.

Por tanto, de media obtenemos unos 29195 kWh. Y todo esto nos da un total anual de energía consumida de 350339 kWh. De esta cantidad es de la cual tenemos que ahorrar el 70% con la instalación de placas solares, es decir, 245237.3 kWh.

No solo es importante el consumo energético en cuanto a valores puramente de energía, sino que también es importante ver cuánto nos cuesta dicha energía proveniente de la red eléctrica para después poder compararlo con la propuesta y realizar un estudio económico del proyecto.

	Suma	1.463,27	Eur
Base imponible		1.463,27	Eur
IVA 21%		307,29	Eur
Total factura		1.770,56	Eur

Ilustración 14. Precio total de la factura energética del mes de Mayo.

En la ilustración 14 se muestra como se ve el precio total de la factura energética mensual. A partir de este valor por cada mes se obtiene la gráfica mostrada en la siguiente Ilustración.

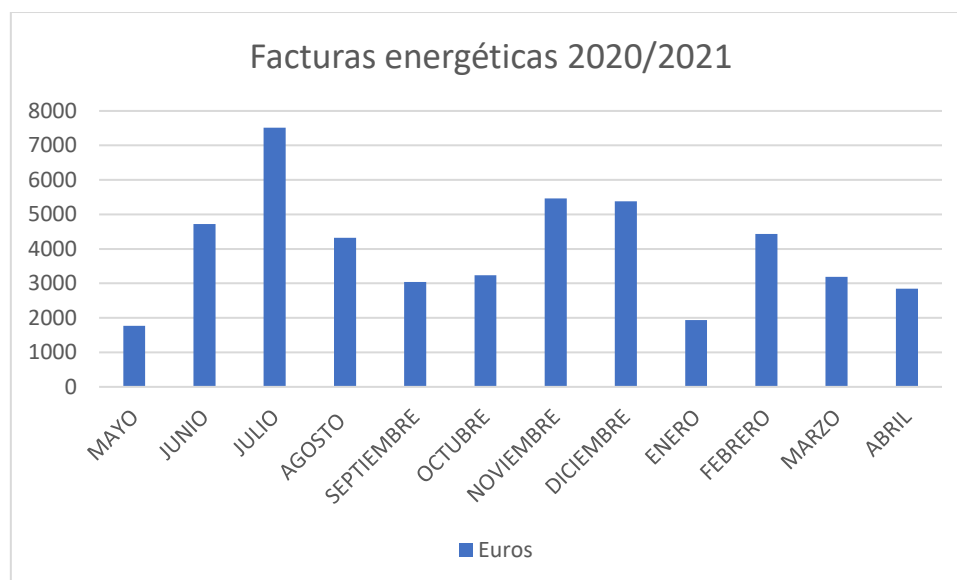


Ilustración 15. Factura energética mensual

En la Ilustración 13 se muestra una gráfica correspondiente a los gastos debidos a la factura eléctrica. Como es lógico, el dinero gastado por mes va en relación directa con la cantidad de energía consumida en dicho mes. Además, hay factores que también hay que tener en cuenta, como puede las horas en la que se consume dicha energía, que hacen que la relación no sea al 100% directa y que pueda diferir ligeramente entre meses.

En total el año 2020/2021 ha producido un gasto energético de unos 47853 euros. Dando una media mensual de cerca de los 4000 euros.

5.3. Componentes

5.3.1. Paneles solares

Este componente es el más importante de nuestra instalación. Su principal función es la de convertir la luz solar en energía eléctrica.

Como se ha mencionado anteriormente, los paneles solares están formados por las células solares y otros materiales que se encargan de la protección mecánica de dichas células para mantener las propiedades de estas. Estas células comúnmente están hechas de silicio.

Dentro de las células de silicio, se puede distinguir entre tres tipos. La diferencia entre estos tipos es debido al proceso de fabricación:

- Células de silicio policristalino: Este tipo de células suponen un menor coste de fabricación ya que el tratamiento del silicio es menor que en el caso de las células monocristalinas. Además, tienen una mejor eficacia a temperaturas elevadas. Sin embargo, el rendimiento de estas células es menor que el de las células monocristalinas.
- Células de silicio monocristalino: Este es el tipo de célula que ofrece el mayor rendimiento y el tiempo de vida útil es el más elevado. El mayor inconveniente de este tipo de célula es que los costes de producción son los más caros.
- Células de silicio amorfo: Son las más económicas debido al desorden de la estructura de silicio, pero como era de esperar ofrece también los peores rendimientos.



Ilustración 16. Tipos de paneles solares.

Los dos tipos más utilizados son el policristalino y el monocristalino. Uno de los factores clave que pueden ayudar para decidirse por que tecnología hay que decantarse es la superficie disponible para la instalación de las placas. En caso de tener una superficie limitada y tener que cumplir con cierta potencia pico en la instalación, quizás es mejor usar la tecnología monocristalina para tratar de reducir el número de módulos necesarios al tener más rendimiento por módulo.

Hay ciertos parámetros que definen al módulo fotovoltaico. Estas son las principales características que sirven para el diseño de la instalación:

- Potencia máxima (P_{max}): Dadas unas condiciones estándar de temperatura e irradiancia, es la máxima potencia que el módulo puede entregar. Este punto de potencia máxima viene dado por una tensión y una intensidad que no son las de tensión e intensidad máxima, como se muestra en la Ilustración 17.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Es la tensión medida entre las bornes del módulo cuando no hay carga conectada al módulo y no hay un cortocircuito entre los bornes. Es decir, es la tensión máxima posible.
- Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Es la intensidad que circula cuando no hay carga conectada al módulo y cuando se realiza un cortocircuito entre los bornes del módulo. Es decir, es la intensidad máxima que se puede generar.

- Coeficiente de temperatura ($V/^{\circ}C$): Esta es una propiedad muy determinante a la hora de elegir el módulo a usar dependiendo de la localización de la instalación. Esta característica nos indica como se reduce el voltaje en función del incremento de temperatura.
- Rendimiento: El rendimiento indica la relación entre la potencia máxima que se puede entregar por el panel dividido por la potencia recibida de la radiación solar en ese panel

La Ilustración muestra como el punto de potencia máxima no se consigue con los puntos de corriente y de voltaje máximo, sino que da otros dos puntos distintos. Esto queda reflejado en la curva característica de un panel solar.

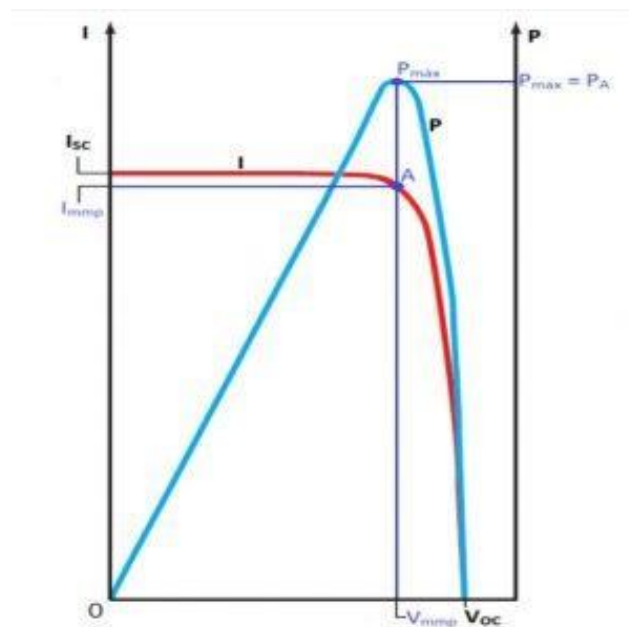


Ilustración 17. Curva I-V o P-V de un módulo solar a temperatura y radiación constante.

Otras propiedades para tener en cuenta son las propiedades físicas. Es importante para saber cuánta superficie ocupa cada módulo para poder calcular la superficie ocupada por los módulos y saber si es factible con la superficie disponible para la instalación. Otro aspecto importante es el peso, ya que en instalaciones sobre tejados hay que calcular que no se vaya a derrumbar dicho tejado por el exceso de peso. Por último, otra de las propiedades físicas que hay que destacara es el tipo de panel que es, monocristalino policristalino o amorfo, para conocer qué ventajas o desventajas tiene.

5.3.2. Inversores

Como se ha mencionado anteriormente, el inversor es un elemento clave en una instalación fotovoltaica. Se encarga de convertir DC en AC, pero debe cumplir ciertos requisitos de tensión eficaz, eficiencia, rendimiento, frecuencia, etc.

El inversor protege la instalación de cortocircuitos u otros problemas deteniendo la generación de energía. También, el hecho de que adapten su producción a diferentes momentos solares o diferentes demandas de energía, hacen que el inversor también sea útil para la optimización de la producción eléctrica. Además, se encarga de recoger datos relevantes sobre el rendimiento, producción de energía.

Por supuesto, es imprescindible una buena sincronización con la red eléctrica para obtener la energía más conveniente en cada momento.

Dado que se trata de una instalación en un centro comercial, necesitaremos un inversor trifásico y, además, como deseamos que nuestra instalación este conectada a la red, el inversor deberá ser con conexión a la red que nos permita verter excedentes a la red eléctrica.

