



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio de viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de 55,6 kW de potencia para reducir el consumo de energía de una estación de compresión de gas natural situada en la localidad de Paterna.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Ten Quilis, Ignacio

Tutor/a: Palomo Anaya, M^a Josefa

Cotutor/a: Sapena Bañó, Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

AGRADECIMIENTOS

Agradecer en primer lugar a mis tutores, que me han guiado y aconsejado a la hora de realizar el proyecto, y han tenido infinita paciencia con mis dudas.

Agradecer también a mis padres, por apoyarme durante todos estos años, y por brindarme toda la ayuda que han podido para realizar este trabajo.

Por último, agradecer a mi pareja por aguantarme durante esta etapa tan difícil, y a mis compañeros de grado por acompañarme en este difícil viaje.

RESUMEN

En el presente proyecto se ha estudiado la viabilidad tanto técnica como económica de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo de 55,6 kW de potencia situada en la localidad de Paterna, Valencia. La empresa propietaria de la parcela y para la que se realizará el proyecto se dedica al transporte de gas natural a nivel nacional y, por tanto, su consumo energético es elevado, pues requiere del bombeo de gas natural para suministrar a clientes.

La empresa tiene un gran compromiso con la sostenibilidad, y tiene como objetivo ser una compañía neutra en carbono para el año 2040, por lo que una instalación fotovoltaica es idónea para ayudar a cumplir este objetivo. En este caso la instalación fotovoltaica permite reducir la huella de carbono, pues parte de la electricidad que consume la empresa viene de una fuente de energía renovable.

La parcela donde se ha realizado tanto la instalación fotovoltaica como la eléctrica cuenta con parte del terreno en desuso, en concreto unos $7000m^2$, además de contar con diferentes estructuras previas que se han utilizado durante el transcurso del proyecto, como las arquetas para la distribución del cableado.

En primer lugar, se han solicitado ciertos datos a la empresa, como consumos y facturas energéticas, que juntamente con datos como la irradiación o temperatura de la ubicación han sido utilizados para dimensionar la potencia de la instalación. Posteriormente se ha realizado un estudio de viabilidad técnica, comparando diferentes opciones y componentes, llegando a una distribución final de la instalación fotovoltaica y eléctrica.

Por último, se ha realizado un presupuesto, que a su vez se ha utilizado para realizar un estudio de la viabilidad económica del proyecto, calculando su flujo de caja e indicadores como el VAN y el TIR, para asegurar así la rentabilidad del proyecto.

Palabras clave: instalación solar fotovoltaica, consumo energético, sostenibilidad, excedente, autoconsumo, energía renovable.

RESUM

En el present projecte s'ha estudiat la viabilitat tant tècnica como econòmica d'una instal·lació solar fotovoltaica per a autoconsum de 55,6 kW de potència situada a la localitat de Paterna, València. L'empresa propietària de la parcel·la i per a la que es realitza el projecte es dedica al transport de gas natural a nivell nacional i, per tant, la seua instal·lació requerix del bombeig de gas natural a nivell nacional i, per tant, el seu consum energètic es elevat, degut a que requerix del bombeig de gas natural per a subministrar a clients.

La empresa conta en un gran compromís amb la sostenibilitat, i té com a objectiu ser una companyia neutra en carboni en 2040, pel que una instal·lació fotovoltaica es idònia per ajudar a complir este objectiu. En este cas, la instal·lació fotovoltaica permet reduir la petjada de carboni, ja que part de l'electricitat que es consumirà s'obté d'energies renovables.

La parcel·la on s'ha realitzat tant la instal·lació fotovoltaica com l'elèctrica compta amb una part de terreny en desús, en concret uns $7.000m^2$, además de comptar en diferents estructures previes que s'han utilitzat durant el transcurs del projecte, com les arquetes per la distribució del cablejat.

En primer lloc, s'han sol·licitat unes certes dades a l'empresa, com a consums i factures energètiques, que juntament amb dades com la irradiància o temperatura de la ubicació han sigut utilitzats per a dimensionar la potència de la instal·lació. Posteriorment s'ha realitzat un estudi de viabilitat tècnica, comparant diferents opcions i components, arribant a una distribució final de la instal·lació fotovoltaica i elèctrica.

Finalment, s'ha realitzat un pressupost, que al seu torn s'ha utilitzat per a realitzar un estudi de la viabilitat econòmica del projecte, calculant el seu flux de caixa i indicadors com el VAN i el *TIR, per a assegurar així la rendibilitat del projecte.

Paraules clau: instal·lació solar fotovoltaica, consum energètic, sostenibilitat, exedent, autoconsum, energia renovable.

ABSTRACT

This project has studied the technical and economic viability of a solar photovoltaic both technical and economic feasibility of a solar photovoltaic installation for self-consumption of 55.6 kW 55.6 kW of power located in the town of Paterna, Valencia. The company that owns the plot and for which the project will be carried out is dedicated to the transport of natural gas. The company that owns the plot and for which the project will be carried out is dedicated to the transport of natural gas at a national level and, therefore, its energy consumption is high, since it requires a high level of its energy consumption is high, as it requires the pumping of natural gas to supply customers. supply customers. The company has a strong commitment to sustainability, and aims to be a carbon neutral company. to be a carbon-neutral company by 2040, so a photovoltaic installation is ideally suited to photovoltaic installation is ideally suited to help meet this goal. In this case, the photovoltaic installation helps to reduce the carbon footprint, as part of the company's electricity the company's electricity consumption comes from a renewable energy source.

The plot where both the photovoltaic and electrical installations have been built has part of the land in disuse, specifically about 7000m², in addition to having different previous structures that have been used during the course of the project, such as the manholes for the distribution of the wiring.

First of all, certain data were requested from the company, such as energy consumption and invoices, which together with data such as irradiance or temperature of the location were used to size the power of the installation. Subsequently, a technical feasibility study was carried out, comparing different options and components, arriving at a final distribution of the photovoltaic and electrical installation. Finally, a budget was drawn up, which in turn was used to carry out a study of the economic viability of the project, calculating its cash flow and indicators such as NPV and IRR, in order to ensure the profitability of the project.

Keywords: solar photovoltaic installation, energy consumption, sustainability, energy surplus, self-consumption, renewable energy.

MEMORIA

CONCEPT (ABET)	CONCEPTO (traducción)	¿Cumple? (S/N)	¿Dónde? (páginas)
1. DENTIFY:	1. IDENTIFICAR:		
1.1. Problem statement and opportunity	1.1. Planteamiento del problema y oportunidad	S	1
1.2. Constraints (standards, codes, needs, requirements & specifications)	1.2. Restricciones (normas, códigos, necesidades, requisitos y especificaciones)	S	3
1.3. Setting of goals	1.3. Establecimiento de objetivos	S	1
2. FORMULATE:	2. FORMULAR:		
2.1. Creative solution generation (analysis)	2.1. Generación de soluciones creativas (análisis)	N	
2.2. Evaluation of multiple solutions and decision-making (synthesis)	2.2. Evaluación de múltiples soluciones y toma de decisiones (síntesis)	S	32
3. SOLVE:	3. RESOLVER:		
3.1. Fulfilment of goals	3.1. Cumplimiento de objetivos	S	60
3.2. Overall impact and significance (contributions and practical recommendations)	3.2. Impacto global y alcance (contribuciones y recomendaciones prácticas)	S	60

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1	OBJETIVO DEL PROYECTO	1
1.2	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	1
1.3	NORMATIVA APLICADA.....	1
2.	ESTADO DEL ARTE.....	2
2.1	ENERGÍA SOLAR	2
2.2	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	3
2.2.1	Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica.....	3
2.2.2	Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	4
2.2.2.1	Instalaciones fotovoltaicas sin excedentes.....	4
2.2.2.2	Instalaciones fotovoltaicas con excedente	5
2.2.3	Elementos de una instalación fotovoltaica	5
2.2.3.1	Paneles solares y células fotovoltaicas	5
2.2.3.2	Inversor	6
2.2.3.3	Soporte o estructura de montaje	7
2.2.3.4	Cableado de la instalación	8
2.2.3.5	Protecciones eléctricas	9
3.	CASO DE ESTUDIO	10
3.1	UBICACIÓN DE LA PLANTA DONDE SE REALIZARÁ LA INSTALACIÓN	10
3.2	EVALUACIÓN CLIMATOLÓGICA.....	11
3.2.1	Evaluación de la irradiancia	12
3.2.2	Evaluación de la temperatura.....	14
3.3	DEMANDA ENERGÉTICA DE LA EMPRESA.....	15
3.4	POSIBLES ALTERNATIVAS DE INSTALACIÓN.....	20
3.4.1	Requisitos de la empresa.....	20
3.4.2	Potencia instalada	21
3.4.3	TIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	25
3.4.4	Módulos fotovoltaicos.....	26
3.4.5	Inversor.....	28
4.	SOLUCIÓN ADOPTADA	32
4.1	DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS.....	32

4.2	SIMULACIÓN PVSYSY.....	34
4.3	ANÁLISIS DE SOMBRAS Y SEPARACIÓN DE CADENAS.....	35
4.3.1	Análisis de elementos cercanos a la ubicación final.....	35
4.3.2	Selección de soporte separación de las cadenas de módulos.....	36
4.4	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	38
4.4.1	Particularidades de la atmósfera potencialmente explosiva.....	38
4.4.2	Material conductor.....	40
4.4.3	Material aislante.....	40
4.4.4	Sección del conductor.....	40
4.4.4.1	Criterio térmico.....	41
4.4.4.2	Criterio de caída de tensión.....	43
4.4.5	Puesta a tierra de la instalación.....	45
4.4.6	Cálculo de protecciones frente a sobrintensidades y sobretensiones.....	48
4.4.6.1	Protecciones del tramo en continua.....	48
4.4.6.2	Protecciones del tramo en alterna.....	49
5.	PRESUPUESTO TÉCNICO.....	51
6.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	52
6.1	MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	52
6.2	PRECIO COMPRA DE LA ELECTRICIDAD.....	52
6.3	SUBVENCIONES DISPONIBLES.....	54
6.4	FORMAS DE FINACIACIÓN.....	54
6.5	CÁLCULO DEL VAN Y DEL TIR.....	56
7.	CONCLUSIONES.....	58
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	60

Índice de Figuras

Figura 1. Potencia eléctrica instalada peninsular. (REE, 2021)	2
Figura 2. Estructura de generación de energía 2021 (REE, 2021)	3
Figura 3. Estructura de un sistema de Autoconsumo aislado. (Granada Solar, 2024)	4
Figura 5. Curvas intensidad-voltaje y potencia-voltaje de un módulo fotovoltaico. (Ingelibre, 2014)...	6
Figura 6. Inversores. (ecofenes, 2021)	7
Figura 7. Soportes para módulos fotovoltaicos. (TFV-Solar, s.f.)	8
Figura 8. Ubicación Estación de Compresión. (Google, s.f.).....	10
Figura 9. Distribución de la parcela según catastro. (Sede Electrónica del Catastro, s.f.)	11
Figura 10. Configuración óptima del módulo fotovoltaico. (PVGIS, 2022)	12
Figura 12. Distribución de temperaturas máximas, mínimas y medias. (AEMET, 2023)	15
Figura 13. Factura mensual de la empresa. (Enagás S.A., 2023).....	16
Figura 14. Consumos mensuales de la estación en 2022. (Enagás S.A., 2022)	17
Figura 15. Consumos mensuales de la estación en 2023. (Enagás S.A., 2023)	17
Figura 16. Distribución de consumo total, nocturno y diario en 2023. (Enagás S.A., 2023).....	18
Figura 17. Media mensual de consumos horarios 2023. (Enagás S.A., 2023).....	19
Figura 18. Promedio de consumo por día durante 2023. (Enagás S.A., 2023).....	20
Figura 19. Simulación energía obtenida con inclinación de 37º. (PVGIS, 2022)	21
Figura 20. Simulación energía obtenida con inclinación de 35º. (PVGIS, 2022)	22
Figura 21. Simulación energía obtenida con inclinación de 40º. (PVGIS, 2022)	22
Figura 22. Simulación energía obtenida con inclinación de 45º. (PVGIS, 2022)	23
Figura 23. Simulación energía obtenida con inclinación de 50º. (PVGIS, 2022)	23
Figura 24. Consumos mensuales de la estación en 2023. (Enagás S.A., 2023)	24
Figura 25. Energía generada y pérdidas con inclinación de 37º. (PVGIS, 2022)	24
Figura 27. Gráfica corriente-voltaje de la Ja Solar Mono Perc. (Ja Solar, 2022)	27
Figura 28. Gráfica potencia-voltaje de la Ja Solar Mono Perc. (Ja Solar, 2022)	28
Figura 29. Gráfica de corriente-voltaje según la temperatura de la Ja Solar Mono Perc. (Ja Solar, 2022)	28
Figura 30. Precio de la Ja Solar Mono Perc. (Autosolar, s.f.).....	28
Figura 31. Inversor Growatt 60kW. (Efecto Solar, s.f.).....	30
Figura 32. Diagrama de pérdidas simulado con PVSYS.	34
Figura 33. Visión satelital de la ubicación de la instalación fotovoltaica. (Google, s.f.).....	35
Figura 34. Visión 3D de la ubicación de la instalación fotovoltaica y posición de la arqueta. (Google, s.f.)	36
Figura 35. Soporte para módulos fotovoltaicos Sunfer 14.1V. (Sunfer, 2023)	37
Figura 36. Ecuaciones para el cálculo de la separación de cadenas. (monsolar, s.f.)	37
Figura 37. Clases y zonas relacionadas con las atmósferas ATEX. (IC-BT-29, 2019)	39
Figura 38 Interior de las arquetas.	42
Figura 39. Telurómetro utilizado para medir la resistividad del terreno.	46
Figura 40. Extracto de factura cedida por la empresa. (Enagás S.A., 2023).....	52

Índice de Tablas

Tabla 1. ODS	1
Tabla 2. Irradiancia en la estación de compresión con inclinaciones óptimas. (PVGIS, 2022)	13
Tabla 3. Distribución de temperaturas en la estación de compresión. (AEMET, 2023).....	14
Tabla 4. Temperaturas media, máxima media y mínima media anual. (AEMET, 2023)	15
Tabla 5. Energía generada y pérdidas con inclinación de 50°. (PVGIS, 2022).....	25
Tabla 6. Comparativa módulos fotovoltaicos.....	27
Tabla 7. Comparativa inversores de 60kW.....	30
Tabla 8. Posibles configuraciones de módulos y cadenas.....	33
Tabla 9. Zonas que se admiten en cada categoría. (IC-BT-29, 2019)	40
Tabla 10. Secciones de conductor calculadas para diferentes criterios.)	45
Tabla 11. Sección de conductor final seleccionada.....	45
Tabla 12. Secciones mínimas de los conductores de protección. (José Roger Folch, 2021)	47
Tabla 13. Secciones mínimas convencionales para los conductores de tierra. (José Roger Folch, 2021)	48
Tabla 14. Presupuesto final.....	51
Tabla 15. Precio mensual de la energía recopilado de facturas.....	53
Tabla 16. Ahorro mensual en función del precio y de la energía producida.	54
Tabla 17. Opción sin financiación.....	56
Tabla 18. Comparación de opciones económicas.	57

1. INTRODUCCIÓN

Enagás S.A es una compañía dedicada mayormente al transporte de gas natural y es a su vez el Gestor Técnico del Sistema Gasista de España. La compañía actualmente cotiza en el IBEX 35, contando con unos beneficios de 478,2 millones de euros en 2022, y una plantilla de 1365 empleados. La compañía está muy concienciada con la transición energética, hasta tal punto que uno de sus objetivos es ser una compañía neutra en emisiones de carbono para el año 2040, apostando con inversiones en tecnologías fotovoltaicas y sobre todo en hidrógeno.