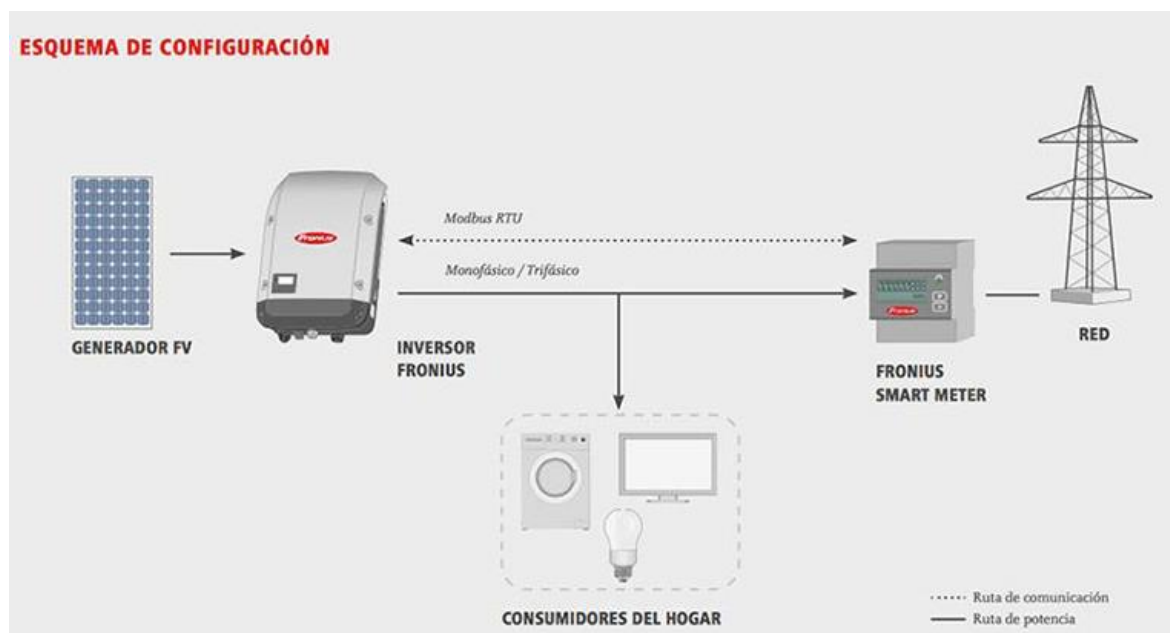


Ilustración 18. Ejemplo sistema conectado a red con inversor del fabricante Fronius.

Dentro de los inversores conectados a red se diferencia entre cinco tipos, pero en este caso vamos a centrarnos en los inversores string o en cadena ya que es el que vamos a utilizar. Este tipo de inversor es el más económico del mercado y además posee un mantenimiento sencillo. Este tipo de inversor lo que hace es captar la cantidad de energía del panel con menor eficiencia de ramal. Como el ramal son las agrupaciones de varios paneles en serie, si un panel recibe sombra, implicaría que el ramal entero produzca menos potencia.

Hay ciertos parámetros que son clave en un inversor:

- Tensión de arranque ($V_{arranque}$): Es la tensión de entrada que necesita el inversor para su propio funcionamiento.
- Intensidad máxima (I_{max}): Valor máximo de la corriente que se establece como límite del sistema que bajo ningún concepto se debe superar.
- Potencia nominal: Es el valor de la potencia que el inversor puede suministrar continuamente.
- Potencia máxima: Esta es la potencia máxima que el inversor puede alcanzar si supera el valor nominal de potencia.
- Rendimiento: Esto se calcula como la relación entre el valor de potencia de entrada y de salida.

Para la conexión a red, además, es necesario que el inversor cumpla con ciertos requisitos establecidos. Por ejemplo, será necesario que la corriente que sale del inversor sea de iguales características que las de la red. Esto significa un inversor que pueda sacar una onda senoidal de 230 V de valor eficaz y 50 Hz, y a cumpliendo con los requisitos de la red para el factor de potencia.

Otro aspecto a tener en cuenta es el rendimiento de los inversores. Dado que el rendimiento de los módulos es bajo, se necesitará un inversor con un rendimiento alto que por lo menos supere el 90%. El mejor rendimiento que se le puede sacar a un inversor es cuando este trabaja lo más cerca posible a los valores nominales de potencia de salida.

5.3.3. Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte de las placas solares fotovoltaicas son un elemento clave en una instalación solar fotovoltaica. Estas se encargan de garantizar una correcta orientación e inclinación de las placas solares.

Entre otros, la localización geográfica y las condiciones climáticas de nuestra instalación son aspectos para tener en cuenta a la hora de elegir la estructura de soporte para la instalación. La localización es importante porque dependiendo de la latitud de nuestro emplazamiento determinaremos el grado de inclinación óptimo de las placas solares. Y las condiciones climáticas determinarán el resto de las características de las estructuras. Por ejemplo, si es una zona en la que nieva mucho será conveniente establecer una inclinación apropiada para que no se acumule la nieve encima de las placas.

Se puede diferenciar entre varios tipos de estructuras. Las coplanares son aquellas que se utilizan cuando se colocan pegadas a la cubierta, ya sea inclinada o no. De esta forma se aprovecha más el espacio. Este tipo de estructura se utilizará en la zona de tejado inclinado de nuestra instalación.

Las estructuras triangulares sirven para modificar tanto la inclinación como la orientación de las placas. Esto lo usaremos en las zonas planas de nuestra instalación que nos servirá para ajustarlas a nuestra inclinación óptima.

Otro tipo de estructura son los seguidores solares que son estructuras móviles que varían en uno o dos ejes buscando la orientación e inclinación óptima en cada momento del día para optimizar la generación de energía en todo momento del día. A pesar de que este tipo de estructura no se va a usar en esta instalación, vamos a ver los distintos tipos de seguidores solares. Si el seguidor es de eje polar, la placa girará de forma que mantenga la normal del plano alineada con el meridiano terrestre del Sol. El seguidor de eje azimutal busca mantener alineado la normal de la placa con el meridiano local del Sol. El seguidor de eje horizontal se mueve en función del eje norte sur para alinearse también con el meridiano terrestre del Sol. El último tipo es el seguidor de dos ejes que ajusta el panel solar en todo momento de manera perpendicular al Sol.

6. Instalación solar fotovoltaica

6.1. Ahorro energético

Como se ha mencionado anteriormente el objetivo de este proyecto es ahorrar alrededor de un 70% de la energía eléctrica consumida en años anteriores con la instalación de placas fotovoltaicas. Dado que el consumo energético anual es de 350339 kWh, si queremos ahorrar un 70%, la energía que buscamos que produzca la instalación es de:

$$350339 \text{ kWh} * 0,7 = 245237,3 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, será necesario saber el número de horas de Sol pico que tenemos para poder calcular la potencia pico necesaria en nuestra instalación. La Hora Solar Pico (HSP) significa una medida de la irradiancia solar definida como el tiempo en horas de una irradiancia solar constante de 1000 W/m². En la Ilustración 17 se muestra un mapa de España dividido en provincias donde el número de debajo de cada provincia indica el número de horas solares pico.

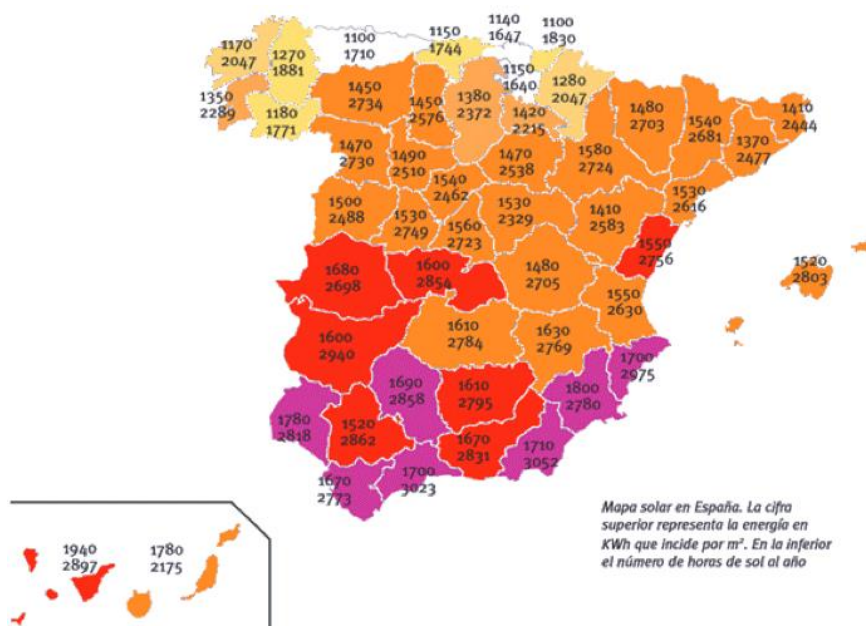


Ilustración 19. Mapa de HSP de las provincias de España

Como el emplazamiento es en Madrid, se cogen los datos del mapa de esa región. Esto nos indica que tenemos un total de 2723 horas efectivas de sol o horas pico de sol al año. Con este dato y la energía necesaria al año podemos calcular la potencia pico necesaria:

$$P_{necesaria} = \frac{245237,3 \text{ kWh}}{2723 \text{ h}} = 90,06 \text{ kWp}$$

Con estos datos y sabiendo que el tejado de nuestro edificio cuenta con 950 metros cuadrados disponibles para instalar placas solares, se proseguirá con los cálculos de la instalación.

6.2. Cálculos de la instalación

6.2.1. Elección del módulo

Debido a que una instalación de placas solares supone una gran inversión inicial, se le dará una gran importancia a la fiabilidad del fabricante para que nos permita ser rentables en el largo plazo. Hoy en día, es cada vez mayor el número de fabricantes que ofrecen garantía de 25 años. Por ello será necesario fijarse en la fiabilidad que estos ofrezcan para evitar fallos tempranos en la instalación y buscar el mayor rendimiento a lo largo de los años sin un gran deterioro en su eficacia.

Como ya se ha mencionado anteriormente, existen dos tipos de paneles solares que se distinguen en la fabricación de los mismos. A pesar de que los paneles solares de silicio policristalino suponen una menor inversión, los monocristalinos tienen un mejor rendimiento y eficacia.

Es cierto que los paneles solares policristalinos normalmente tienen una menor variación del voltaje frente a la variación de temperatura. Es decir, a medida que aumente 1°C el voltaje normalmente disminuirá menos en una placa policristalina que en una monocristalina.

Dado que nuestro edificio tiene una alta demanda energética y que el espacio disponible para la instalación de placas solares es limitado, se ha decidido utilizar paneles solares de

silicio monocristalino debido a su mayor rendimiento para disminuir la superficie ocupada.

Concretamente los módulos monocristalinos que se utilizarán serán del fabricante PANASONIC y el modelo será el HIT N330. Este módulo posee una potencia nominal de 330 W y además ofrece una garantía de 25 años. A continuación, se detallan las características principales en la Tabla 1:

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico seleccionado

Electrical data (at STC)		VBHN330SJ47
Max. power (Pmax) [W]		330
Max. power voltage (Vmp) [V]		58.0
Max. power current (Imp) [A]		5.70
Open circuit voltage (Voc) [V]		69.7
Short circuit current (Isc) [A]		6.07
Max. over current rating [A]		15
Power tolerance [%] *		+10/-0
Max. system voltage [V]		1000
Solar panel efficiency [%]		19.7
Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m ² ; cell temp. 25°C		
* Maximum power at delivery.		
Temperature characteristics		
Temperature (NOCT) [°C]		44.0
Temp. coefficient of Pmax [%/°C]		-0.258
Temp. coefficient of Voc [V/°C]		-0.164
Temp. coefficient of Isc [mA/°C]		3.34

Por lo tanto, para obtener el valor de potencia pico calculado anteriormente se necesitarán al menos el siguiente número de paneles:

$$\frac{90600 \text{ Wp}}{330 \frac{\text{W}}{\text{panel}}} = 274,55 \simeq 275 \text{ paneles}$$

Este número de paneles no será el definitivo ya que habrá que tener en cuenta el inversor que elija y las pérdidas para poder conseguir la energía requerida.

6.2.2. Elección del inversor

Para elegir el inversor buscaremos que la potencia pico de nuestro generador sea un 10-20% superior a la potencia pico del inversor. Con esto lo que se consigue es maximizar el tiempo de trabajo cercano a valores nominales.

El inversor elegido es el inversor trifásico del fabricante INGETEA y el modelo es el IGECON SUN 80. Las características de este se presentan en la Tabla 2:

Tabla 2. Características del inversor fotovoltaico seleccionado

MODELO	INGECON SUN 80	
FABRICANTE	INGETEA	
Potencia Nominal	88,000	W
V _{pmp} mínima	405	V
V _{pmp} máxima	750	V
V máx admitida	900	V
Potencia PV máx	104,000	Wp
I máx	208	A
V arranque	450	V
V parada	-	V

Por lo tanto, para que se cumpla lo anteriormente mencionado, el valor de la potencia pico del generador ha de estar entre 10-20% de 88 kW. Lo que significa que ha de estar entre 96,8 kW y 105,6 kW. Por lo tanto, vamos a determinar una potencia pico de unos 98 kW.

6.2.3. Cálculos para la orientación y disposición de los módulos

6.2.3.1. Orientación e inclinación

Otro de los factores muy importantes a tener en cuenta a la hora de realizar una instalación de placas solares es el ángulo de inclinación y orientación que se le da a las placas. Una buena orientación e inclinación de las placas puede determinar un cambio significativo en cuanto a la efectividad de estas.

En cuanto a la orientación, en el caso de España la mejor orientación es hacia el sur, es decir, azimut 0° . Esto es debido a que España está en el hemisferio norte.

Para entender lo que significa el ángulo azimut conviene analizar la Ilustración 18 donde α representa el ángulo azimut.

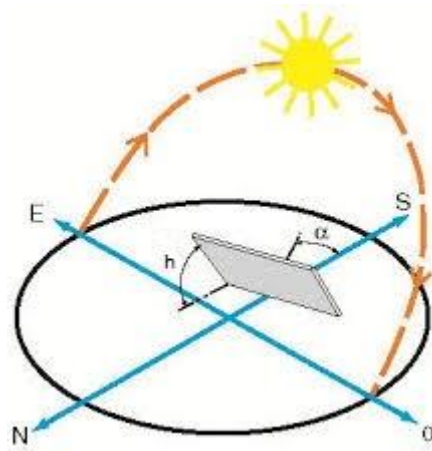


Ilustración 20. Explicación ángulo azimut.

La orientación de las placas suele ser un factor muy difícil de variar en instalaciones sobre edificios y tejados ya que estos mismos limitan la posibilidad de orientación. Pero el edificio objeto de estudio permite orientarlas hacia su ángulo prácticamente óptimo ya que debido a la estructura nos permite la orientación sur. En este caso el ángulo azimut es de 5° .

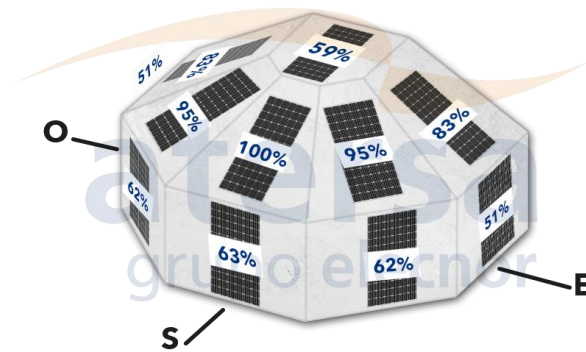


Ilustración 21. Rendimientos en función de la orientación e inclinación.

Se parte de la base de que nuestra instalación se va a realizar en soportes fijos y no seguidores. Para determinar la inclinación óptima de nuestra instalación es importante indicar que el objetivo es obtener la mayor producción anual. Después de diferentes estudios se ha llegado a la conclusión de que existe una relación entre la latitud y el ángulo de inclinación óptimo para maximizar la producción anual.

$$\text{Inclinación} = 3,7 + 0,69 * |\text{latitud}|$$

En nuestro caso, el edificio se encuentra a una latitud de 40.4721 lo cual nos dará la siguiente inclinación óptima:

$$\text{Inclinación} = 31,626^{\circ}$$

6.2.3.2. Elección de estructuras de soporte

La superficie de la que disponemos es de 950 metros cuadrados de los cuales 400 son en un tejado inclinado 30°. Por lo tanto, en la zona de tejado inclinado no hará falta el uso de un soporte que proporcione inclinación a las placas, con una estructura coplanar sería suficiente.

Sin embargo, en los otros 550 metros cuadrados de superficie plana será necesario añadir estructuras de soporte triangulares a las placas solares para conseguir el grado de inclinación que buscamos.

Pagina 82 pdf github

6.2.3.3. Pérdidas

En este proyecto las pérdidas son de los factores más determinantes. Como es lógico, en una instalación como esta es necesario conocer el rendimiento que va a tener. Las pérdidas son un factor imprescindible para poder calcular el rendimiento. Además, sabiendo el rendimiento del sistema podremos calcular las placas que serán necesarias para cumplir con el ahorro energético buscado.

6.2.3.3.1. Pérdidas por orientación e inclinación

Como hemos mencionado anteriormente en las zonas planas hemos usado un soporte para buscar la inclinación óptima de las placas. En cuanto a la orientación, no era necesario variar nada porque el propio edificio nos daba la posibilidad de orientarlo prácticamente de manera sur ya que es lo óptimo en España.

A pesar de esto, lo más óptimo sería que la normal de las placas estuvieran continuamente en paralelo con la radiación del sol para de esta forma obtener la máxima energía posible. Pero como esto no se puede realizar en nuestra instalación nos hemos ceñido a lo más eficiente posible.

Esto lo que supone es que haya ciertas pérdidas. Para calcular estas pérdidas utilizaremos el método del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDEA). Este instituto nos proporciona una aproximación de las pérdidas, como se muestra en la Ilustración 19 en función del ángulo de inclinación y de azimut de tu instalación.

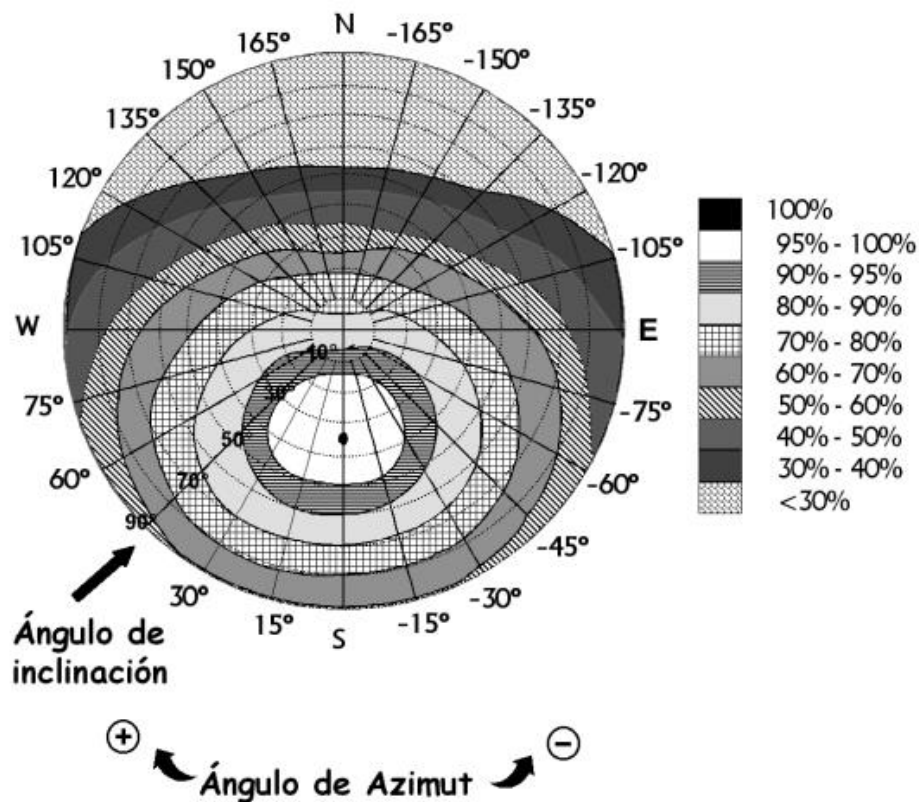


Ilustración 22. Pérdidas por orientación e inclinación en función del ángulo de inclinación y de azimut.

Con el ángulo de inclinación y de azimut de la instalación, la Ilustración 19 nos indica que el rendimiento de esta es de 95-100%. Es decir, a lo sumo 5% de pérdidas.