Por todo esto, una instalación de paneles fotovoltaicos en una de sus estaciones ayudaría, no solo a reducir el coste económico, sino a acercar a esta compañía a su objetivo de ser neutra en emisiones de carbono.

1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El principal objetivo de este proyecto es realizar un estudio de viabilidad tanto técnica como económica de una instalación fotovoltaica en una empresa de transporte de gas, todo esto con el fin de conseguir reducir la factura energética anual, y sobre todo de reducir la huella de carbono de la empresa. Este último es un objetivo clave para la empresa, pues está altamente concienciada con el cambio climático, y presentan como objetivo conseguir una huella de carbono neutra para el año 2040, haciendo la realización de este proyecto una manera de acercarse a este objetivo.

Para realizar este proyecto se han solicitado tanto facturas como consumos reales de la empresa, además de acudir al lugar de la instalación para realizar diferentes medidas y fotografías.

1.2 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son objetivos fijados por los líderes mundiales para proteger el planeta, luchar contra la pobreza y tratar de erradicarla con el objetivo de construir un mundo más próspero, justo y sostenible

Una instalación solar fotovoltaica contribuye en varios puntos fijados de los ODS. Los puntos a los que contribuye son los siguientes:

- **ODS 1: Fin de la pobreza:** La energía solar fotovoltaica es una sustancialmente más económica que otras y permite ser instaladas en zonas aisladas poco desarrolladas para contribuir a su crecimiento.
- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante:** Toda energía generada por una instalación solar fotovoltaica es renovable y sostenible, además de ser más económica que otras fuentes de energías, por lo que contribuye directamente a la disponibilidad energética y ayuda a la reducción de la contaminación al ser renovable.

- **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico:** La energía solar fotovoltaica está en expansión, y al tratarse de una fuente de energía asequible y renovable cada vez se realizan más instalaciones, creando puestos de trabajo en diferentes ámbitos.
- **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura:** Las instalaciones fotovoltaicas fomentan directamente la innovación al tratarse de una tecnología relativamente novedosa, además de contribuir a la creación de infraestructuras sostenibles.
- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles:** La creciente implementación de instalaciones fotovoltaicas en entornos urbanos contribuye de manera significativa a la creación de ciudades y comunidades sostenibles, permitiendo un consumo energético proveniente de energías renovables.
- **ODS 12: Producción y consumo responsable:** Las instalaciones solares fotovoltaicas generan energía renovable, promoviendo a su vez un consumo responsable de la energía, aprovechando los recursos.
- **ODS 13: Acción por el clima:** Las instalaciones fotovoltaicas generan energía mediante la radiación solar, reduciendo el uso de combustibles fósiles, reduciendo a su vez las emisiones de efecto invernadero.

Tabla 1. ODS

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No Procede
ODS 1. Fin de la pobreza.		X		
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.			X	
ODS 4. Educación de calidad.				X
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.	X			
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.	X			
ODS 10. Reducción de las desigualdades.			X	
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	X			
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.				X
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.				X
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.				X

1.3 NORMATIVA APLICADA

A continuación, se exponen las normativas que se aplican a nivel de España en este proyecto, en este caso a una instalación fotovoltaica conectada a red de autoconsumo.

- Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del Real Decreto 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- ITC-BT-40, para instalaciones generadoras.
- ITC-BT-29, prescripciones particulares para instalaciones en locales con riesgo de incendio o explosión.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 ENERGÍA SOLAR

La energía solar se basa en la captación y conversión de la radiación solar en formas útiles de energía, como electricidad o calor, mediante tecnologías como los paneles fotovoltaicos y los sistemas de concentración solar. Este enfoque renovable no solo ofrece una fuente abundante de energía, sino que también contribuye significativamente a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático.

A nivel de potencia instalada, la energía solar tiene un gran impacto en el total.

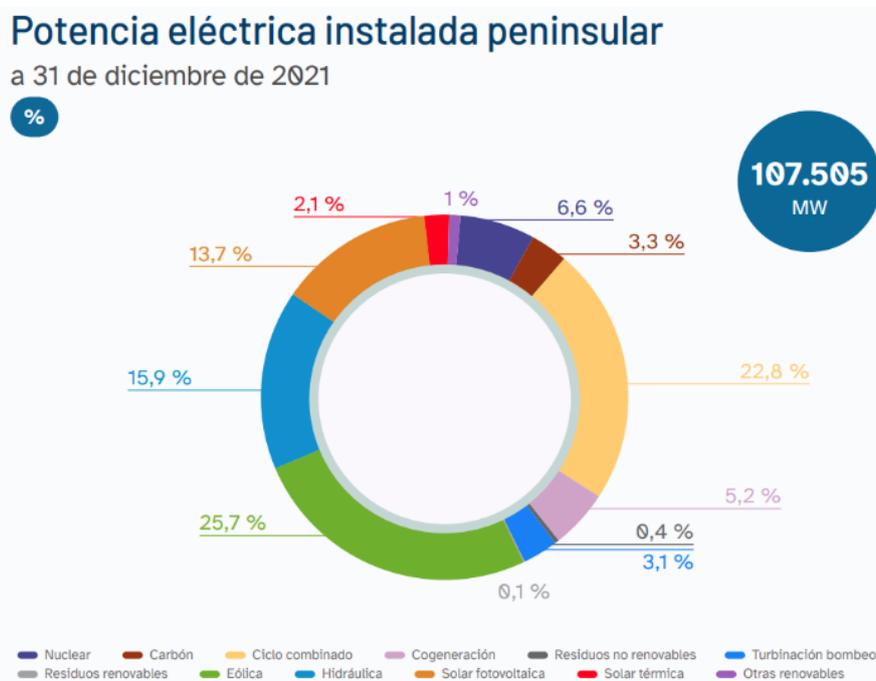


Figura 1. Potencia eléctrica instalada peninsular. (REE, 2021)

Como se aprecia en la fig.1, a principios de 2022 la energía solar instalada implicaba el 15,8% del total de energías instaladas (siendo esta la suma de la solar fotovoltaica con la solar térmica)

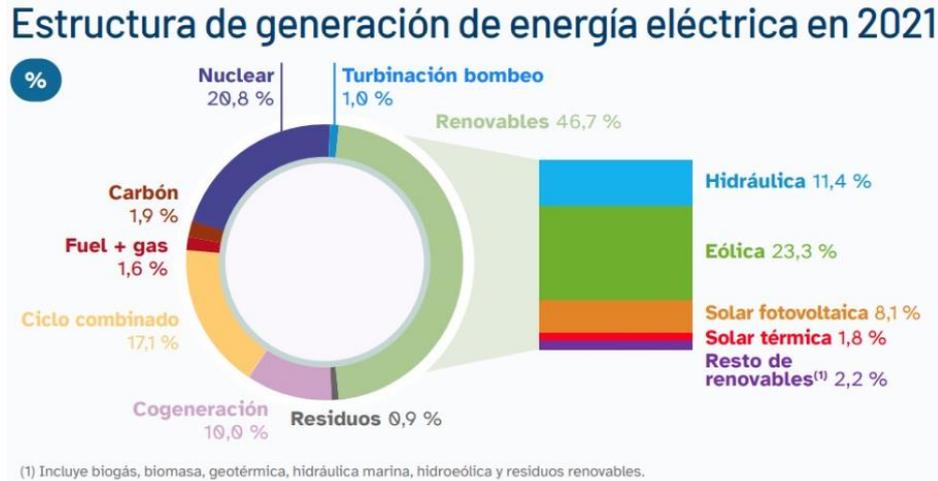


Figura 2. Estructura de generación de energía 2021 (REE, 2021)

En cuanto a energía producida, la energía solar implica alrededor del 10% del total (siendo la suma de la solar fotovoltaica y solar térmica), lo que es un porcentaje considerable. Esto implicaría que alrededor del 20% de la energía renovable proviene de la solar.

2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas, fabricadas principalmente a partir de materiales semiconductores como el silicio. Esta tecnología ofrece una alternativa eficiente y respetuosa con el medio ambiente frente a los combustibles fósiles, con el potencial de cubrir una amplia gama de necesidades energéticas, desde sistemas de electrificación rural hasta instalaciones de gran escala en parques solares.

2.2.1 Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica

Ventajas:

- **Energía renovable:** Los paneles fotovoltaicos generan electricidad utilizando la energía del sol, una fuente de energía renovable y abundante.
- **Bajo mantenimiento:** Los paneles fotovoltaicos requieren poco mantenimiento una vez instalados, lo que reduce los costos operativos a largo plazo.
- **Reducción de costos de energía:** Al generar electricidad a partir de la luz solar, los propietarios de paneles fotovoltaicos pueden reducir significativamente sus facturas de energía eléctrica.
- **Independencia energética:** Las instalaciones fotovoltaicas pueden proporcionar una fuente de energía independiente, especialmente útil en áreas remotas o donde la red eléctrica no está disponible o es poco confiable.
- **Tecnología en desarrollo:** La tecnología fotovoltaica sigue mejorando con el tiempo, lo que significa que los paneles solares pueden volverse más eficientes y asequibles con el tiempo.

Desventajas:

- **Costo inicial elevado:** Aunque los costos de los paneles fotovoltaicos han disminuido en los últimos años, la instalación inicial todavía puede ser costosa para algunos propietarios o empresas.
- **Dependencia de la luz solar:** La generación de electricidad de los paneles solares está directamente relacionada con la disponibilidad de luz solar, lo que significa que la producción puede verse afectada por factores climáticos como nubosidad o lluvia.
- **Espacio requerido:** Las instalaciones fotovoltaicas pueden requerir mucho espacio para albergar suficientes paneles para generar la cantidad deseada de electricidad, lo que puede ser una limitación en áreas urbanas densamente pobladas.
- **Almacenamiento de energía:** Para utilizar la energía generada por los paneles fotovoltaicos durante la noche o en días nublados, se requieren sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, lo que puede aumentar los costos y la complejidad de la instalación.
- **Impacto ambiental:** Aunque la generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos es limpia en comparación con las fuentes de energía convencionales, la fabricación de los paneles y su disposición al final de su vida útil pueden tener impactos ambientales negativos si no se gestionan adecuadamente.

2.2.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Dentro del marco legal en el que se opera, que es el RD 244/2019, existen dos principales tipos de instalaciones fotovoltaicas para el autoconsumo.

2.2.2.1 Instalaciones fotovoltaicas sin excedentes

Estas instalaciones se caracterizan por contar con un sistema anti vertido, el cual impide la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. Estas están acompañadas de baterías que permiten una mejor gestión de los picos de demanda y permiten almacenar energía cuando la producción es mayor al consumo.

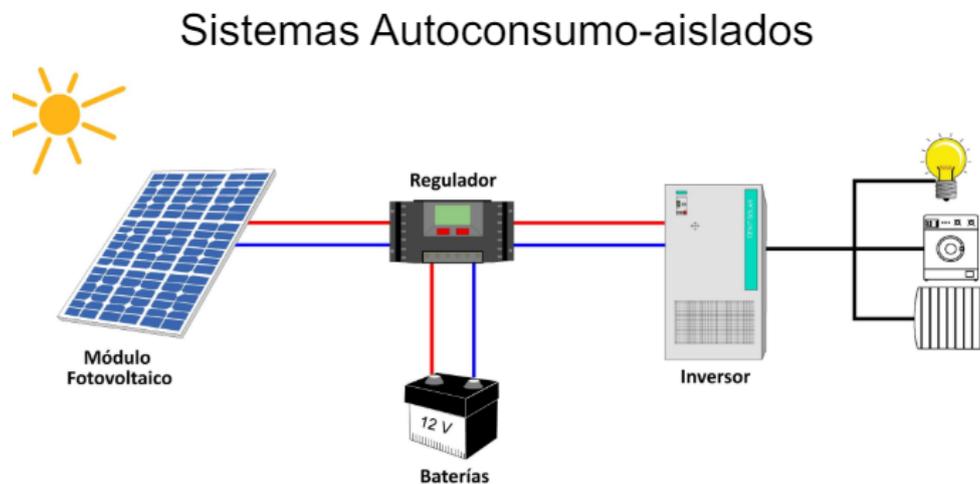


Figura 3. Estructura de un sistema de Autoconsumo aislado. (Granada Solar, 2024)

2.2.2.2 Instalaciones fotovoltaicas con excedente

Las instalaciones con excedentes además de suministrar energía para autoconsumo pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

De este tipo de instalaciones existen dos tipos según el tipo de sujeto:

- Con excedentes acogidas a compensación: instalaciones de menos de 100 kWp. La venta del excedente es negociada con la empresa comercializadora para su venta, habiéndose suscrito un contrato de compensación de excedentes anteriormente.
- Con excedentes no acogidas a compensación: permite vender todos los excedentes al mercado eléctrico. Para acogerse a esta modalidad será necesario registrarse como productor, no como consumidor, por lo que habrá que realizar diferentes trámites.

2.2.3 **Elementos de una instalación fotovoltaica**

2.2.3.1 Paneles solares y células fotovoltaicas

Los paneles solares son dispositivos que convierten la luz solar en electricidad. Los paneles solares están compuestos por células solares que generan corriente eléctrica cuando la luz solar incide sobre ellas.

Las células fotovoltaicas son las responsables de la generación eléctrica. El funcionamiento de esta consiste en la obtención de energía eléctrica a partir de la interacción de la luz sobre un material específico. Este efecto es denominado fotoeléctrico, y hace posible la transformación de radiación en corriente eléctrica continua.

Los materiales óptimos para esta función son los llamados semiconductores, en concreto el silicio, tanto monocristalino, policristalino y amorfo.