Pero ahora vamos a calcularlo y para ello vamos a usar la siguiente formula donde β significa la inclinación de las placas, α significa el ángulo azimut y φ significa la latitud del edificio:

$$Pérdidas = 100 * [1,2 * 0,0001 * (\beta - \varphi + 10)^2 + 3,5 * 0,00001 * \alpha^2]$$

En este caso $\alpha = 5^\circ$, $\beta = 30^\circ$, $\varphi = 40,5^\circ$. De esta forma las pérdidas nos quedarían:

$$Pérdidas = 0,091\%$$

6.2.3.3.2. Pérdidas por sombreado

Estas pérdidas se pueden dar en diferentes casos. Cualquier objeto que de sombra a la placa solar va a producir una bajada del rendimiento de esta. Dado que es un valor muy complejo de calcular se realizará una estimación basada en recientes estudios similares.

Por lo tanto, para este proyecto estimaremos unas pérdidas por sombreado del 3%

6.2.3.3.3. Pérdidas por temperatura

Las placas solares tienden a perder rendimiento a medida que aumenta la temperatura de trabajo. Esto es debido a que el silicio, que es del material del que están hechas las placas, que varía sus propiedades dependiendo de la temperatura.

Por ello, los fabricantes de placas solares siempre ofrecen el coeficiente de temperatura en la ficha técnica del módulo. Este es un valor que vamos a tener en cuenta para calcular las pérdidas.

Lo primero que debemos saber para calcular las pérdidas por temperatura es el incremento medio de temperatura que hay en Madrid con respecto a la temperatura ambiente. Para calcular este incremento necesitamos la potencia que produce el sol en Madrid en W/m^2 .

La variación de temperatura viene dada por la siguiente fórmula donde I significa la potencia producida por el sol en Madrid:

$$\Delta T = 0,034 * I - 4$$

Para saber el valor de I se utiliza la siguiente fórmula:

$$I = \frac{\text{Radiación} \left[\frac{kWh}{m^2} \right]}{\text{Horas pico de sol al año} [h]}$$

Esos dos valores se sacan de la Ilustración 17, donde Radiación es igual a $1560 kWh/m^2$ y las horas pico de sol al año son 2723 h. esto nos da la siguiente I :

$$I = 572,9 \frac{W}{m^2}$$

Una vez sabida la I, ya podemos calcular la variación de temperatura con respecto a la temperatura ambiente:

$$\Delta T = 15,48^\circ$$

Ahora, solo faltan dos valores para poder calcular las pérdidas debidas a la temperatura. Uno es el coeficiente de temperatura que viene indicado por el fabricante. Como muestra la Tabla 1 este coeficiente es igual a -0,258. Y el otro es la temperatura ambiente en el momento de análisis (Ta). Para saber Ta hay que sumar el incremento de temperatura (ΔT) a la temperatura media anual en Madrid (que se ve en la Tabla 3).

Tabla 3. Temperatura media y por meses de Madrid.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
MADRID	6.2	7.4	9.9	12.2	16.0	20.7	24.4	23.9	20.5	14.7	9.4	6.4	14.31

Por lo tanto, Ta es igual a 29,79. Utilizaremos la siguiente fórmula para calcular las pérdidas:

$$P\acute{e}rdid\acute{a}s = Coeficiente\ Temp.* (Ta - Tref)$$

La temperatura de referencia son los 20° lo cual nos da las siguientes pérdidas:

$$P\acute{e}rdid\acute{a}s = 2,53\%$$

6.2.3.3.4. Pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal

Lo primero que debemos hacer para estimar unas pérdidas es entender la causa de ellas. En este caso, estas pérdidas son provocadas por la irregularidad de la potencia de cada panel solar. No todos los paneles solares son iguales y mucho menos al haber pasado por un proceso industrial de fabricación. Esto implica que haya piezas que tengan una incertidumbre en cuanto a potencia con respecto a la potencia nominal indicada.

Se dice que este error suele encontrarse en 3-10%, pero para este proyecto estimaremos unas pérdidas del 3% debido a la calidad y fiabilidad de las placas.

6.2.3.3.5. Pérdidas por cableado y protecciones

Para realizar una estimación de las pérdidas provocadas por el cableado y protecciones, los cálculos se van a basar en el pliego de condiciones del IDEA. Como indica la Tabla III de dicho documento, las pérdidas debidas al cableado se estiman en un 2%. Por otro lado, las pérdidas debidas a los elementos de protección y conexiones se estiman en otro 2% adicional.

La suma de ambas pérdidas nos lleva a un total de 4% de pérdidas totales por esta causa.

6.2.3.3.6. Pérdidas por polvo y suciedad

Como bien es sabido, la suciedad y el polvo se mueve en pequeñas partículas a través del aire y es una amenaza para las placas solares. Mucho de este polvo y suciedad se genera en los desiertos y dado que España tiene cierta cercanía al desierto del Sahara es un factor a tener en cuenta cuando se piensa sobre las pérdidas por polvo y suciedad en placas solares.

Hay dos situaciones en las que las placas solares tienen pérdidas de potencia debido a esta causa. La primera es cuando el polvo está distribuido uniformemente sobre la placa y lo que provoca es una pérdida de tensión e intensidad que desencadena una pérdida de potencia. La otra situación es que haya zonas en las que se focalice el polvo y la suciedad que aumentara las pérdidas por el conexionado y las pérdidas por haber zonas calientes.

Se ha llegado a la conclusión que una buena estimación por estar en España, y más concretamente en Madrid, las pérdidas por esta causa podrían ser del 1%.

6.2.3.3.7. Pérdidas por rendimiento del inversor

Un factor clave que afecta también al rendimiento de la instalación y que por supuesto hay que tener muy en cuenta cuando se elige el inversor adecuado para la instalación es el rendimiento del propio inversor. Un mal inversor con un rendimiento bajo puede provocar grandes pérdidas en la instalación en general.

En el caso de las elecciones realizadas para este proyecto se cogió un inversor con un gran rendimiento. Concretamente un rendimiento del 97,5%. Lo que implica que las pérdidas por esta causa son del 2,5%.

6.2.3.4. Número de paneles y disposición

Una vez conocidas las pérdidas podemos conocer el número de paneles que van a ser necesarios para llegar a la producción de energía objetivo de este proyecto.

El total de pérdidas es del 16,12%

Para saber la cantidad de paneles necesarios es necesario saber la potencia teniendo en cuenta dichas pérdidas. Es decir:

$$P_{nueva} = P * (1 - \text{pérdidas}) = 330 * (1 - 0,1612) = 276,8W$$

Ahora bien, si la potencia pico que queremos conseguir es de 98 kW para estar en el rango de sobredimensionamiento del inversor y cumplir con la potencia pico del generador para alcanzar la producción de energía requerida, se debe disponer del siguiente número de paneles:

$$N \text{ paneles} = \frac{98000 \text{ W}}{276,8 \text{ W}} = 354,05 \text{ paneles} \simeq 355 \text{ paneles}$$

6.2.3.4.1. Configuración eléctrica del generador

Es clave en cualquier proyecto fotovoltaico el respetar la tensión máxima que soporta el inversor a la entrada ya que de no ser así podría provocar una avería en la instalación. Para ello se limita el número máximo de placas conectadas en serie de esta forma:

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{oc}} = \frac{900}{69,7} = 12,91 \simeq 12$$

El número mínimo de módulos en serie que puede tener nuestra configuración se calcula de la siguiente forma:

$$N_{min\ serie} = \frac{405}{58} = 6,98 \simeq 7$$

Por otro lado, el número máximo de ramas en paralelo se calcula de tal forma que no se supere la corriente máxima que el inversor es capaz de soportar. Es decir:

$$N_{max\ paralelo} = \frac{I_{max\ inv}}{I_{sc}} = \frac{208}{6,07} = 34,27 \simeq 34$$

Por lo tanto, si el máximo de ramas paralelo que podemos tener es 34, para conseguir los 355 módulos que se requieren para alcanzar la potencia requerida, debemos tener por lo menos 11 módulos por rama, ya que si usamos 10 placas en serie ya se necesitaría superar el número de ramas paralelo:

$$N_{paralelo} = \frac{N_{total\ placas}}{N_{serie}} = \frac{355}{10} = 35,5$$

Finalmente, se ha decidido que la configuración final para la instalación va a ser de 11 ramas en paralelo y 33 módulos por rama.

El número final de placas que va a tener nuestra instalación va a ser el siguiente:

$$N_{total\ modulos} = 33 * 11 = 363\ módulos$$

6.2.3.4.2. Distancia entre placas en la zona plana

Lo siguiente que se debe hacer es comprobar si estos paneles caben en el espacio disponible del tejado de nuestro edificio.

Se dispone de un total de 950 metros cuadrados para instalar placas solare. 400 de ellos son en un tejado inclinado 30° en orientación sur y los 550 restantes están en dos zonas planas iguales. Es decir, dos zonas de 275 metros cuadrados cada una.

Para calcular si la superficie disponible es suficiente para el numero de módulos que se desea instalar debemos conocer las propiedades físicas del módulo. Estas propiedades se detallan en la Ilustración 20.

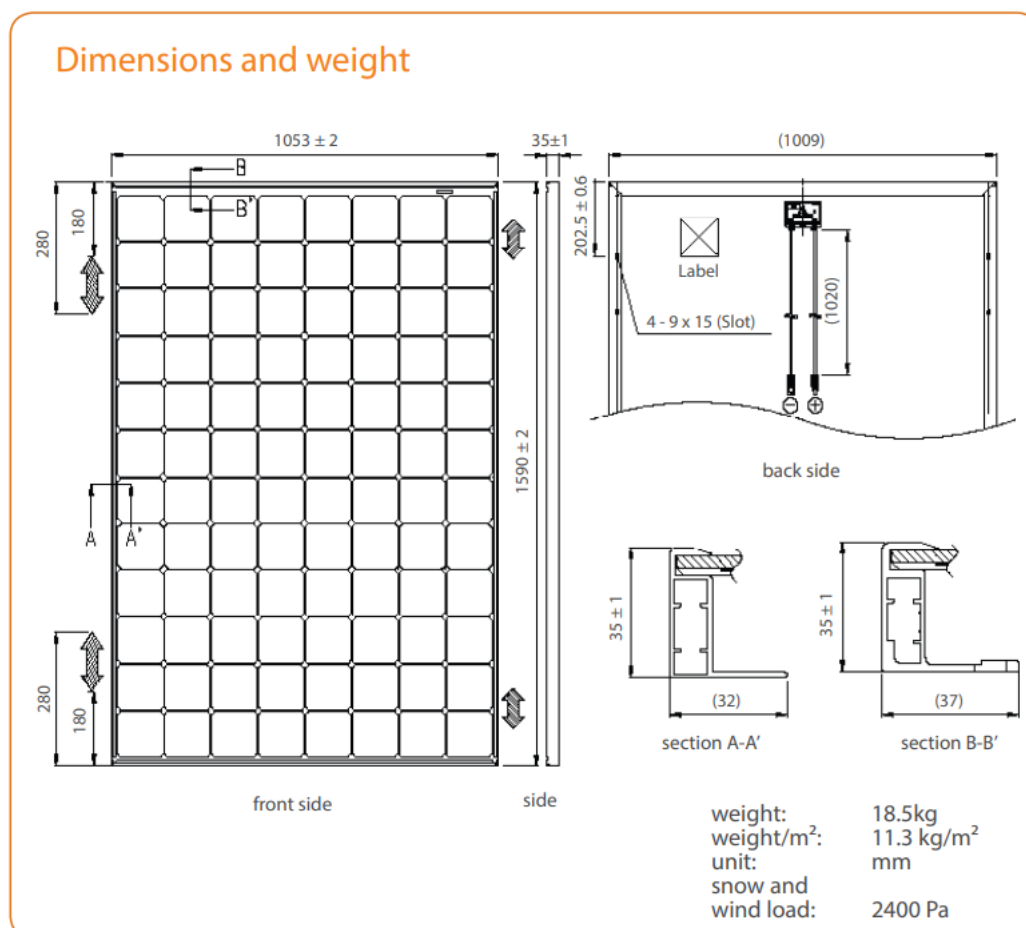


Ilustración 23. Propiedades físicas del módulo.

Si se analizan las propiedades, la altura del módulo es de 1,59 metros y una anchura de 1,053 metros. Se puede sacar la conclusión de que la superficie ocupada por cada módulo es:

$$1,59 * 1,053 = 1,67 \text{ m}^2 \approx 1,7 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, en la zona de tejado, como no se va a usar estructuras de soporte que añadan inclinación al módulo, no hará falta calcular la distancia necesaria entre placas porque no habrá sombra provocada de un módulo sobre el otro.

El total de placas que se instalarán en esa zona del edificio se calcula de la siguiente forma:

$$\frac{\text{Superficie tejado}}{\text{Superficie módulo}} = \frac{400}{1,7} = 235 \text{ módulos}$$

Es decir, los restantes 128 módulos han de ir en las zonas planas. En este caso las estructuras de soporte si que van a añadir inclinación para que de este modo las sombras producidas por los propios módulos no afecten al rendimiento de los otros módulos.

Las filas de módulos de estas zonas han de ser diseñadas con una separación entre filas para poder evitar dichas sombras.

Para el cálculo de dicha separación vamos a tomar como recomendación el respeto de las 4 horas de sol al mediodía en el solsticio de invierno para que en ese momento estén libres de sombra.

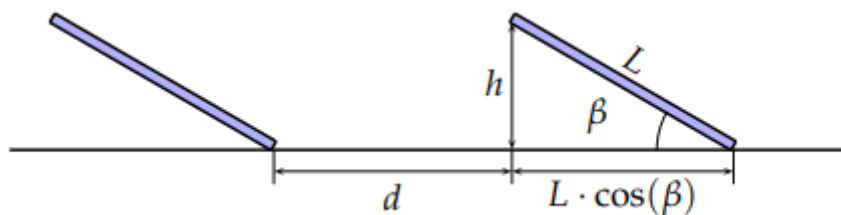


Ilustración 24. Distancia entre filas de módulos.

En la Ilustración 22, d significa la distancia mínima que debe haber entre los paneles, β la inclinación de las placas y, L y h, la longitud de la placa y la altura respectivamente.

La distancia d se calcula de la siguiente forma:

$$d = \frac{h}{\tan(\varphi)}$$

Donde φ representa la altura solar, que al mediodía del solsticio de invierno es:

$$\varphi = 90^\circ - 23,45 - |\Phi|$$

Donde Φ representa la latitud de nuestro edificio que como hemos mencionado anteriormente es de $40,5^\circ$.

Para calcular la altura de las placas se multiplica la longitud de la placa por el seno del ángulo de inclinación que en este caso es 30° .

Sabiendo esto, se puede calcular la distancia mínima entre filas:

$$d = \frac{L * \text{sen}30}{\tan26} = 1,63 \text{ m}$$

Ahora, para calcular la superficie total que van a ocupar los módulos en estas zonas planas debemos dividir el número restante de módulos entre dos para distribuirlos uniformemente.

De esta forma queda que en una zona plana de 275 metros cuadrados han de entrar 64 módulos con una separación entre filas de 1,63 metros. Lo cual significa que para los cálculos la longitud de los módulos ahora es de:

$$L = 1,59 + 1,63 = 3,22 \text{ m}$$

Por lo tanto, el total de superficie ocupada por los módulos en cada una de estas zonas planas es de:

$$\text{Superficie ocupada zonas planas} = 64 * 3,22 * 1,053 = 217 \text{ m}^2$$

Como conclusión podemos decir que tenemos la superficie suficiente para abastecer la potencia pico objetivo y, además, respetando la distancia mínima requerida entre filas en las zonas planas.

7. Producción estimada

Finalmente, dados los cálculos anteriores se llega a la conclusión de una producción estimada.

Como la cantidad final de paneles que vamos a usar es de 363 módulos, podemos calcular la potencia pico final que va a tener nuestra instalación debido a que también conocemos las pérdidas estimadas.

Por lo tanto, si incluyendo las pérdidas, tenemos unos módulos con una potencia de 276,8W:

$$276,8W * 363 \text{ módulos} = 100,478 \text{ kWp}$$

Una vez conocida la potencia pico de la instalación se va a calcular la energía producida en un año ya que sabemos que tenemos 2723 horas pico de sol al año en Madrid:

$$100,478 \text{ kWp} * 2723 \text{ h} = 273,6 \text{ MWh anuales}$$

Ahora debemos comparar esta energía producida con el total de consumo anual.

El objetivo principal de este proyecto es cubrir el 70% de la demanda como mínimo con energía solar fotovoltaica.

El consumo total de nuestro edificio anualmente es de 350,339 MWh.

La producción anual inicial de nuestro proyecto es de 273,6 MWh inicialmente.

Comprobando el 70%:

$$\frac{273,6 \text{ MWh}}{350,339 \text{ MWh}} * 100 = 78,1\%$$

Vemos que nuestra producción supera el 70% requerido. Pero ahora vamos a tener en cuenta la degradación para ver cuanto ahorro tendríamos en el año 25 de nuestra instalación (degradación del 12%):

$$273,6 \text{ MWh} * (1 - 0,12) = 240,77 \text{ MWh}$$

Lo que supone un 68,72% del consumo anual. Esto nos indica que los cálculos de la instalación están correctos.

8. Estudio económico

El objetivo de este apartado es realizar un estudio económico de tal forma que podamos conseguir calcular el VAN y el TIR lo cual nos va a indicar si la instalación es rentable o no.

8.1. Inversión inicial

Para calcular la inversión inicial se deben de tener en cuenta diferentes aspectos que se irán detallando a continuación en este apartado.

El primer y más común gasto necesario en el inicio de un proyecto como estos es el de los materiales. Dados los materiales necesarios mencionados en apartados anteriores y el precio investigado de cada uno de ellos llegamos a la conclusión del precio recogido en la Tabla

Tabla 4. Tabla costes materiales

Elemento	Cantidad	Coste unitario	Coste Total
Módulo	363	260,00 €	94.380,00 €
Inversor	1	6.192,00 €	6.192,00 €
Soporte coplanar	235	62,00 €	14.570,00 €
Soporte triangular	128	106,00 €	13.568,00 €
Precio final	128.710,00 €		

También, un coste inicial es el coste de legislación de la instalación. Este coste cubre el proceso a través del cual la administración pública comprueba y verifica que todas las normativas vigentes y todos los requisitos son cumplidos por la instalación fotovoltaica. Se estima que el precio de este tipo de gestión es de unos 150€.

Además, a esto hay que añadir el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras. Cualquier tipo de instalación, obra o construcción que se realice debe pagar este impuesto ya que se requiere de una licencia administrada por el ayuntamiento para proceder.

El precio a pagar por esta causa es del 4% sobre los costes materiales de la instalación:

$$149312 * 0,04 = 5972,48\text{€}$$

Otro coste que se debería tener en cuenta en este tipo de proyectos es el de la mano de obra. Pero, en este caso, se ha estimado que este coste viene incluido en el precio del material, como es usual en este tipo de instalaciones.

Por lo tanto, se queda la siguiente inversión inicial:

Tabla 5. Inversión inicial total

Costes materiales	
Módulo	94.380,00 €
Inversor	6.192,00 €
Soporte coplanar	14.570,00 €
Sopoerte triangular	13.568,00 €
Precio final	128.710,00 €
Gastos de gestión	
Precio final	150,00 €
Impuesto sobre construcciones instalaciones y obras	
Precio final	5972,48
INVERSIÓN INCIAL TOTAL	134.832,48 €

La inversión inicial que se deberá hacer para llevar a cabo este proyecto será de 134.832,48 €.

8.2. Ingresos

Como se ha mencionado anteriormente, la vida útil de la instalación va a ser de 25 años. Por lo tanto, para calcular los ingresos que se tendría debido al ahorro energético gracias a la instalación de placas solares debemos ver cuánto sería el gasto que tendríamos por energía en caso de no tener la instalación a lo largo de los 25 años.