Es importante conocer también como se caracteriza el comportamiento de esta célula fotovoltaica. Para conocer este comportamiento se utiliza la curva I-V, que cuenta con los siguientes términos dentro de la curva:

- Corriente de cortocircuito: Corriente máxima a tensión cero. Es directamente proporcional a la radiación solar aplicada.
- Tensión de circuito abierto: Tensión máxima a corriente cero. Se consigue al no conectar ninguna carga que haga circular corriente. El valor normal de esta es de 600 mV.
- Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$): Se consigue mediante el producto de la corriente por la tensión en cada punto de la gráfica ($I_{mp} * V_{mp}$). El punto donde este valor alcanza su máximo es llamado el punto de máxima potencia de la célula.
- Factor de forma: El factor de forma es un valor que se utiliza para medir la calidad de la unión y de las resistencias internas de la célula. En concreto el valor de este se obtiene mediante la fórmula: $FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}}$, siendo V_{oc} y I_{sc} los puntos que definiría

la potencia máxima si se tratase de un diodo ideal. La potencia máxima entonces se podría representar también como $P_{m\acute{a}x} = (V_{oc} * I_{sc} * FF)$.

- Eficiencia de la conversión energética: Cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar ($P_{m\acute{a}x}$) y la potencia incidente (P_L). La eficiencia queda definida entonces por: $\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_L} = \frac{FF * I_{sc} * V_{oc}}{P_L}$.

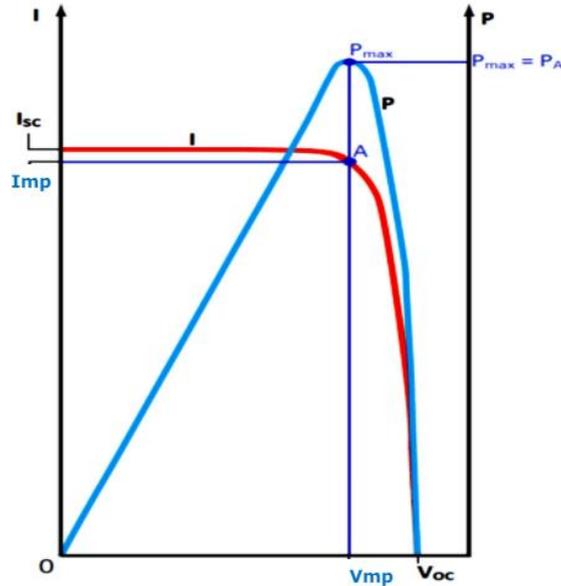


Figura 4. Curvas intensidad-voltaje y potencia-voltaje de un módulo fotovoltaico. (Ingelibre, 2014)

Las células fotovoltaicas individualmente no cuentan con prácticamente ningún uso, pues la energía que pueden generar es del orden de 600mV por cada una de estas. Para poder sacar partido a esta energía las células se asocian en serie, generalmente de 36 o 72. Esta asociación genera valores de tensión del orden de 12-48V. Estas asociaciones se llaman sub-módulos.

Los módulos como tal se componen de asociaciones en paralelo de sub-módulos.

2.2.3.2 Inversor

El inversor convierte la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de los hogares, negocios e industria.

Existen diferentes tipos de inversores, cada uno con sus características particulares. Los inversores de cadena, también conocidos como String inverters, son comunes y económicos, adecuados para sistemas de tamaño mediano a grande. Agrupan varios paneles solares en una cadena y los conectan a un solo inversor. Por otro lado, los microinversores se instalan en cada panel solar, lo que ofrece una mayor optimización y flexibilidad, siendo ideales para sistemas más pequeños o donde la sombra de un panel no debe afectar a todo el sistema. También están los optimizadores de potencia, similares a los microinversores, pero optimizan la potencia producida por cada panel antes de ser enviada a un inversor central.



Figura 5. Inversores. (ecofenes, 2021)

Los inversores no solo convierten la energía, sino que también realizan otras funciones importantes, como la regulación del voltaje y la frecuencia para que sean compatibles con los estándares de la red eléctrica local. Además, suelen estar equipados con sistemas de control que monitorean el rendimiento del sistema en tiempo real, detectando posibles problemas y optimizando su funcionamiento. También cuentan con sistemas de refrigeración para disipar el calor generado durante la conversión de energía.

En resumen, el inversor es un componente esencial en un sistema fotovoltaico, asegurando que la energía solar capturada se convierta en una forma de electricidad utilizable. Su selección adecuada y su correcta instalación son fundamentales para garantizar el rendimiento y la eficiencia del sistema en su conjunto.

2.2.3.3 Soporte o estructura de montaje

Los paneles solares se instalan en el soporte físico sobre el que se instalan. La estructura de montaje debe ser resistente y estar diseñada para soportar el peso de los paneles, así como resistir las condiciones climáticas locales.

La estructura de montaje es un componente esencial en un sistema fotovoltaico que proporciona el soporte físico necesario para los paneles solares. Su función principal es asegurar la correcta instalación y orientación de los paneles para maximizar la captación de energía solar. Esta estructura debe ser resistente y diseñada para soportar el peso de los paneles y resistir el clima local.

Existen diferentes tipos de estructuras de montaje, como las monturas en el techo, montajes en el suelo o estructuras integradas en edificios. La elección del tipo de estructura depende de varios factores, como el tipo de techo, el espacio disponible, las regulaciones locales y las preferencias estéticas.

En el caso de monturas en el techo, se fijan directamente sobre la cubierta del edificio utilizando anclajes adecuados. Estas monturas pueden ser fijas o ajustables para optimizar la inclinación y la orientación de los paneles solares. Por otro lado, los montajes en el suelo se instalan en el suelo utilizando pilotes, bases de hormigón u otros sistemas de sujeción. Estos son ideales cuando no hay suficiente espacio en el techo o se requiere una orientación específica para maximizar la exposición solar.

Independientemente del tipo de estructura de montaje, es importante asegurarse de que esté instalada correctamente y cumpla con las normativas locales de construcción y seguridad. Una instalación adecuada garantizará la estabilidad y durabilidad del sistema fotovoltaico a lo largo del tiempo.



Para paneles solares de hasta 712 mm de anchura

Figura 6. Soportes para módulos fotovoltaicos. (TFV-Solar, s.f.)

2.2.3.4 Cableado de la instalación

Se necesitan cables para conectar los paneles solares entre sí y al inversor. También se requieren conectores para asegurar conexiones eléctricas sólidas y seguras.

Los cables y conectores son componentes esenciales en un sistema fotovoltaico, encargados de proporcionar la conexión eléctrica entre los paneles solares, el inversor y otros dispositivos del sistema. Su función principal es transportar la electricidad generada por los paneles solares de manera segura y eficiente.

Los cables utilizados en un sistema fotovoltaico deben ser de alta calidad y estar diseñados específicamente para aplicaciones solares. Generalmente, se utilizan cables con aislamiento de doble capa y resistencia a la radiación ultravioleta para garantizar su durabilidad y resistencia a la intemperie. Además, estos cables suelen ser de calibre grueso para minimizar la pérdida de energía durante la transmisión.

Los conectores se utilizan para conectar los cables entre sí y para conectar los cables a los paneles solares y al inversor. Los conectores deben ser resistentes al agua y al polvo para proteger la conexión eléctrica de los elementos externos. Además, deben ser fáciles de instalar y proporcionar una conexión segura y confiable para evitar pérdidas de energía y posibles problemas de seguridad.

Es importante seguir las normativas y estándares de seguridad eléctrica al seleccionar y conectar los cables y conectores en un sistema fotovoltaico. Esto incluye el uso de herramientas y técnicas adecuadas para garantizar una instalación segura y confiable. Un cableado incorrecto o conexiones defectuosas pueden provocar pérdidas de energía, daños en el equipo y, en casos extremos, riesgos

de incendio o descargas eléctricas. Por lo tanto, es fundamental contar con profesionales capacitados y certificados para realizar la instalación y mantenimiento del sistema fotovoltaico.

2.2.3.5 Protecciones eléctricas

Estos incluyen interruptores de circuito, fusibles y dispositivos de protección contra sobretensiones para garantizar la seguridad del sistema y prevenir daños en caso de sobrecargas eléctricas.

Las protecciones eléctricas son esenciales en una instalación fotovoltaica para garantizar la seguridad y el funcionamiento adecuado del sistema. Estas protecciones incluyen interruptores de circuito, fusibles, dispositivos contra sobretensiones, dispositivos contra inversión de polaridad y dispositivos de desconexión de corriente continua y alterna. Su función principal es proteger el sistema contra sobrecargas, cortocircuitos, picos de voltaje y otros problemas eléctricos que puedan dañar el equipo o representar un riesgo para las personas. Es importante seleccionar, instalar y mantener estas protecciones de acuerdo con las normativas y estándares eléctricos locales para garantizar la seguridad y la eficiencia del sistema fotovoltaico

3. CASO DE ESTUDIO

3.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA DONDE SE REALIZARÁ LA INSTALACIÓN

La instalación será realizada en una la planta de compresión de gas de Paterna, situada Montecañada, muy próxima al polígono industrial Fuente del Jarro, y con un fácil acceso desde la autovía CV-35.

- **LATITUD:** 39.534
- **LONGITUD:**-0.4563
- **ELEVACIÓN DEL TERRENO:** 101 m.s.m

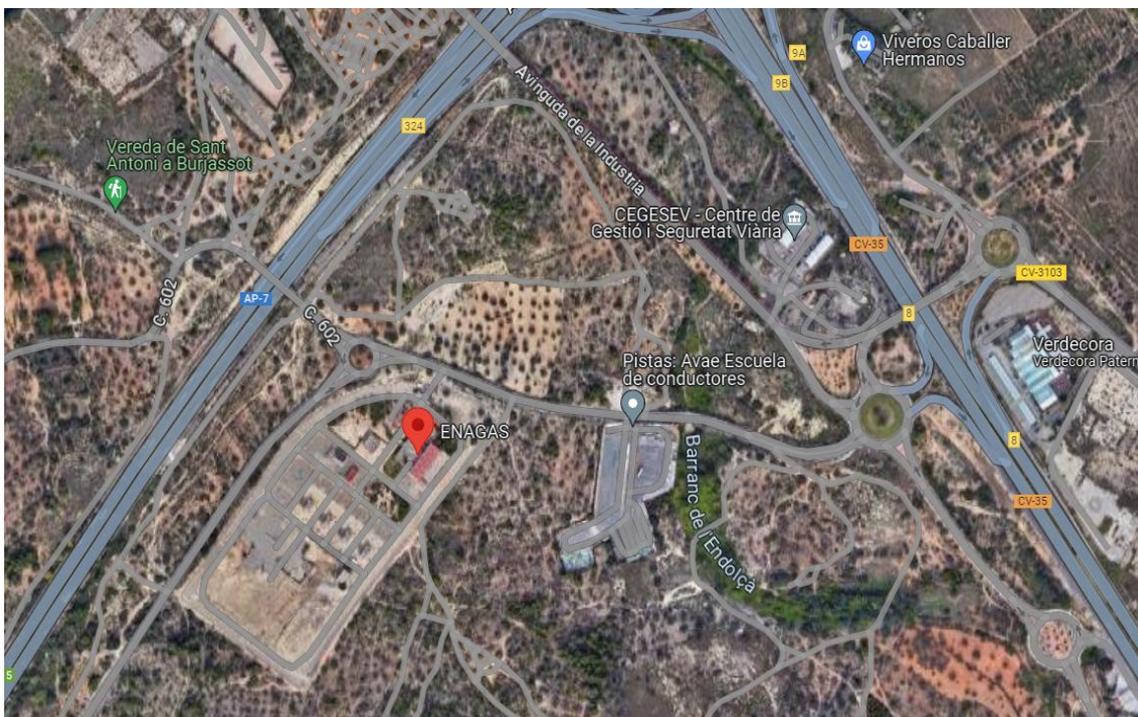
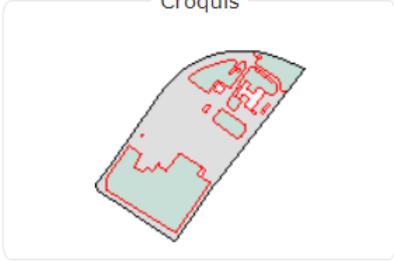


Figura 7. Ubicación Estación de Compresión. (Google, s.f.)

Para conocer las características concretas de la parcela se ha accedido a la herramienta que nos proporciona el catastro, donde se puede visualizar la superficie total construida y el terreno disponible, además de que clase es este terreno.

Información de parcelas e inmuebles

Croquis



Parcela construida sin división horizontal
Polígono 28 Parcela 232
RABOSAR. PATERNA (VALENCIA)
68.851 m²

Más información de la parcela ▼

Fotografía fachada



INFORMACIÓN DE LOS INMUEBLES 

 Excel

46192A029002320001KO	CL RABOSAR DEL Polígono:28 Parcela:232
Paraje:RABOSAR	
Industrial 40.408 m ² 100,00% 2002	

Figura 8. Distribución de la parcela según catastro. (Sede Electrónica del Catastro, s.f.)

Como se ve en la figura 9, la parcela cuenta con 68.581 m² y el total de esta superficie es de carácter industrial. Por otra parte, la propia planta cuenta con una superficie de 40.408 m² construidos. El lugar concreto donde se realizará la instalación es al sur de la parcela, donde se encuentra una gran porción de terreno, que, según la empresa, actualmente no cuenta con uso ni se espera que lo tenga, pero si cuenta con la infraestructura necesaria para el cableado de la instalación.

En cuanto al espacio para realizar la instalación, en principio no tendría que haber ningún inconveniente, pues la superficie disponible en para realizar la instalación es de unos 7.000 m², lo que, en principio, es más que suficiente.

3.2 EVALUACIÓN CLIMATOLÓGICA

El clima de Paterna es mediterráneo semiárido y mesotérmico, lo que implica una humedad relativa moderada, inviernos suaves con nieves infrecuentes y veranos cálidos con cielo descubierto. Las precipitaciones suelen concentrarse en otoño y primavera.

En los siguientes apartados analizará con detalle las variables que más impacto tienen en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

3.2.1 Evaluación de la irradiancia

La irradiancia es la variable principal a tener en cuenta a la hora de realizar la instalación solar, pues es esta la que condicionará principalmente la producción de nuestros paneles solares. La irradiancia, en sí, es la cantidad de energía solar que llega a la superficie, medida en (W/m²). Esta magnitud es variable, y depende de la hora del día, de las nubes que haya alrededor, o de la estación, siendo esta mucho mayor por ejemplo en verano que en invierno.

Para la obtención de los datos de radiación se ha utilizado la información del PVGIS (PVGIS, 2022).

El PVGIS, además también nos permite saber nuestra inclinación y orientación ideal de los módulos, para obtener la mayor eficiencia. En este caso nos indica que el ángulo de inclinación óptimo de los paneles es de 37°, y el ángulo de acimut es de 3° (figura 10). Por ello, se realiza este primer estudio con estas características óptimas que nos indica PVGIS.