Para ello, será útil hacer una estimación de la evolución del precio de la energía eléctrica en España. Debido a la situación de los últimos meses a nivel político y a nivel de crisis energética se hace difícil realizar una buena estimación de los precios. Por lo tanto, el precio de la luz de los años 2021 y 2022 se ha considerado como outliers.

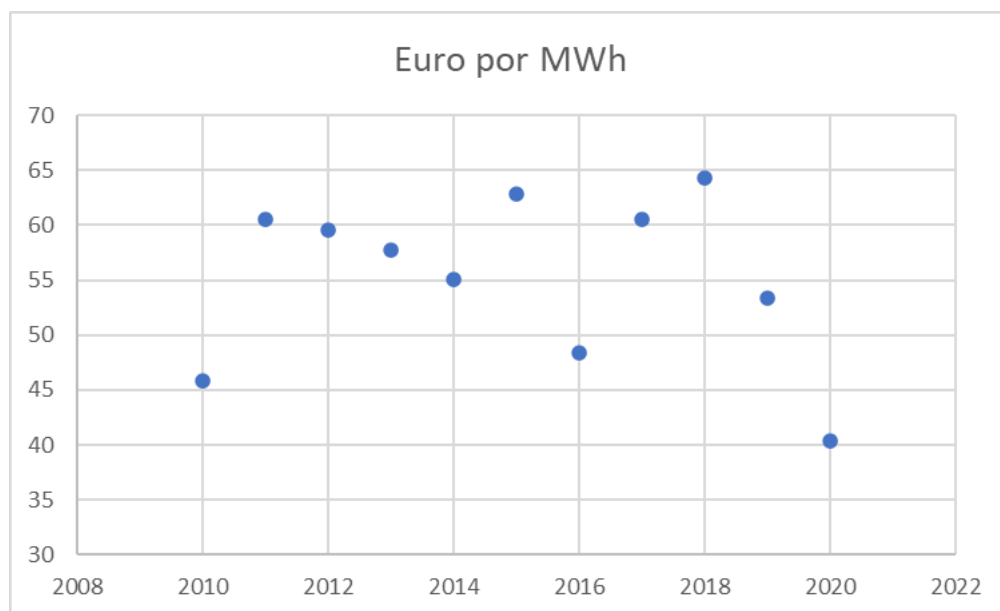


Ilustración 25. Evolución del precio de la luz en los últimos años

Vista esta Ilustración se ha considerado que una buena estimación del precio medio de los siguientes 25 años es de 61 euros el MWh.

Además del precio de la luz, también es importante calcular la degradación de las placas solares para calcular los futuros ingresos. La degradación común de los paneles solares es de un 0,5% anual.

Tabla 6. Tabla de ingresos

	CONSUMO ANUAL (MWh)	DEGRADACIÓN PLACAS	PRODUCCIÓN INSTALACIÓN (MWh)	PRECIO LUZ (€/MWh)	AHORRO (€)
2023	350,339	0,0%	273,6	61	16689,6
2024	350,339	0,5%	272,232	61	16606,152
2025	350,339	1,0%	270,864	61	16522,704
2026	350,339	1,5%	269,496	61	16439,256
2027	350,339	2,0%	268,128	61	16355,808
2028	350,339	2,5%	266,76	61	16272,36
2029	350,339	3,0%	265,392	61	16188,912
2030	350,339	3,5%	264,024	61	16105,464
2031	350,339	4,0%	262,656	61	16022,016
2032	350,339	4,5%	261,288	61	15938,568
2033	350,339	5,0%	259,92	61	15855,12
2034	350,339	5,5%	258,552	61	15771,672
2035	350,339	6,0%	257,184	61	15688,224
2036	350,339	6,5%	255,816	61	15604,776
2037	350,339	7,0%	254,448	61	15521,328
2038	350,339	7,5%	253,08	61	15437,88
2039	350,339	8,0%	251,712	61	15354,432
2040	350,339	8,5%	250,344	61	15270,984
2041	350,339	9,0%	248,976	61	15187,536
2042	350,339	9,5%	247,608	61	15104,088
2043	350,339	10,0%	246,24	61	15020,64
2044	350,339	10,5%	244,872	61	14937,192
2045	350,339	11,0%	243,504	61	14853,744
2046	350,339	11,5%	242,136	61	14770,296
2047	350,339	12,0%	240,768	61	14686,848
TOTAL DE INGRESOS					392205,6

En la Tabla se puede ver como la instalación supone un ahorro o un ingreso de 392205,6€ en los 25 años que tiene de vida útil la instalación.

8.3. Gastos

Los gastos de esta instalación se limitan a los gastos que puedan suponer las revisiones de mantenimiento llevadas a cabo por profesionales y de esta forma llegar con el mayor rendimiento a los 25 años de vida útil.

Otro de los gastos que se han de tener en cuenta son los gastos por sustitución de materiales. Es decir, si hay algún dispositivo que se haya dañado, hay que incurrir en el gasto de reponerlo por uno nuevo o uno mejor.

Usualmente hay gastos como son los de limpieza revisión y algún apartado que se puede llevar a cabo por el propietario de la instalación de autoconsumo si se trata de una instalación pequeña. Pero, en este caso, estamos ante una instalación grande y por tanto debemos tener en cuenta estos gastos.

Se estima que el valor del precio anual del coste por mantenimiento de una instalación del tamaño de nuestro proyecto sea de 1000 euros anuales.

8.4. Cash Flow

El Cash Flow se conoce como el beneficio total después de cada año. Como se muestra en la Tabla:

Tabla 7. Cash Flow en los 25 años de vida útil del proyecto

Año	Inversion inicial	Ingresos	Gastos	Cash Flow
2023	- 134.832,48 €	16.689,60 €	-1.000,00 €	-119.142,88 €
2024		16.606,15 €	-1.000,00 €	15.606,15 €
2025		16.522,70 €	-1.000,00 €	15.522,70 €
2026		16.439,26 €	-1.000,00 €	15.439,26 €
2027		16.355,81 €	-1.000,00 €	15.355,81 €
2028		16.272,36 €	-1.000,00 €	15.272,36 €
2029		16.188,91 €	-1.000,00 €	15.188,91 €
2030		16.105,46 €	-1.000,00 €	15.105,46 €
2031		16.022,02 €	-1.000,00 €	15.022,02 €
2032		15.938,57 €	-1.000,00 €	14.938,57 €
2033		15.855,12 €	-1.000,00 €	14.855,12 €
2034		15.771,67 €	-1.000,00 €	14.771,67 €
2035		15.688,22 €	-1.000,00 €	14.688,22 €
2036		15.604,78 €	-1.000,00 €	14.604,78 €
2037		15.521,33 €	-1.000,00 €	14.521,33 €
2038		15.437,88 €	-1.000,00 €	14.437,88 €
2039		15.354,43 €	-1.000,00 €	14.354,43 €
2040		15.270,98 €	-1.000,00 €	14.270,98 €
2041		15.187,54 €	-1.000,00 €	14.187,54 €
2042		15.104,09 €	-1.000,00 €	14.104,09 €
2043		15.020,64 €	-1.000,00 €	14.020,64 €
2044		14.937,19 €	-1.000,00 €	13.937,19 €
2045		14.853,74 €	-1.000,00 €	13.853,74 €
2046		14.770,30 €	-1.000,00 €	13.770,30 €
2047		14.686,85 €	-1.000,00 €	13.686,85 €

8.5. VAN

VAN significa Valor Actual Neto y actualmente es muy utilizado para analizar inversiones y suele ser decisivo para decidir si una inversión se lleva a cabo o no. Para calcular este valor es necesario actualizar los ingresos y gastos durante el plazo que vaya a durar la inversión. Es decir, es necesario saber el Cash Flow estimado de cada uno de los años de la inversión. Además, hay que tener en cuenta la tasa de descuento causada por los tipos de interés. La fórmula conocida para calcular el VAN es la siguiente:

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

Donde I_0 es la inversión inicial que supone el proyecto, t significa el año, n el número de años que se espera que dure el proyecto o también conocido como vida útil, y k es la tasa de descuento.

Dicho esto, se va a suponer una tasa de descuento del 5%, lo cual nos da el siguiente resultado:

$$VAN = 150.019,80 \text{ €}$$

A la hora de analizar este valor, siempre se considerará como una inversión realizable a aquellas inversiones que nos generen un VAN positivo. Además, cuanto mayor sea este valor significara que la inversión es mejor.

Esto nos da como resultado que estamos ante una inversión rentable. También nos damos cuenta de que el valor actual neto es bastante grande lo cual nos indica que es una inversión muy buena.

8.6. TIR

El TIR es también conocido como la Tasa Interna de Retorno de una inversión. Se encarga de medir de forma geométrica los rendimientos futuros de una inversión.

Tiene mucha relación con el VAN. El TIR se puede definir como la tasa de descuento que el van sea igual a cero.

Es decir:

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1 + k_{TIR})} + \frac{Q_2}{(1 + k_{TIR})^2} + \frac{Q_3}{(1 + k_{TIR})^3} + \dots + \frac{Q_n}{(1 + k_{TIR})^n} = 0$$

Donde Ktir es el TIR.

Otra definición muy valida de este concepto es que el TIR se considera como el interés máximo al cual es posible endeudarse para financiar un proyecto.

En nuestro caso obtenemos un TIR de:

$$\mathbf{TIR = 12\%}$$

Para analizar esto, es dicho que, si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento aplicada para calcular el VAN, el proyecto es rentable. Por lo tanto, nuestro proyecto es rentable.

9. Estudio de seguridad y salud

Se ha definido un Estudio de Seguridad y Salud en el Trabajo a partir del Real Decreto 1627/1997. Esto supone el llevar a cabo una serie de medidas y precauciones, así como realizar un Estudio Básico de Seguridad y Salud. Todo proyecto que cumpla con los siguientes requisitos ha de realizar dicho estudio:

- Presupuesto del proyecto superior a 450.000€
- Necesidad de mas de 20 personas trabajando simultáneamente durante 31 días o mas
- Necesidad de más de 500 horas trabajadas por el personal en la instalación y fase inicial del proyecto
- Proyecto que sea de túneles, presas o conducciones subterráneas

SI analizamos el proyecto que se quiere llevar a cabo, se llega a la conclusión que no se cumplen los requisitos establecidos anteriormente y por tanto no es necesario la realización del Estudio Básico de Seguridad y Salud.