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	37 (opt)
Azimuth angle [°]:	3 (opt)

Figura 9. Configuración óptima del módulo fotovoltaico. (PVGIS, 2022)

En cuanto a la irradiancia, el PVGIS nos permite saber la media de datos por hora en cada mes, permitiéndonos formar una tabla con los estos valores. Para la ubicación de la instalación la tabla que se forman con estos valores es la siguiente:

Tabla 2. Irradiancia en la estación de compresión con inclinaciones óptimas. (PVGIS, 2022)

IRRADIANCIA (W/m2)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	10	23	10	0	0	0	0	0
7:00	0	0	1	45	87	94	77	53	25	0	0	0
8:00	0	21	124	206	251	258	241	219	195	154	48	0
9:00	202	251	327	397	444	445	430	412	400	360	283	213
10:00	408	448	518	579	625	623	611	590	582	532	470	413
11:00	578	612	682	732	761	777	762	737	718	685	612	581
12:00	683	727	793	835	864	874	879	848	815	759	700	685
13:00	735	756	797	821	885	907	920	908	854	769	712	705
14:00	696	763	791	792	820	858	889	877	814	724	657	657
15:00	595	662	678	681	701	749	789	762	687	599	528	535
16:00	430	503	537	534	544	598	635	606	522	423	359	375
17:00	230	311	342	348	365	407	436	408	320	216	140	132
18:00	0	65	140	161	184	215	234	200	119	20	0	0
19:00	0	0	1	21	49	64	64	40	3	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	8	7	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

De la Tabla 2 se puede extraer que la mayor irradiancia se concentra siempre sobre las 12:00 o las 13:00, siendo esta aún mayor en los meses de verano.

Hay que tener en cuenta que esta irradiancia está calculada para la posición de producción óptima, que no tiene por qué ser nuestra posición final. En caso de modificar la inclinación de los módulos habrá que recalcular la irradiancia utilizando los mismos métodos.

3.2.2 Evaluación de la temperatura

La temperatura es un factor crítico que influye significativamente en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, en concreto a medida que la temperatura del módulo aumenta, la eficiencia de conversión energética disminuye.

El registro de temperaturas que se ha utilizado proviene de la estación meteorológica más cercana, que en este caso es la de Valencia Aeropuerto, ubicada en Manises. La distancia hasta esta estación es muy pequeña, por lo que se puede asumir que las temperaturas no variarán.

La evolución de las temperaturas registradas por la web es la siguiente:

Tabla 3. Distribución de temperaturas en la estación de compresión. (AEMET, 2023)

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	10.5	15.8	5.1	37	66	4.0	0.2	0.3	0.6	2.3	8.4	176
Febrero	11.4	16.8	5.9	34	65	3.8	0.0	0.2	1.3	1.2	6.6	172
Marzo	13.6	19.3	7.8	30	61	3.3	0.0	0.1	0.8	0.4	6.7	220
Abril	15.5	21.1	10.0	40	59	4.7	0.0	1.1	0.4	0.0	5.1	238
Mayo	18.7	24.1	13.4	38	60	4.5	0.0	1.9	0.3	0.0	5.4	268
Junio	22.7	27.8	17.5	18	59	2.6	0.0	2.0	0.2	0.0	9.0	294
Julio	25.5	30.6	20.5	12	61	1.1	0.0	1.7	0.1	0.0	13.3	328
Agosto	25.9	30.8	20.9	16	63	2.0	0.0	2.3	0.1	0.0	10.0	292
Septiembre	23.0	28.0	18.0	63	65	4.8	0.0	3.1	0.1	0.0	6.6	236
Octubre	19.0	24.1	13.9	72	67	4.7	0.0	1.8	0.4	0.0	5.1	207
Noviembre	14.2	19.3	9.2	51	67	4.1	0.0	0.6	0.1	0.1	6.1	168
Diciembre	11.2	16.2	6.1	48	67	4.4	0.0	0.2	0.6	1.8	7.8	160
Año	17.6	22.8	12.4	461	63	43.9	0.2	15.5	5.1	4.9	92.5	-

Con los valores extraídos de la figura 11 es posible generar una gráfica. En esta se representa la evolución de la temperatura media, de la media máxima y de la media mínima, representadas en color verde, rojo y azul respectivamente.

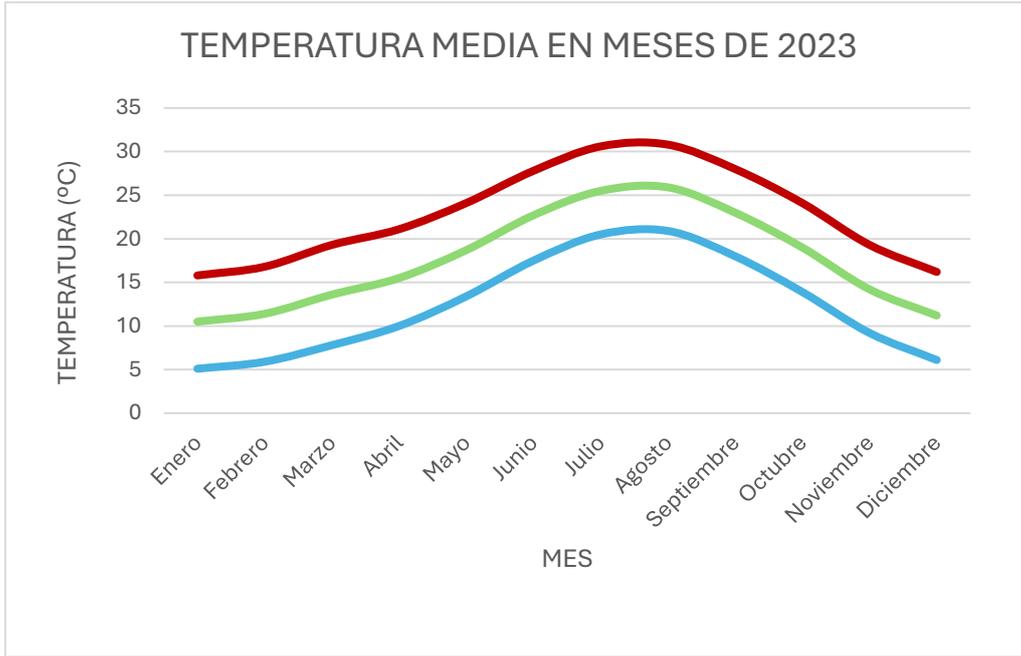


Figura 10. Distribución de temperaturas máximas, mínimas y medias. (AEMET, 2023)

También se tiene en cuenta las temperaturas medias anuales, para tener una visión más general.

Tabla 4. Temperaturas media, máxima media y mínima media anual. (AEMET, 2023)

Tª Media Anual	Tª Máx Media Anual	Tª Min Media Anual
17.6°C	22.8°C	12.4°C

De normal la temperatura de trabajo óptima de las células fotovoltaicas de 20-25°C, y registrando estas unas pérdidas de un 0,5%/°C superior a la temperatura de trabajo. Se observa como en la ubicación en cuestión la temperatura máxima media llega a sobrepasar los 30°C, pero la temperatura media se queda por debajo de estos. Esto implica que habrá cierta pérdida de eficiencia en días de verano. Hay que tener en cuenta que normalmente esta temperatura máxima se da en horas de máxima producción de los módulos, por lo que la pérdida de eficiencia se dará en las horas donde posiblemente exista excedente.

3.3 DEMANDA ENERGÉTICA DE LA EMPRESA

La empresa en cuestión se acoge a una tarifa fija de Iberdrola, en la cual paga un precio fijo mensual por la energía consumida, el cual va variando cada mes. Para la potencia cuenta con diferentes tarifas.

Cabe destacar también que esta tarifa no permite obtener remuneración por la venta de excedente energético, lo que será importante a la hora de establecer los criterios de dimensionamiento.

Para determinar la demanda energética de la empresa se ha optado por solicitar directamente tanto facturas como registros de consumo de la planta a la empresa directamente.

Aquí se puede ver un fragmento de una factura:

CONOZCA AL DETALLE SU FACTURACIÓN Y CONSUMOS

ENERGÍA		
Energía Precio horario	54.030 kWh x 0,105863 €/kWh	5.719,78 €
TOTAL ENERGÍA		5.719,78 €
TARIFA DE ACCESO		
Potencia facturada peajes	P1 90 kW x 16 días x 0,052352 €/kW día	75,39 €
	P2 90 kW x 16 días x 0,049072 €/kW día	70,66 €
	P3 90 kW x 16 días x 0,024453 €/kW día	35,21 €
	P4 90 kW x 16 días x 0,019612 €/kW día	28,24 €
	P5 90 kW x 16 días x 0,001387 €/kW día	2,00 €
	P6 120 kW x 16 días x 0,001387 €/kW día	2,66 €
Total términos de potencia peajes hasta 30/06/2023		214,16 €
Potencia facturada (cargos)	P1 90 kW x 16 días x 0,010566 €/kW día	15,22 €
	P2 90 kW x 16 días x 0,005288 €/kW día	7,61 €
	P3 90 kW x 16 días x 0,003842 €/kW día	5,53 €
	P4 90 kW x 16 días x 0,003842 €/kW día	5,53 €
	P5 90 kW x 16 días x 0,003842 €/kW día	5,53 €
	P6 120 kW x 16 días x 0,001761 €/kW día	3,38 €
Total importes de potencia (cargos) hasta 30/06/2023		42,80 €
Energía facturada peajes (30/04/2023-30/06/2023)	P3 7.958 kWh x 0,005965 €/kWh	47,47 €
	P4 13.701 kWh x 0,004393 €/kWh	60,19 €
	P5 5.705 kWh x 0,000362 €/kWh	2,07 €
	P6 26.666 kWh x 0,000362 €/kWh	9,65 €
Total términos energía peajes hasta 30/06/2023 (54.030 kWh)		119,38 €
Energía facturada (cargos) (30/04/2023-30/06/2023)	P3 7.958 kWh x 0,005322 €/kWh	42,35 €
	P4 13.701 kWh x 0,002661 €/kWh	36,46 €
	P5 5.705 kWh x 0,001706 €/kWh	9,73 €
	P6 26.666 kWh x 0,001064 €/kWh	28,37 €
Total importe energía facturada (cargos) hasta 30/06/2023		116,91 €
TOTAL TARIFA DE ACCESO		493,25 €

Figura 11. Factura mensual de la empresa. (Enagás S.A., 2023)

Como puede observar en la fig.13, el precio relacionado a la energía consumida es fijo. La parte variable de la factura hace referencia al tramo de potencia en uso, pero que, en nuestro caso, no afecta a nuestra instalación.

Para estudiar el consumo de energía, la compañía nos ha facilitado tanto consumos mensuales, diarios y horarios del año 2022 y 2023. De estos los datos más relevantes serian el consumo mensual y el consumo horario de cada mes

Los consumos mensuales se pueden ver reflejados en estos gráficos:

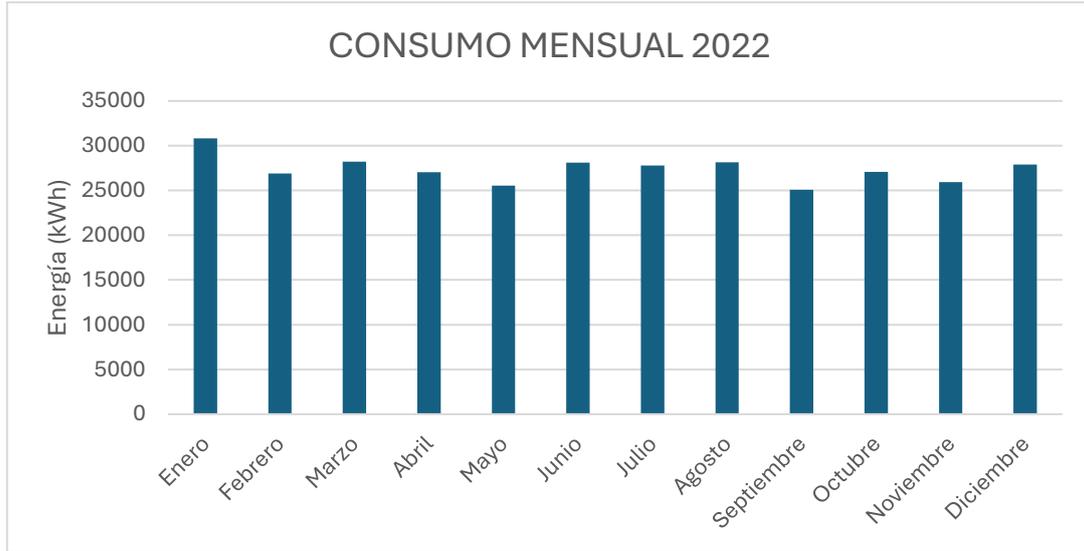


Figura 12. Consumos mensuales de la estación en 2022. (Enagás S.A, 2022)

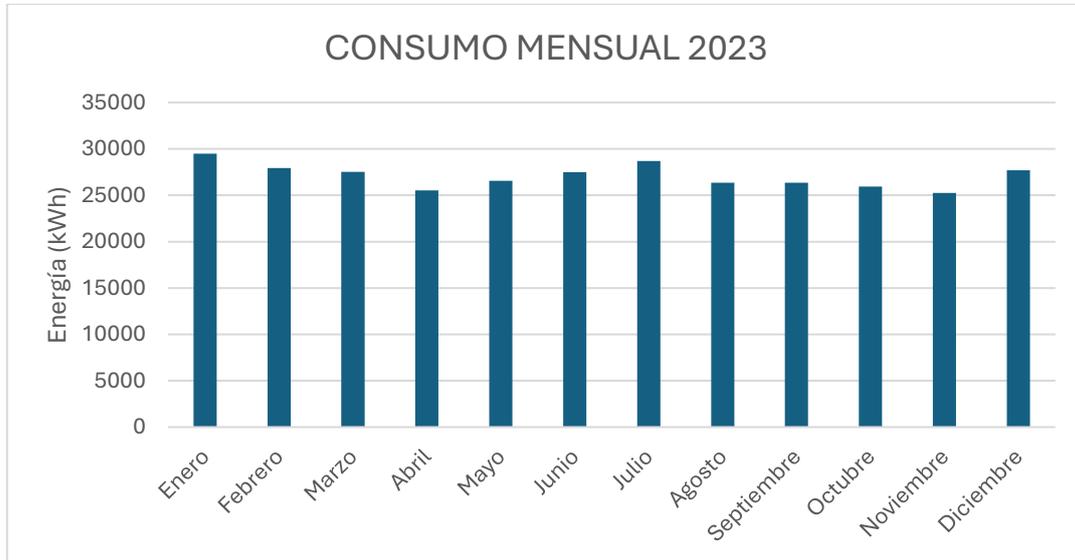


Figura 13. Consumos mensuales de la estación en 2023. (Enagás S.A., 2023)

Los gráficos realizados a partir de los datos proporcionados mensuales reflejan un consumo estable a lo largo del tiempo, con variaciones inferiores al 10% entre meses. Esto se debe a la naturaleza de la instalación, pues el principal consumo eléctrico es realizado por bombas de aceite que necesitan estar en constante funcionamiento para asegurar el correcto funcionamiento de la estación de compresión.

Hay que diferenciar también entre la demanda diurna y la nocturna, pues solo la demanda diurna será la que se utilice para dimensionar la instalación, pues es solo la energía consumida de la red durante las horas de sol la que se podrá reducir con nuestra instalación.

Para ello dividimos el consumo mensual entre diurno y nocturno:

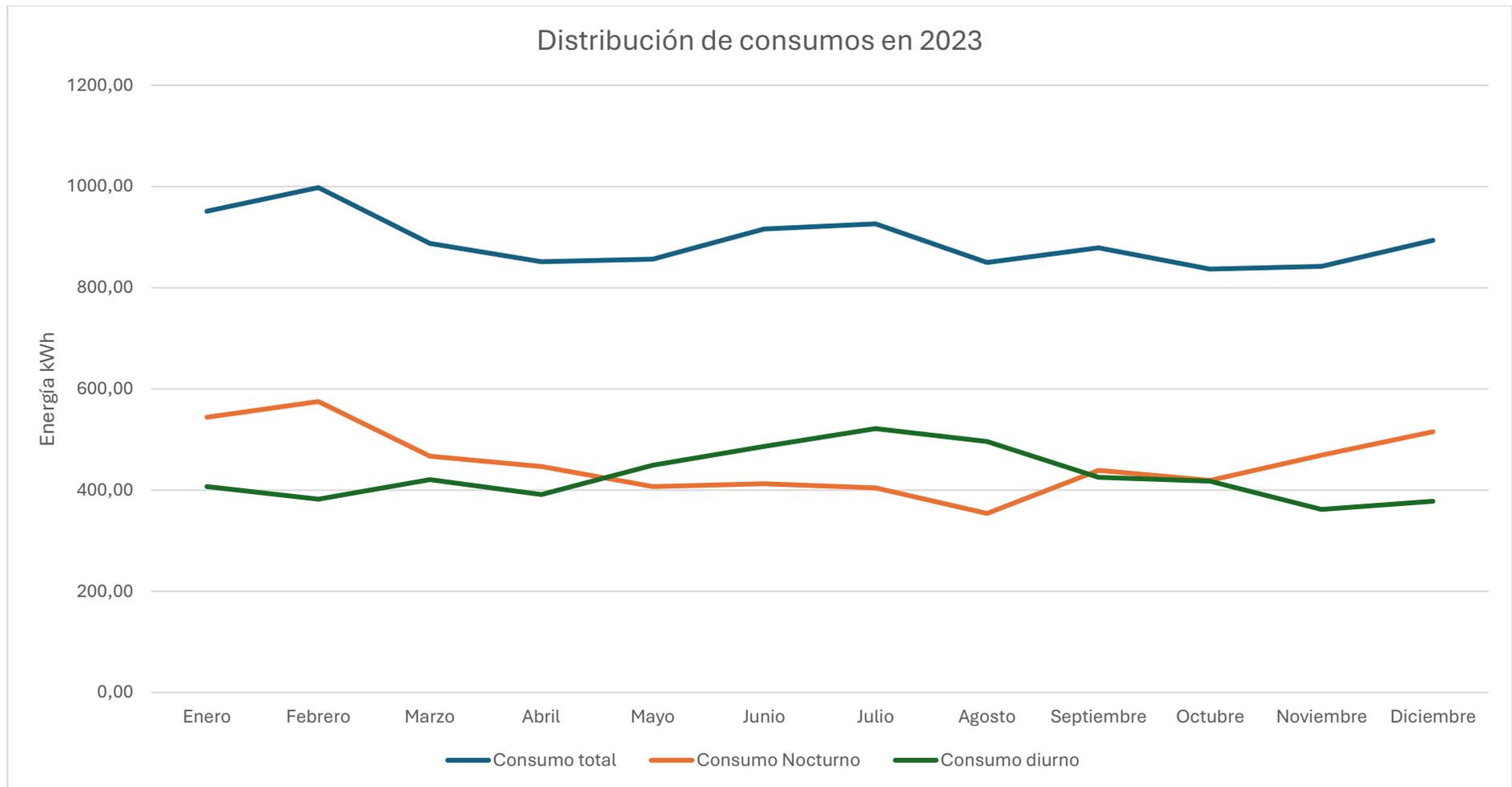


Figura 14. Distribución de consumo total, nocturno y diario en 2023. (Enagás S.A., 2023)

Se observa como el consumo diurno aumenta en los meses de verano, pues como el consumo general se mantiene constante y las horas de sol aumentan, lo que permitirá cubrir mayor parte del consumo total.

Es imprescindible saber también cómo se distribuye el consumo a lo largo de las horas del día. Para ello se ha graficado la media del consumo por horas de cada mes:

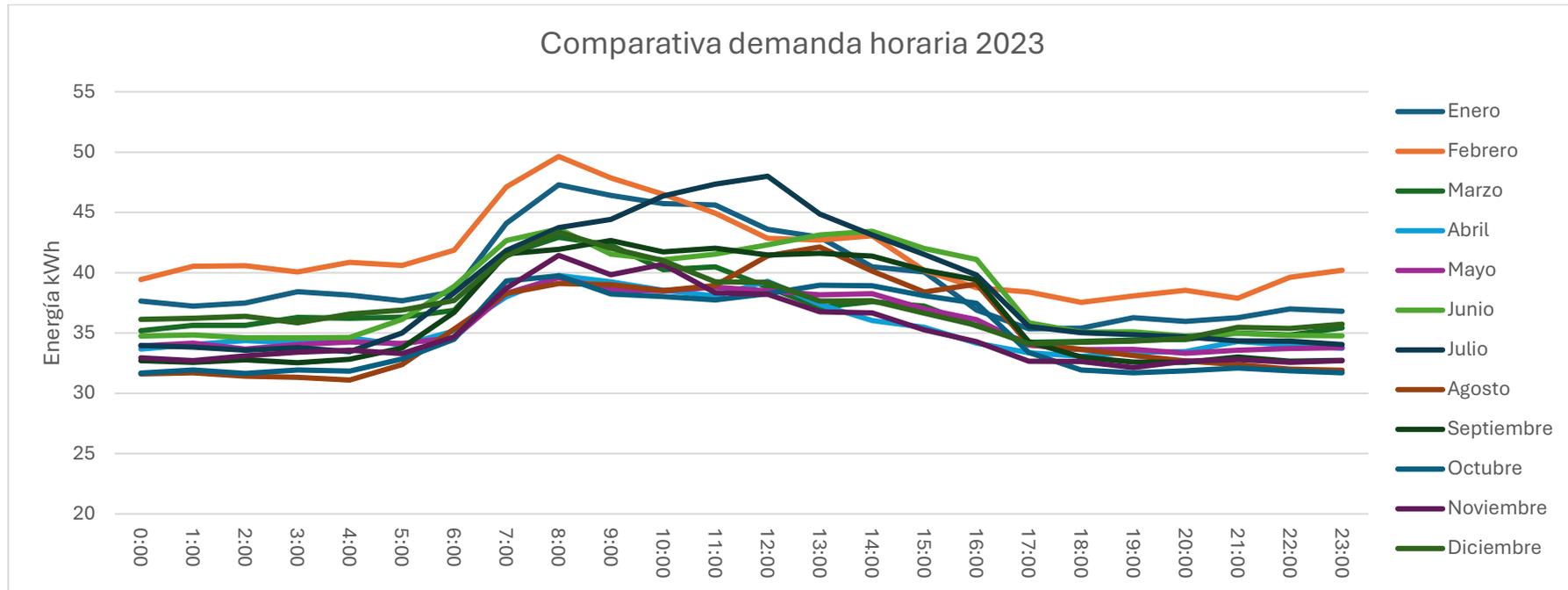


Figura 15. Media mensual de consumos horarios 2023. (Enagás S.A., 2023)

La tendencia de consumo a lo largo del día es clara, durante la noche la energía consumida se mantiene a unos 35 kWh (exceptuando el mes de febrero, que tuvo un consumo inusualmente alto), a partir de las 6:00 se ve que el consumo aumenta, muestra del comienzo de la actividad en la planta, hasta llegar a su máximo a las 8:00, y mantenerse más o menos constante hasta las 16:00. De aquí hasta las 17:00 disminuye hasta niveles similares al nocturno.

Hay que tener en cuenta también el consumo diario, para saber si hay una diferencia significativa entre los días laborables y no laborables.

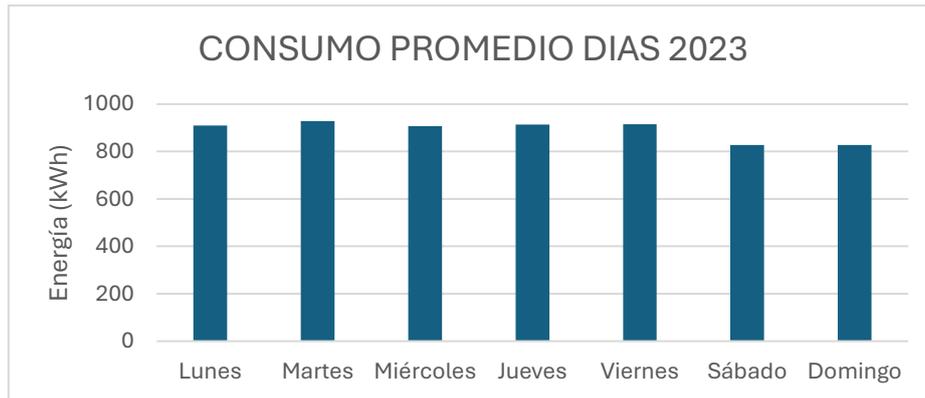


Figura 16. Promedio de consumo por día durante 2023. (Enagás S.A., 2023)

Este gráfico nos muestra que el consumo de energía realizado los sábados y domingos el consumo se encuentra en torno al 90% del consumo energético del resto de la semana. Este consumo muy ligeramente menor viene por la misma naturaleza de la planta, que como se ha mencionado, siempre tiene que mantener una actividad mínima muy elevada. Esta pequeña variación provocará que existan posibles excedentes esos días.

3.4 POSIBLES ALTERNATIVAS DE INSTALACIÓN

3.4.1 Requisitos de la empresa

Para realizar el proyecto se deberá tener en cuenta una serie de requisitos impuestos por la empresa para que cumpla las expectativas de esta. En este apartado se expondrán estos requisitos y en los posteriores se buscará un diseño de la instalación acorde a ellos. El diseño debe también ajustarse a la normativa vigente en el lugar del emplazamiento. Para conseguir esto se va a llevar a cabo una comparación y posterior selección de componentes que mejor se adecuen al diseño escogido.

En este caso la empresa está interesada en una instalación fotovoltaica que permita cubrir el mayor porcentaje del consumo que se realiza en horas de sol, pero manteniendo un precio razonable. Cabe recordar también que la tarifa actual contratada no contempla la remuneración de los excedentes generados, por ello la opción que más se adecua a estas limitaciones es dimensionar la instalación fotovoltaica de tal forma que consiga una generación energética que no se concentre en exceso en los meses de verano y que no cuente con una cantidad considerable de excedentes. Para conseguir esto se analizarán diferentes ángulos de inclinación de los módulos, así como una potencia que permita que

en los días de máxima producción y menor consumo los excedentes sean bajos, consiguiendo que la mayor parte de la energía generada se aproveche.

3.4.2 Potencia instalada

Siguiendo los requisitos presentados en el punto anterior se ha llegado a una conclusión clara, el dimensionamiento se hará para tener la menor cantidad de excedentes.

En este caso el consumo mensual se distribuye de manera pareja durante todos los meses, existiendo muy poca variación de consumo entre meses, por lo que para no tener excedentes se busca un ángulo de inclinación de los módulos que nos permita una generación de energía parecidas todos los meses.

Para saber que ángulo de inclinación se utilizará se va a comparar diferentes resultados de producción obtenidos con el PVGIS, correspondientes a 1 kWp. Para ello se varía el ángulo de inclinación para que el gráfico de energía generada se asemeje en forma al de consumo total. En este caso se comienza con el ángulo y acimut óptimos, 37º de inclinación y 3º de acimut.

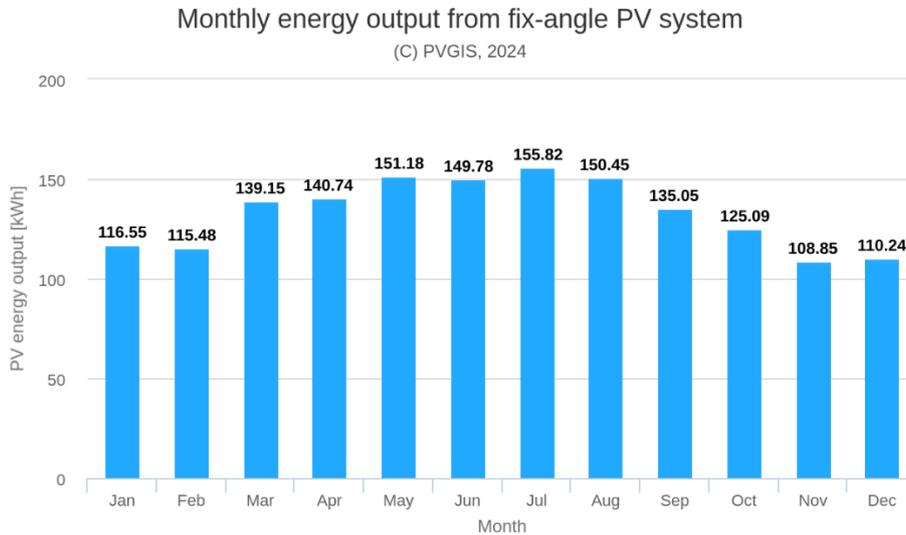


Figura 17. Simulación energía obtenida con inclinación de 37º. (PVGIS, 2022)

Como se muestra en la fig.21, distribución de energía generada con estas características permite generar la máxima cantidad de energía posible, pero aun siendo la que más energía genera se observa que la distribución de esta es despareja, concentrándose mayor generación de energía en los meses de verano. Si se compara este gráfico con el del consumo se deduce que los meses de mayor producción energética el excedente será demasiado grande, y que si se dimensiona de tal forma que no existan excedentes estos meses, los que cuentan con una generación energética menor contarán con una reducción del consumo de red, lo cual es poco interesante.