A pesar de ello tendremos en cuenta una serie de riesgos y medidas de protección de manera general.

Riesgos generales

A continuación, se va a presentar una lista de los que son considerados como riesgos generales que toman los trabajadores a la hora de realizar una instalación fotovoltaica del calibre de la de este proyecto:

- Heridas por manejo de herramientas
- Descargas eléctricas
- Daños sobre personal por caídas de elementos de la propia instalación
- Quemaduras por sobrecalentamiento térmico de materiales
- Sobreesfuerzos
- Caídas

Medidas de protección

Para poder evitar este tipo de riesgos que se han mencionado anteriores se llevaran a cabo una serie de medidas de protección de los trabajadores que permitan evitar ciertas situaciones que puedan llevar a alguno de esos riesgos.

Para la instalación se deberá tomar las siguientes medidas:

- Seguro para cada trabajador
- Barreras o redes que impidan caídas de trabajadores
- Andamios de metal
- Escaleras de mano

Para los trabajadores será necesario que lleven lo siguiente como medida de protección:

- Guantes aislantes
- Casco de polietileno
- Herramientas que proporcionen aislamiento
- Botas de seguridad
- Comprobadores de intensidad y tensión

10. Pliego de condiciones técnicas IDAE

**Instalaciones de
Energía Solar Fotovoltaica**

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

PCT-C-REV - julio 2011

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Índice

1 Objeto	
2 Generalidades	
3 Definiciones	
3.1 Radiación solar	8
3.2 Instalación	8
3.3 Módulos	9
3.4 Integración arquitectónica	10
4 Diseño	
4.1 Diseño del generador fotovoltaico	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización	11
4.3 Integración arquitectónica	11
5 Componentes y materiales	
5.1 Generalidades	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos	12
5.3 Estructura soporte	14
5.4 Inversores	15
5.5 Cableado	16
5.6 Conexión a red	17
5.7 Medidas	17
5.8 Protecciones	17
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	17
5.11 Medidas de seguridad	17
6 Recepción y pruebas	
7 Cálculo de la producción anual esperada	
8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	
8.1 Generalidades	21
8.2 Programa de mantenimiento	21
8.3 Garantías	22
Anexo I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica	
Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima	
Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras	

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3 En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 *Rama fotovoltaica*

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 **Módulos**

3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 *Módulo o panel fotovoltaico*

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.3.4 *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

- 4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.
- 4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.
- 4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

- 4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
 - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
 - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
 - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
 - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- 4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.
- 4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

- 4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
- Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

- 5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 Conexión a red

- 5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

- 5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

- 5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- 5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- 5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

- 5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.11 Medidas de seguridad

- 5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

- 5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.
- 5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.
- La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.
- 5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

- 6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.
- 6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.
- 6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
- 6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- 6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- 6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- 6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
- Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR .

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

- 8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
 - Mantenimiento preventivo.
 - Mantenimiento correctivo.
- 8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
 - La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
 - Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

- 8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- 8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- 8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- 8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
 - 1 termómetro de temperatura ambiente.
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m ² , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C.
T_c	Temperatura de las células solares, en °C.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol}	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	—	0,0035 (**)	—
TONC (°C)	—	45	—
L_{tem}	0,08	—	(2)
L_{pol}	0,03	—	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	—
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L / S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
$TONC$	$^{\circ}C$	45	Obtenido del catálogo
E	W/m^2	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	$^{\circ}C$	22	Temperatura ambiente en sombra
T_c	$^{\circ}C$	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (TONC - 20)E/800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m^2 , 47 $^{\circ}C$)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

- 1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.
- 1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:
- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
 - Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

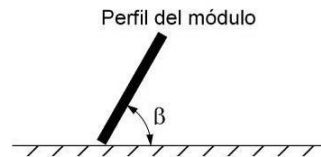


Fig. 1

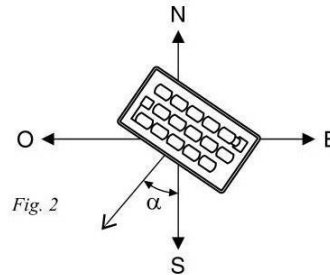


Fig. 2

2 Procedimiento

- 2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:
- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
 - Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar].

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = $+15^\circ$) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29° .

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es $+15^\circ$, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %- 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

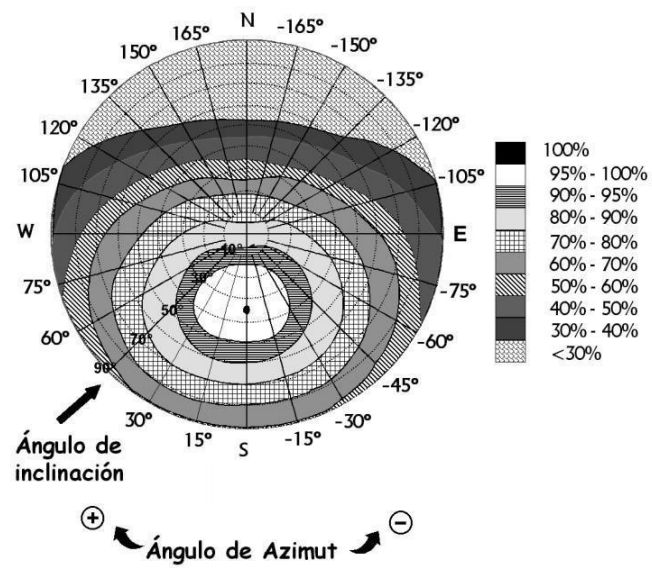


Fig. 3

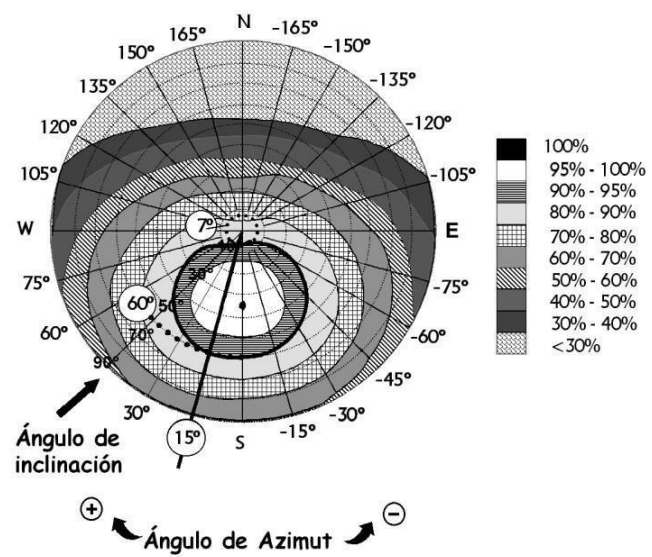


Fig. 4. Resolución del ejemplo.

ANEXO III

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

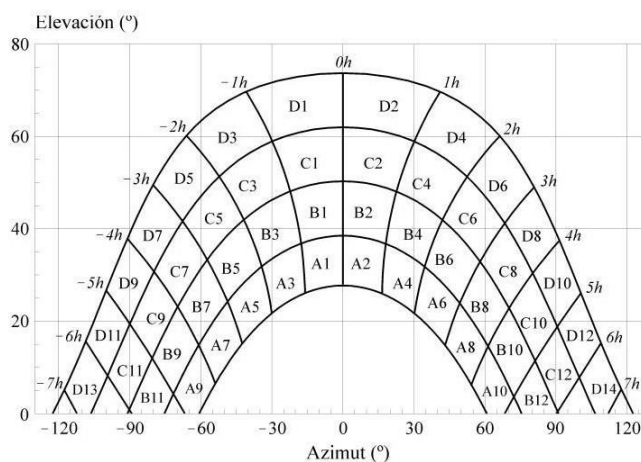


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Cálculos:

$$\begin{aligned}
 &\text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\
 &= 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\
 &= 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\
 &= 6,16\% \approx 6\%
 \end{aligned}$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

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

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

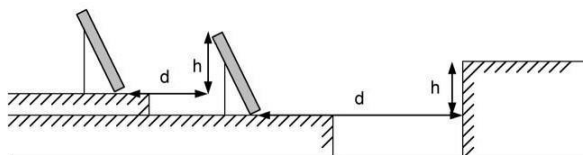


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

11. Bibliografía

[1] “¿Qué es la eficiencia energética y cómo se calcula?”

<https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-eficiencia-energetica-y-como-se-calcula/>

[2] “Solar fotovoltaica: autoconsumo en España 2020 | Statista.”

<https://es.statista.com/estadisticas/1184253/solar-fotovoltaica-interes-en-el-autoconsumo-espana/>

[3] “Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica (Autoconsumo Fotovoltaico) - Blog Ecofener.”

<https://ecofener.com/blog/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-la-red-electrica-autoconsumo-fotovoltaico/>

[4] “Tipos de Placas Solares ☀ SunFields.”

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-de-placas-solares/>

[5] “Inversor solar: qué es, funcionamiento, tipos y cómo escoger el más adecuado” OTOVO.

<https://www.otovo.es/blog/placas-solares/inversores-solares/>

[6] Martínez, A., “Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas”, Paraninfo, Madrid 2012

[7] Oscar Perpiñan Lamigueiro, “Energía Solar Fotovoltaica”. 2020

<https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>

[8] Castejón, A., G. Santamaría, “Instalaciones solares fotovoltaicas”, Editex, Madrid 2010.

[9] Cantos, J., “Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas”, Paraninfo, Madrid 2016

[10] “ICIO - Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.”

<https://www.base.cat/web/es/ciudadans/Informe-u-vos/TributsAltres/ICIO/ICIO.html>

[11] “Precios y Presupuestos para el Mantenimiento de Placas Solares.” Habitissimo.