Una vez analizado el ángulo de 37º se procede a analizar dos ángulos próximos a este, para ver cómo se distribuye la generación energética nuevamente. En este caso los ángulos escogidos son 35º y 40º.

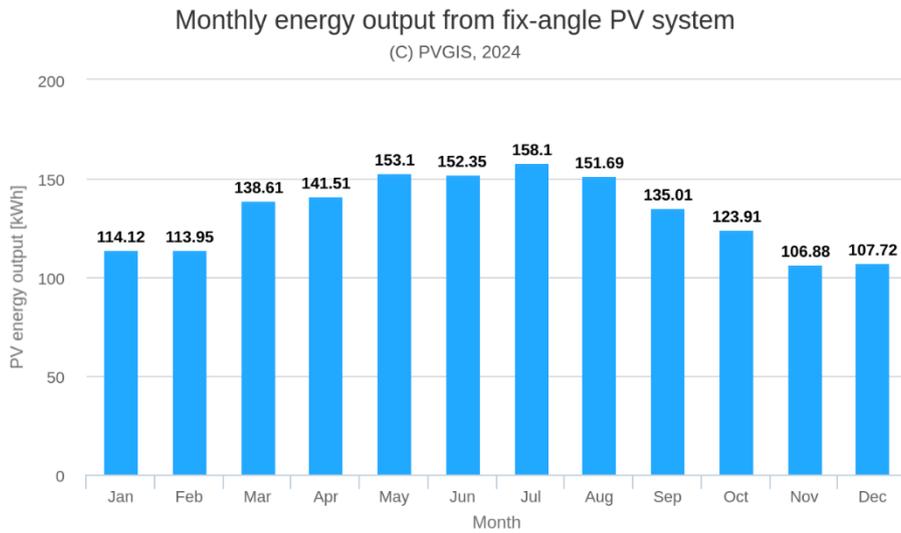


Figura 18. Simulación energía obtenida con inclinación de 35°. (PVGIS, 2022)

La primera inclinación analizada es la de 35°. Con esta inclinación de los módulos fotovoltaicos se incrementa el inconveniente que presentaba la inclinación de 37°. Es decir, esta inclinación al no ser la óptima tendrá una generación energética total inferior a la que se daba con 37°, y, además, la distribución de esta será peor para nuestro objetivo, generando muchos excedentes en los meses más soleados y una escasez de suministro los meses con menos horas de sol. Por ello se descarta reducir el ángulo de inclinación, pues lo único que se obtiene es una generación de energía acentuada en ciertos meses.

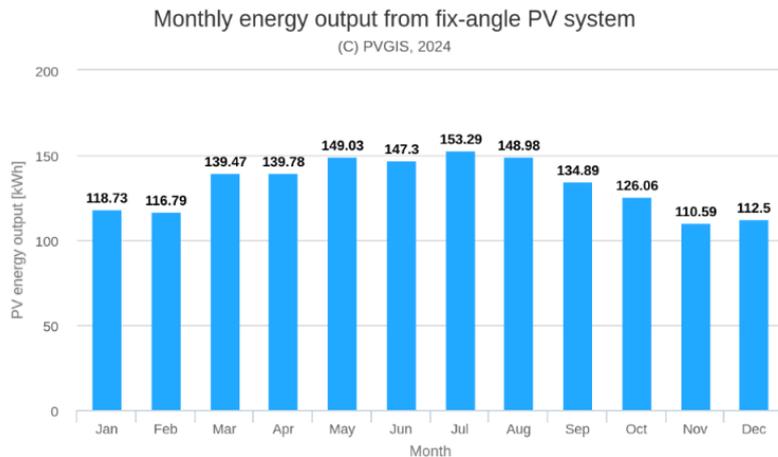


Figura 19. Simulación energía obtenida con inclinación de 40°. (PVGIS, 2022)

Los resultados con una inclinación de 40° son algo mejores. Como se puede ver la energía generada en los meses de mayor irradiancia ha disminuido y, en cambio, ha aumentado en los meses de mayor irradiancia. En este caso la diferencia con los 37° es muy pequeña, pero si se sigue aumentando el ángulo se pueden conseguir distribuciones más parejas. Hay que tener en cuenta también que todas las inclinaciones diferentes a 37° generarán una menor cantidad de energía total.

Ahora se van a analizar dos diferentes inclinaciones mayores a 40º, en concreto 45º y 50º.

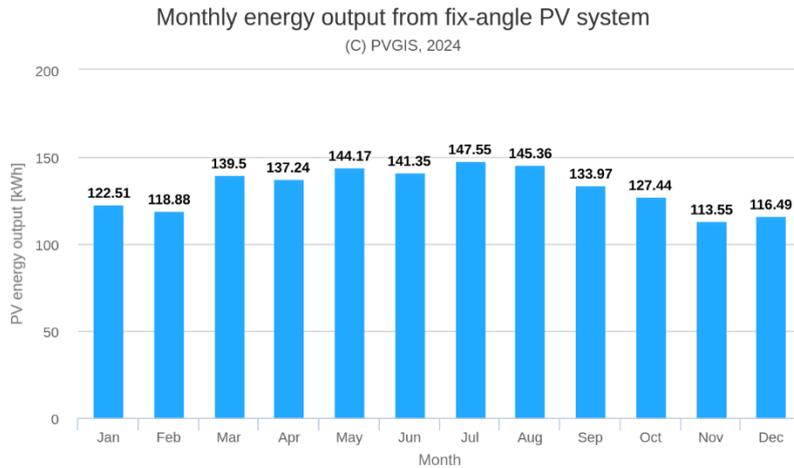


Figura 20. Simulación energía obtenida con inclinación de 45º. (PVGIS, 2022)

La gráfica de 45º de inclinación presenta una mejora en la distribución de la energía generada. Se observa como en meses como en aumentarlo febrero o noviembre aun siendo una producción algo inferior a los meses de mayor irradiancia la diferencia es menor, lo que se permitiría una menor generación de excedentes.

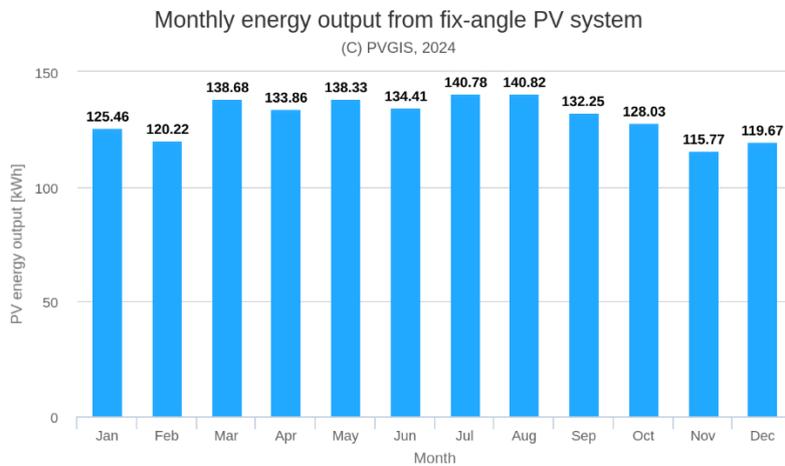


Figura 21. Simulación energía obtenida con inclinación de 50º. (PVGIS, 2022)

Por último, se ha analizado la producción con un ángulo de inclinación de 50º. Este sigue la tendencia de los anteriores, donde aumenta la producción de energía en los meses de menor irradiancia y se reduce en los de mayor. Esta distribución se asemeja en gran parte a la de los consumos (fig.26), por lo que la cantidad de excedentes generados será inferior a otras configuraciones de inclinación.

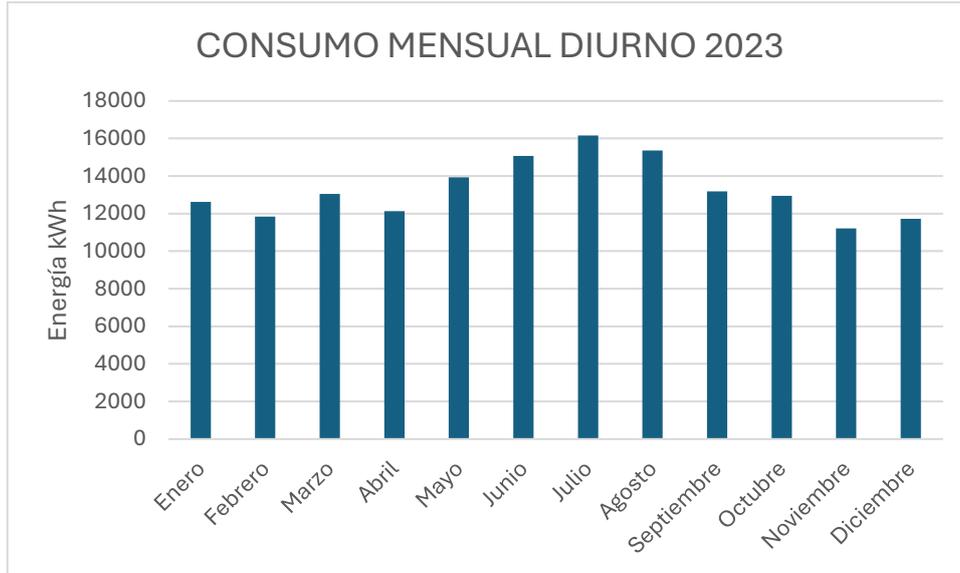


Figura 22. Consumos mensuales de la estación en 2023. (Enagás S.A., 2023)

Hay que recalcar que la producción final de los módulos instalados a con una inclinación de 50º será menos que si se instalan con 37º, pero como se ha explicado, para reducir los excedentes y tener una mayor producción en meses de poca irradiancia se ha optado por instalar los módulos fotovoltaicos con una inclinación superior, en este caso de 50º.

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	37 (opt)
Azimuth angle [°]:	3 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1598.31
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2094.37
Year-to-year variability [kWh]:	48.55
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.48
Spectral effects [%]:	0.56
Temperature and low irradiance [%]:	-9.51
Total loss [%]:	-23.69

Figura 23. Energía generada y pérdidas con inclinación de 37º. (PVGIS, 2022)

Tabla 5. Energía generada y pérdidas con inclinación de 50°. (PVGIS, 2022)

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	50
Azimuth angle [°]:	3
Yearly PV energy production [kWh]:	1568.28
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2052.89
Year-to-year variability [kWh]:	49.73
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.56
Spectral effects [%]:	0.61
Temperature and low irradiance [%]:	-9.39
Total loss [%]:	-23.61

Según la información del PVGIS, la producción con 50° será un 1,88% menor que con 37°, lo que nos indica que aun siendo menor la variación de energía total producida no tendrá un impacto significativo en nuestra instalación.

Para dimensionar entonces se utiliza un ángulo de inclinación de 50°.

Mediante las gráficas vistas se puede determinar que el mes que más excedentes tendrá será abril, pues tiene la relación de generación/consumo más alto, por ello hay que dimensionar la instalación para que cubra la demanda en abril y que no existan excedentes los otros meses.

Para no tener excedentes se dimensiona a partir de la hora del mes con mayor relación producción/demanda, que en nuestro caso es el mes de mayo a las 12:00. La irradiancia media a esta hora es de 827 W/m², mientras que la demanda media a esta hora en el mes de mayo fue de 38,48 kWh. Suponiendo un rendimiento del panel de un 86%, que es el predeterminado de PVGIS:

$$Pot_{instalada} = \frac{38480Wh}{\frac{827W}{m^2} * 1h} * \frac{1}{0,85} \approx 54,74kWp$$

La potencia de nuestra instalación será de alrededor de 54,74 kWp. Esta podrá variar posteriormente según la disposición de los módulos fotovoltaicos.

3.4.3 TIPO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Como se ha mencionado en apartados anteriores, existen tres tipos de instalaciones fotovoltaicas: **sistemas de autoconsumo aislados, autoconsumo con excedentes acogidos a compensación y autoconsumo con excedentes sin compensación.**

El realizar un sistema de autoconsumo aislado se descarta pues la estación tiene que estar conectada si o si a la red para realizar sus funciones, además existe consumo nocturno muy elevado, por lo que las baterías a instalar deberían tener una capacidad enorme.

Los sistemas de autoconsumo con excedentes sin compensación van dirigidos a perfiles de producción de energía, el cual no es nuestro caso, por lo que se optará por la opción de sistema de autoconsumo con excedente acogido a compensación.

El tipo de instalación que se llevará a cabo entonces será de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, aunque como se ha negociado ningún precio para la venta del excedente con la distribuidora este simplemente se verterá a la red sin reportarnos ningún beneficio.

3.4.4 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son el principal componente de la instalación, por lo que hay que buscar un balance entre calidad y precio, pues el gasto realizado en estos supondrá gran parte del presupuesto final. Por ello se busca entre fabricantes que tengan gran experiencia y recorrido en el sector, pues estos aportarán confianza a la instalación. Se han buscado paneles de alrededor de 500 Wp, pues de media suelen presentar buen rendimiento y el precio unitario no es muy diferente a los de potencias relativamente inferiores. En concreto se analizarán los siguientes apartados:

- **Potencia (W):** La potencia nominal del módulo.
- **Voc (V):** Necesario para el dimensionamiento.
- **Isc (A):** Necesario para el dimensionamiento.
- **Eficiencia (%):** La eficiencia del panel en relación con potencia/tamaño.
- **Peso (Kg):** El peso del panel.
- **Dimensiones (mm):** Dimensiones del panel.
- **Garantía (años):** Tiempo que el fabricante nos asegura cierta potencia mínima.
- **Precio (€):** Precio del panel.
- **€/W:** Cantidad de euros en relación con los W de cada panel.

Se comparan 5 paneles; el **HiMO 5**, de **Longi**; el **Deep Blue 3.0** y el **Mono PERC**, de **Ja Solar**; el **FU550M Silk Plus**, de **Futura Sun** y el **Performance P6**, de **SunPower**.

Tabla 6. Comparativa módulos fotovoltaicos

	Longi HIMO 5	Deep Blue 3.0 Ja Solar	Futura Sun FU550M Silk Plus	SunPower Performance P6	Ja Solar Mono PERC
Potencia (Wp)	505	500	550	500	545
Voc (V)	38,53	45,59	49,96	43,1	49,75
Isc (A)	13,97	13,94	13,91	14,65	13,93
Eficiencia (%)	21,3	21,1	21,28	21	21,1
Peso	25,3	26,3	28,2	29,6	27,8
Dimensiones (mm)	2093x1134x35	2093x1134x30	2279x1134x35	1808x1086x30	2278x1134x30
Garantía (años)	12	12	25	25	25
Precio (€)	136,34	127,05	205	250	168,8
€/W	0,27	0,25	0,37	0,5	0,31

El módulo seleccionado en será el **Ja Solar Mono PERC**, ya que cuenta con una ratio €/W más que aceptable, y una potencia elevada. Además, aunque no cuente con la mejor eficiencia el espacio del que hay disponible para realizar la instalación es suficiente para que no haya que preocuparse. Este cuenta con una garantía de 25 años un, pero en la media. Es el panel más balanceado entre rendimiento y precio.

Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR

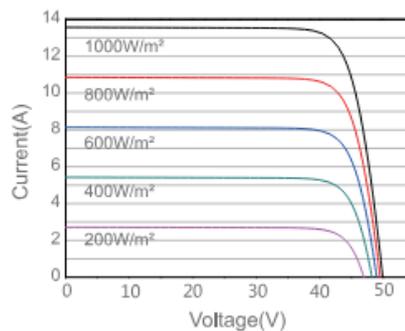


Figura 24. Gráfica corriente-voltaje de la Ja Solar Mono Perc. (Ja Solar, 2022)

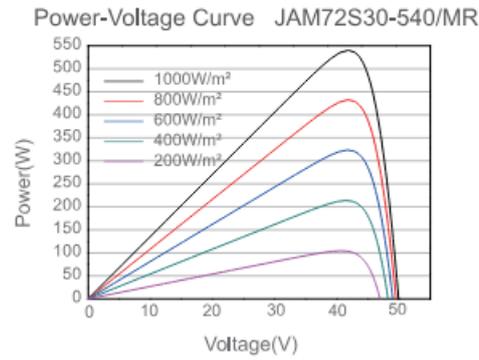


Figura 25. Gráfica potencia-voltaje de la Ja Solar Mono Perc. (Ja Solar, 2022)

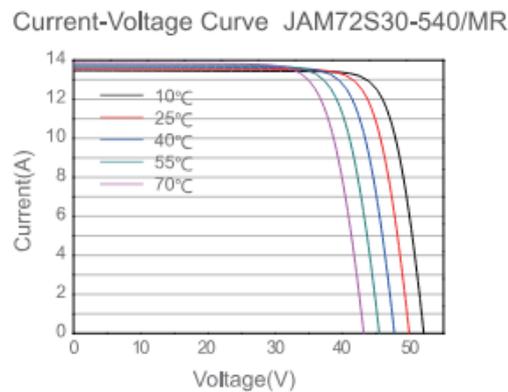
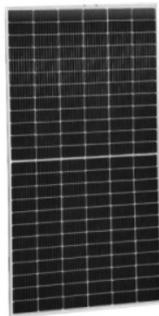


Figura 26. Gráfica de corriente-voltaje según la temperatura de la Ja Solar Mono Perc. (Ja Solar, 2022)

Panel Solar 545W Ja Solar Mono PERC



168,80€ SIN IVA 139,50 € ★★★★★
12 Opiniones

Envío: **Gratis** en compras superiores a 3.500€ o más de 31 paneles

Entrega: **Recíbelo el martes 21 de mayo en pedidos antes de las 15h**

Fabricante: Ja Solar | Cod. Artículo: 1002324

Cantidad:

Financiación: [Calcular cuota](#)

Paypal: Paga en 3 plazos de 56,27€ sin intereses con **PayPal** 0% TAE. [Más información](#)

AÑADIR AL CARRITO **COMPRAR**

Figura 27. Precio de la Ja Solar Mono Perc. (Autosolar, s.f.)

3.4.5 Inversor

Existen dos principales opciones en relación con el inversor. Cada módulo fotovoltaico puede llevar incorporado un microinversor, pero no es rentable en instalaciones de mucha potencia, está pensado para instalaciones pequeñas, además la Ja Solar Mono PERC no cuenta con este microinversor.

Una mejor opción es un inversor con una potencia acorde a la instalada, que cuente con diversos MPPTs que nos permitan aumentar la eficiencia del conjunto de módulos instalados.

Como nuestra instalación tendrá, en principio, un estimado de unos 54/55 kWp se escoge un inversor de 60kW.

Entonces se buscarán en el mercado diferentes inversores con una potencia de 60kW, de los cuales se analizarán las siguientes características:

- **Tensión entrada máxima (V):** Voltaje máximo que puede soportar el inversor proveniente de los módulos fotovoltaicos.
- **Tensión entrada mínima (V):** Voltaje mínimo que requiere el inversor para funcionar correctamente.
- **Potencia nominal (W):** Potencia máxima que puede proporcionar el inversor de manera continua.
- **Rendimiento máximo (%):** Eficiencia con la que convierte la energía solar en energía utilizable.
- **Rendimiento Europeo (%):** Lo mismo que el anterior pero calculado según estándares europeos.
- **Nº de MPPT:** Número de Maximum Power Point Tracker o Seguidor de Punto de Máxima Potencia, que es una tecnología que permite al inversor ajustar el punto de operación de los módulos para maximizar la producción de energía.
- **Entradas por MPPT:** Número de entradas de paneles solares que se pueden conectar a cada MPPT.
- **Intensidad máxima por MPPT (A):** Corriente máxima que puede manejar cada MPPT.
- **Precio (€):** Precio del inversor.

Se ha realizado la comparación entre tres inversores de 60 kWh: **Solis S5 60kW**, **GROWATT 60kW MAX-60KTL3-LV** y el **KOSTAL PIKO CI 60**

Tabla 7. Comparativa inversores de 60kW.

Inversores 60kW	Inversor Trifásico Solis S5 60kW	Inversor GROWATT 60kW MAX-60KTL3-LV (AFCI)	Inversor Solar Trifásico KOSTAL PIKO CI 60 - 60 KW
Tensión de entrada máx. (V)	1100	1100	1100
Tensión de entrada min. (V)	195	250	200
Potencia nominal CA (W)	60000	60000	60000
Rendimiento máximo	98.7	98.8	98.3
Rendimiento Europeo	98.2	98.4	98.1
Nº de MPPT	5	6	4
Entradas por MPPT	2	2	2
Intensidad de entrada máx. por MPPT (A)	32	26	39
Precio (€)	3.194,70	3.234,00	4.439,85

Para esta instalación es seleccionado el GROWATT MAX-60KTL3-LV, que teniendo un precio muy similar al Solis S5 tiene un seguidor MPPT más, lo que nos permitirá conseguir una mayor eficiencia en la instalación. Además, el GROWATT presenta un rendimiento muy bueno, superior a los demás, la única desventaja que presenta es que la intensidad máxima por MPPT será mayor, pero en principio no tiene que afectar de manera significativa a la instalación.

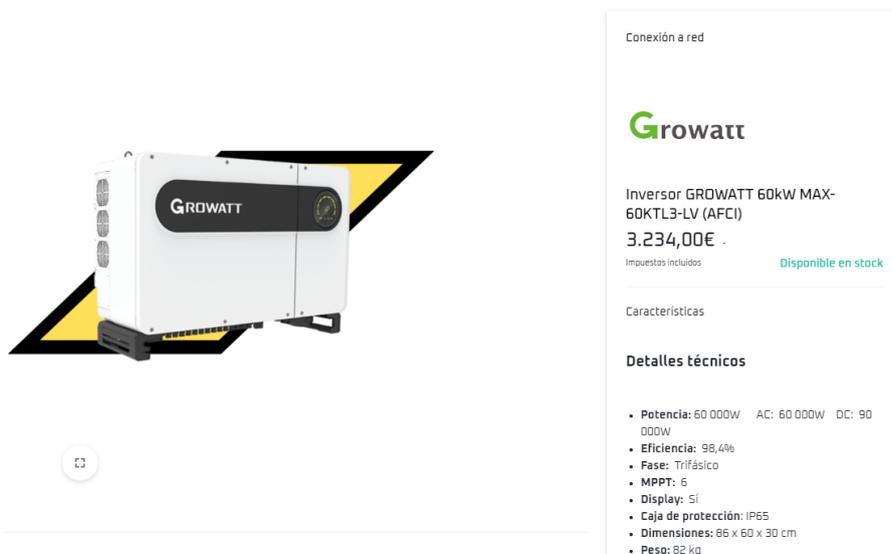


Figura 28. Inversor Growatt 60kW. (Efecto Solar, s.f.)

Como se ha visto en la tabla, este inversor cuenta con 6 MPTTs. Esto nos permitirá obtener una mayor eficiencia a la hora de regular el punto de funcionamiento de nuestra instalación, haciendo que cada cadena se pueda regular independientemente para obtener el mejor rendimiento. El voltaje nominal de este inversor es de 585 V según la ficha técnica.

4. SOLUCIÓN ADOPTADA

Este apartado se centrará en el desarrollo de la instalación y cálculo de la cantidad y tipo de componentes utilizados, así como la distribución de estos, todo esto tras haber realizado el estudio del apartado anterior. La solución adoptada se centrará en buscar el mayor rendimiento con el menor costo posible, siempre garantizando la seguridad de las personas y el debido cumplimiento de las normas. En los próximos apartados se justificará con los cálculos correspondientes las decisiones finales tomadas, cumpliendo con los requisitos impuestos por la empresa.

Esta solución establecerá una instalación fotovoltaica sostenible, rentable y técnicamente viable, que proporcionará a Enagás un ahorro económico, así como un mejor balance en emisiones de carbono, acercándola así a su objetivo de ser una empresa neutra en emisiones de carbono en el año 2040.

4.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS

Una distribución adecuada de los módulos permitirá un correcto funcionamiento del inversor, así como un mejor rendimiento gracias a la distribución de paneles en los MPPTs. Para ello se busca una distribución que se acerque a los 54/55 kWp que se han establecido, al voltaje de funcionamiento del inversor, que en este caso son **585V**, y que no supere los **96A** de salida, que es la corriente máxima que admite el inversor.

Para ello se calculará el voltaje máximo de MPPT de los módulos la $ISC_{Tmáx}$, siendo:

- $ISC_{Tmáx} = ISC * (1 + (T_{ubicación,max} - T_{funcionamiento}) * Coef_{perd.temp})$
- $VMPPT_{máx} = Voc * (1 + (T_{ubicación,max} - T_{funcionamiento}) * Coef_{perd.temp})$

Una vez calculados estos dos parámetros se pueden obtener los siguientes:

- $N_{módulos\ máx} = V_{entrada.máx} / V_{circuito\ abierto\ módulos}$
- $N_{módulos\ min} = Voltaje\ mínimo\ MPP / Voltaje\ máximo\ MPP$
- $N_{cadena\ máx} = (I_{DC\ máx} * N_{MPPT}) / ISC_{Tmax}$

Con los conceptos ya definidos se procede a realizar los cálculos.

Primero se calcula tanto el Voltaje máximo MPP y el $ISC_{Táx}$.

$$Voltaje\ máximo\ MPP = 49,75V * (1 + (30^{\circ}C - 25^{\circ}C) * (-\frac{0,275}{100})) = 49\ V$$

$$ISC_{Tmáx} = 13,93A * \left(1 + (30^{\circ}C - 25^{\circ}C) * \left(\frac{0,045}{100}\right)\right) = 13.97A$$

Con estos dos cálculos realizados se procede a realizar el resto de los cálculos (el redondeo dependerá del tipo de limitación):

$$N_{\text{módulos máx}} = \frac{1100V}{49,75V} = 22,11 \approx 22$$

$$N_{\text{módulos min}} = \frac{250V}{49V} = 5,1 \approx 6$$

$$N_{\text{cadenas máx}} = \frac{26 * 6}{13,97} = 11,1 \approx 11$$

Con estas características se pueden considerar las siguientes combinaciones:

Tabla 8. Posibles configuraciones de módulos y cadenas.

Config	Nº Módulos /Cadena	Nº Cadenas	Voc(V)	Vmpp (V)	Impp (A)	Pi (Wp)	Nº Paneles
1	18	6	895,5	752,4	83,58	58.860	108
2	17	6	845,75	710,6	83,58	55.590	102
3	16	6	796	668,8	83,58	52.320	96
4	15	6	746,25	627	83,58	49.050	90
5	16	7	796	668,8	97,51	61.040	112
6	15	7	746,25	627	97,51	57.225	105
7	14	7	696,5	585,2	97,51	53.410	98
8	13	7	646,75	543,4	97,51	49.595	91

Se ha añadido también la restricción de que como mínimo nuestra distribución contará con 6 cadenas, para que exista al menos una por MPPT.

Las opciones que cuentan con 7 cadenas quedan descartadas directamente, pues todas estas tendrán una Impp(A) mayor que 96^a, que es la corriente de entrada máxima del inversor. De entre las opciones que nos quedan se descarte la configuración 1, pues, aunque su Vmpp(V) es inferior al máximo, que son 1000V, el voltaje nominal del inversor es de 585V, por lo que se pierde algo de rendimiento. Entre los dos restantes se escoge la configuración 2, que se acerca a la potencia calculada teóricamente, aunque su Vmpp(V) es de 710,6V.

Por lo que la potencia final de la instalación será de 55,590kWp, distribuidos en 6 cadenas de 17 módulos cada una.

4.2 SIMULACIÓN PVSYS

Una vez se ha determinado tanto la distribución como los componentes principales que formarán la instalación fotovoltaica se ha simulado utilizando el software PVSYS.

Este es un software que permite simular los posibles resultados que se obtendrán con una configuración determinada, permitiendo seleccionar valores como la inclinación o el acimut, además de contar con un gran catálogo de módulos fotovoltaicos e inversores. Gracias a este podemos simular con cierta precisión la instalación, y obtener valores de producción aproximados, además de permitir introducir la demanda actual, para así poder calcular con precisión los posibles excedentes que se generen.