<https://www.habitissimo.es/presupuestos/hacer-mantenimiento-placas-solares>

[12] Enrique Albert López, “Instalación de paneles solares en una nave industrial para autoconsumo.”, TFG, 2020. Universidad Pontificia de Comillas

ANEXOS

ANEXO I: Ficha técnica de los módulos



Electrical and Mechanical Characteristics N330/N325

EN

Electrical data (at STC)

	VBHN330S47	VBHN325S47
Max. power (Pmax) [W]	330	325
Max. power voltage (Vmp) [V]	58.0	57.6
Max. power current (Imp) [A]	5.70	5.65
Open circuit voltage (Voc) [V]	69.7	69.6
Short circuit current (Isc) [A]	6.07	6.03
Max. over current rating [A]	15	15
Power tolerance [%] *	+10/-0	+10/-0
Max. system voltage [V]	1000	1000
Solar panel efficiency [%]	19.7	19.4

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C
* Maximum power at delivery.

Temperature characteristics

	44.0	44.0
Temperature (NOCT) [°C]		
Temp. coefficient of Pmax [%/°C]	-0.258	-0.258
Temp. coefficient of Voc [V/°C]	-0.164	-0.164
Temp. coefficient of Isc [mA/°C]	3.34	3.32

At NOCT (Normal Operating Conditions)

	251.9	249.3
Max. power (Pmax) [W]		
Max. power voltage (Vmp) [V]	56.3	56.1
Max. power current (Imp) [A]	4.54	4.52
Open circuit voltage (Voc) [V]	65.8	65.9
Short circuit current (Isc) [A]	4.89	4.88

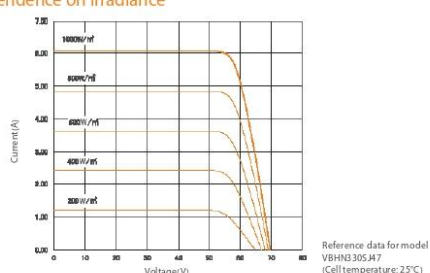
Note: Normal Operating Cell Temp.: Air mass 1.5; Irradiance = 800W/m²;
Air temperature 20°C; wind speed 1 m/s

At low irradiance (20%)

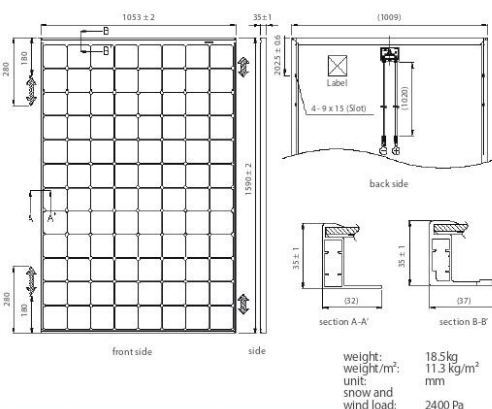
	63.5	62.3
Max. power (Pmax) [W]		
Max. power voltage (Vmp) [V]	57.0	56.4
Max. power current (Imp) [A]	1.12	1.11
Open circuit voltage (Voc) [V]	65.6	65.3
Short circuit current (Isc) [A]	1.22	1.21

Note: Low Irradiance: Air mass 1.5; Irradiance = 200W/m²; cell temp. = 25°C

Dependence on irradiance



Dimensions and weight



Guarantee

Power output: 10 years (90% of Pmin)
25 years (80% of Pmin)
Product workmanship: 25 years (registration necessary on
www.eu-solar.panasonic.net, otherwise 15
years apply based on guarantee document)

Materials

Cell material: 5 inch photovoltaic cells
Glass material: AR coated tempered glass
Frame materials: Black anodized aluminium
Connectors type: SMK

Certificates

CLASS UNO
By TÜV Rheinland
UNI 8457
UNI 9174
UNI 9177



IEC61215
IEC61730-1
IEC61730-2



Please consult your local dealer for more information



SunFields Europe
info@sfe-solar.com
www.sfe-solar.com

CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.

Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.



Panasonic Eco Solutions Europe
Panasonic Electric Works Europe AG

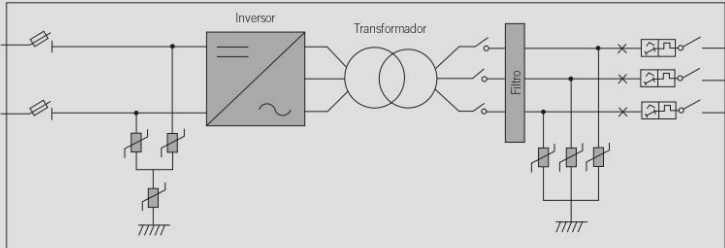
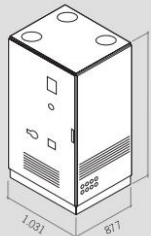
Robert-Koch-Straße 100,
85521 Ottobrunn, Germany
Tel. +49 89 45354-1000
Fax +49 89 45354-2111
info.solar@eu.panasonic.com

Panasonic

All Rights Reserved © 2015 COPYRIGHT Panasonic Electric Works Europe AG
Specifications are subject to change without notice.

05/2017

ANEXO II: Ficha técnica del inversor

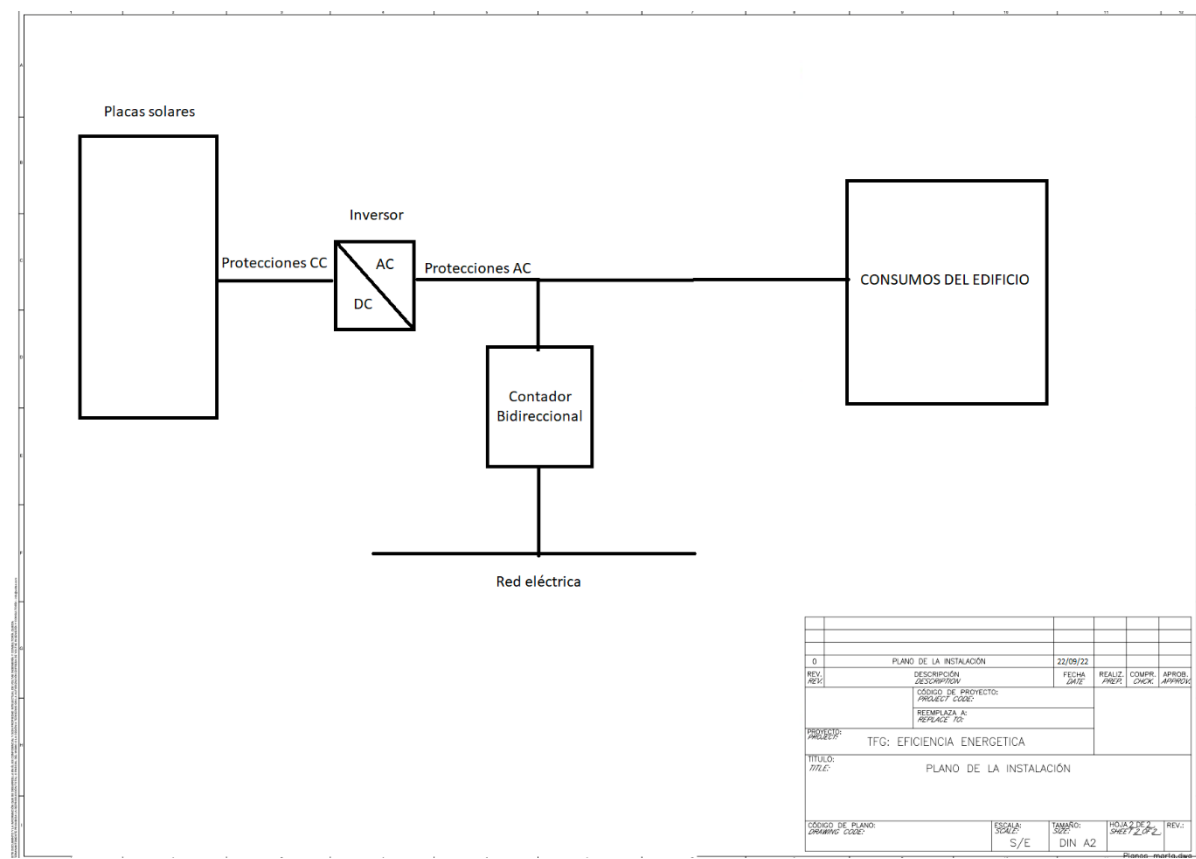
INGECON		SUN		Power con transformador		
	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ⁽³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=55 kVA	Sí. Smáx=66 kVA	Sí. Smáx=77 kVA	Sí. Smáx=88 kVA	Sí. Smáx=99 kVA	Sí. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁶⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. ⁽²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas. ⁽³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. ⁽⁴⁾ Para P _{NC} >25% de la potencia nominal. ⁽⁵⁾ Para P _{NC} >25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁽⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.						
Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, A70 Terna, P.O.12.3, South Africa Grid code, IEEE929, IEC61727.						
Power 						
Dimensiones y peso (mm) 						
50 / 60 900 kg. 70 / 80 1.026 kg. 90 / 100 1.162 kg.						

Ingeteam

ANEXO III: Vista y medidas de la superficie de la instalación proporcionadas por el catastro



ANEXO V: Esquema unifilar



ANEXO VI: Ubicación inversor en sala de servicios comunes y cuadro general en cuarto de contadores



Cuarto de contadores



Sala de servicios comunes

0		PLANO DE LA INSTALACIÓN					
REV:	DESCRIPCIÓN	FECHA	REALIZ.	COMPR.	APROB.		
REF:	DESCRIPCIÓN	DATE	PREP.	CHECK	APPROV.		
CÓDIGO DE PROYECTO:		PROYECTO CODE:					
REVISIÓN AL:		REVISIÓN TO:					
PROYECTO:		TFG: EFICIENCIA ENERGÉTICA					
TÍTULO:		PLANO DE LA INSTALACIÓN					
CÓDIGO DE PLANO:		USCMA	INVERSIÓN	HOLZBERG	REV.:		
DISEÑO CODE:		S/E	DIN A2	SHEET 2 OF 2			