Para la simulación se ha realizado se han utilizado los valores calculados anteriormente, así como la ubicación exacta de la estación de compresión de gas, así como la demanda anual horaria de 2023 cedida por la empresa, arrojando el siguiente diagrama:

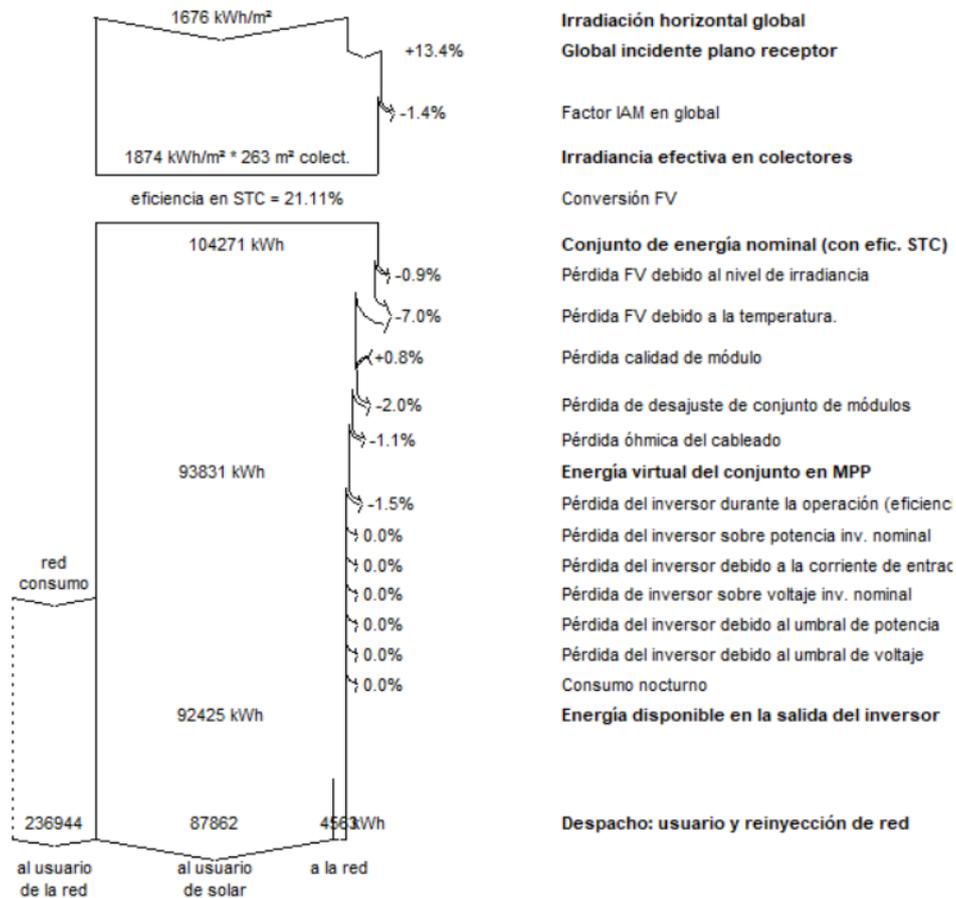


Figura 29. Diagrama de pérdidas simulado con PVSYS.

Este es el diagrama de pérdidas generado por el PVSYS. En este se puede ver el desglose de pérdidas que tendrán los módulos, el inversor y el cableado intrínseco a estos, esta simulación no tendría en

cuenta las pérdidas por el cableado que une a estos. En este se puede ver como al usuario se inyectan 87862 kWh, que implica un 27% del consumo total. En términos de ahorro energético es algo diferentes, pues el consumo diurno anual es de 15.7549 kWh, que es el que verdaderamente se puede reducir. Esto implicaría que la instalación dimensionada reduciría el consumo en un 55,7%, esto teniendo en cuenta que los excedentes son de 4.563 kWh, un 4,9% del total generado por la instalación.

Para conseguir este resultado hay que asegurarse de que ninguna sombra es proyectada en nuestros módulos, reduciendo así la producción. Esto es lo que se va a analizar en los siguientes puntos.

4.3 ANÁLISIS DE SOMBRAS Y SEPARACIÓN DE CADENAS

Una vez que se ha dimensionado la potencia y se ha seleccionado la distribución de los módulos fotovoltaicos en sus respectivos strings hay que estudiar su ubicación dentro de la propia parcela.

Las sombras que pueden aparecer en nuestros módulos, sin contar las que dependan del clima, son: las sombras que se pueden generar de una cadena a otra y las sombras que pueden proyectar edificaciones cercanas, por ello se escogerá, dentro de las limitaciones, una ubicación donde haya la menor cantidad de sombra proyectada.

Como se ha mencionado en el apartado de la ubicación, la instalación fotovoltaica se ubicará en la porción de terreno en desuso, lo más próxima a las arquetas por donde se distribuirá el cableado.

4.3.1 Análisis de elementos cercanos a la ubicación final

El terreno donde se pretende ubicar la instalación no cuenta con muchas edificaciones cercanas. Cuenta con una pequeña construcción cercana basada en un muro de 1,5m de altura y dos torres de venteo de 7m de altura.



Figura 30. Visión satelital de la ubicación de la instalación fotovoltaica. (Google, s.f.)

En la imagen se aprecia como ambos elementos están ubicados al norte de las posibles ubicaciones que tendrá la instalación, por lo que no es posible que proyecten ningún tipo de sombra sobre la misma, por lo que no se tiene en cuenta.



Figura 31. Visión 3D de la ubicación de la instalación fotovoltaica y posición de la arqueta. (Google, s.f.)

Habría que tener en cuenta que para utilizar la menor cantidad de cableado nuestra instalación se debe situar próxima a la arqueta (que se puede observar señalada en rojo), y como hemos determinado que los elementos que rodean a esta no proyectan sombra en ningún caso, la instalación se ubicará al lado de la arqueta. Se representará en planos en apartados siguientes.

4.3.2 Selección de soporte separación de las cadenas de módulos

El cálculo de la separación de los paneles es indispensable a la hora de obtener el mayor rendimiento en nuestra instalación. Una correcta separación entre módulos evitará que se proyecten sombras los unos en los otros.

En primer lugar, se seleccionará un soporte que cumpla con los requisitos de la instalación. Los requisitos que afectan a la selección de soporte son:

- **Tamaño del módulo:** El módulo seleccionado cuenta con unas dimensiones de 2278mmx1134mmx30mm, por lo que el soporte debe permitir tamaños iguales o superiores a los del módulo seleccionado.
- **Inclinación:** El soporte debe permitir una inclinación de 50°.
- **Lugar de instalación:** En este caso se instalará en suelo, no en cubierta, por lo que se debe encontrar un soporte que permita la instalación en suelo.

Teniendo estos valores presentes, el soporte que mejor se adapta al diseño es el **Sunfer 14.1V**, el cual permite la instalación de módulos de 2279mmx1150mm de 30-40mm de espesor en ángulos de entre 30° y 50°. Además, este permite la instalación en suelo, por lo que cumple con todos los requisitos establecidos.



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo	1	2	3	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	

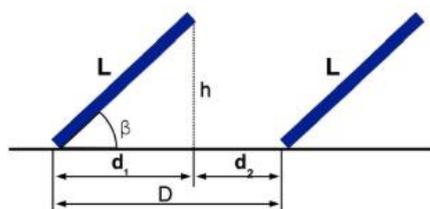
Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

Figura 32. Soporte para módulos fotovoltaicos Sunfer 14.1V. (Sunfer, 2023)

Una vez seleccionado el soporte se realizará el cálculo de la distancia entre cadenas. Este cálculo se realizará para la inclinación de diseño, en este caso 50º, y teniendo en cuenta que la instalación se sitúa en una latitud de -0,45782. También se tendrá en cuenta que la altura a la que se ubica el panel aumenta unos centímetros si tenemos en cuenta el soporte, por lo que aumentaremos arbitrariamente 5 cm en los cálculos para asegurarnos que no se proyecta sombra. Para calcular el valor del largo del módulo teniendo en cuenta la altura adicional utilizaremos:

$$2278mm + \frac{50}{\text{sen}(50)} = 2343,27mm$$

Para calcular la separación necesaria haremos uso de las siguientes fórmulas:



$$d_1 = L \cdot \cos(\beta)$$

$$d_2 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

$$h = L \cdot \sin(\beta)$$

Figura 33. Ecuaciones para el cálculo de la separación de cadenas. (monsolar, s.f.)

Siendo:

$$d_1 = 2343,27mm * \cos(50) = 1506,23mm$$

$$h = 2343,27 * \text{sen}(50) = 1795,04mm$$

$$d_2 = \frac{1795,04mm}{\tan(61^\circ + 0,45782)} = 976,34mm$$

$$D = 1506,23mm + 976,34mm = 2482,58mm$$

Las cadenas se posicionarán de tal forma que la mínima separación entre estas sea de 2482,58mm, asegurando así que no se proyectan sombras entre estas.

4.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Una parte esencial de una instalación fotovoltaica es la instalación eléctrica. Esta debe seguir las regulaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y cumplir con ciertos criterios que aseguren su debido funcionamiento y seguridad.

En primer lugar, ha seleccionado la ubicación del inversor, teniendo en cuenta diferentes factores. Para ello se ha tenido en cuenta dos opciones principales:

- **Opción 1:** Situar el inversor próximo a los módulos fotovoltaicos:

Esta solución permite tener una menor cantidad de pérdidas, pues el tramo de mayor longitud será entre el inversor y el cuadro de baja tensión, por donde circulará corriente alterna. También que al situar el inversor próximo a los módulos permite una mayor facilidad a la hora de realizar la instalación eléctrica, pues será solo un cable de tres fases el que tendrá que circular por las arquetas, y no el conjunto de cables monofásicos provenientes de los módulos.

- **Opción 2:** Situar el inversor próximo al cuadro de baja tensión:

Esta opción permite ubicar el inversor en una ubicación segura, pues se podrá instalar en la propia caseta donde se ubican el cuadro de BT.

La opción 1 presenta claramente mejores ventajas, aunque cuenta con la desventaja de quedar desprotegido, pues no existe caseta instalada previamente. Aun así, se optará por esta opción, pues las ventajas que presenta son mucho mayores al problema que presenta construir una pequeña caseta donde albergar el inversor.

4.4.1 Particularidades de la atmósfera potencialmente explosiva

El proyecto, como se ha mencionado, está ubicado en una estación de compresión de gas natural, por lo que depende el caso se tendrán que tomar medidas especiales.

En este caso, se ha contactado con la empresa, la cual ha dicho que ninguna zona de exterior está clasificada como atmósfera potencialmente explosiva, pero para este proyecto se ha decidido

dimensionar la instalación tomándola como la atmósfera potencialmente explosiva menos exigente, para ir siempre del lado de la seguridad.

Para ello primeramente hay que tener consciencia del tipo de atmósfera con el que se va a tratar y clasificarla adecuadamente. En este caso, aun siendo una instalación de compresión de gas nunca será la norma que se produzca la formación de la atmósfera explosiva en condiciones normales, por lo cual adquirirá la clasificación de Clase I, específicamente Zona 2, como se sugiere en las figuras 37.

Clase I: Comprende los emplazamientos en los que hay o puede haber gases, vapores o nieblas en cantidad suficiente para producir atmósferas explosivas o inflamables; se incluyen en esta clase los lugares en los que hay o puede haber líquidos inflamables.

Clase II: Comprende los emplazamientos en los que hay o puede haber polvo inflamable

Zona 0: Emplazamiento en el que la atmósfera explosiva constituida por una mezcla de aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor, o niebla, está presente de modo permanente, o por un espacio de tiempo prolongado, o frecuentemente.

Zona 1: Emplazamiento en el que cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación ocasional de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla.

Zona 2: Emplazamiento en el que no cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla o, en la que, en caso de formarse, dicha atmósfera explosiva sólo subsiste por espacios de tiempo muy breves.

Figura 34. Clases y zonas relacionadas con las atmósferas ATEX. (IC-BT-29, 2019)

En este proyecto se obviará la parte de la prevención de esta atmósfera explosiva, porque se entiende que la empresa ya se ha encargado de esto y que ya cuenta con los mecanismos adecuados para prevenir y controlar la posible formación de estas atmósferas.

En cuanto al cableado, según la ITC-BT-29: Los cables para el resto de las instalaciones tendrán una tensión mínima asignada de 450/750 V. Las entradas de los cables y de los tubos a los aparatos eléctricos se realizarán de acuerdo con el modo de protección previsto. Los orificios de los equipos eléctricos para entradas de cables o tubos que no se utilicen deberán cerrarse mediante piezas acordes con el modo de protección de que vayan dotados dichos equipos. (ITC-BT-29).

Además, se especifica que la intensidad admisible en los conductores se deberá disminuir un **15%** respecto del valor convenciones, y que los cables de más de 5m deberán ir protegidos contra sobrecargas y cortocircuitos.

La regulación en cuanto a canalizaciones asumimos que la empresa ya la ha tenido en cuenta a la hora de realizar las arquetas, por lo que no se tratará en este proyecto.

También se ha de tener en cuenta que el conjunto de la instalación se debe realizar con equipo que disponga de un modo de protección correspondiente, en este caso, para gases.

Por tanto, la selección de materiales se realizará según la norma UNE-EN 60079-14, teniendo en cuenta que la categoría de los equipos podrá ser la Categoría 1, 2 y 3, como indica la tabla 7.

Categoría del equipo	Zonas en que se admiten
Categoría 1	0, 1 y 2
Categoría 2	1 y 2
Categoría 3	2

Tabla 9. Zonas que se admiten en cada categoría. (IC-BT-29, 2019)

4.4.2 Material conductor

Los materiales habitualmente utilizados en instalaciones eléctricas son el cobre y el aluminio.

El cobre es el principal elemento utilizado como conductor en las instalaciones, debido principalmente a su resistencia mecánica y su resistencia a la corrosión, lo que le provee de una larga vida útil. El aluminio se corroe con facilidad en contacto con el oxígeno, dificultando la conducción eléctrica en las conexiones, pero por otra parte es mucho más ligero, aunque presenta una resistividad 1,64 veces mayor que la del cobre.

Para esta instalación se utilizará el cobre, pues como se ha mencionado tiene mejor resistencia a la corrosión, y en este caso como la instalación se hará mediante arquetas en el suelo el peso no es un factor que condicione en gran medida, además de que el cobre presenta mejor conductividad que el aluminio. En adición, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA menciona: “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” (IDAE, 2011)

4.4.3 Material aislante

Los aislantes eléctricos en los cables se colocan alrededor de los conductores para impedir la circulación de corriente fuera de estos. Los aislantes más comunes son los termoplásticos y los termoestables.

Los termoplásticos son materiales que pierden su resistencia mecánica al calentarse, reblandeciéndose y fluyendo. El termoplástico más utilizado es el Cloruro de polivinilo o “PVC”.

Los termoestables son materiales plásticos que después de su aplicación forman enlaces transversales entre las moléculas de los polímeros, lo que estabiliza el material, evitando su fusión o deformación al aumentar la temperatura. El termoestable más utilizado es el polietileno reticulado o “XLPE”.

En esta ocasión, como se trata de una estación de compresión de gas y se ha decidido dimensionar como ATEX, se optará por cubierta de XLPE.

4.4.4 Sección del conductor

Una vez que los materiales del cableado han sido seleccionados se procede al dimensionamiento de la sección de estos mediante dos claros criterios:

- **Criterio térmico:** Obedece a la idea de que, en funcionamiento normal, el conductor no debe superar cierta temperatura.
- **Criterio de caída de tensión:** la caída de tensión en las líneas no debe superar un valor establecido.

En esta instalación fotovoltaica se puede diferenciar en dos tramos: el **Tramo 1**, el referente a el par de cadenas más cercanas al inversor; el **Tramo 2**, correspondiente al par de cadenas de módulos intermedias hasta el inversor; el **Tramo 3**, el correspondiente al último par de cadenas hasta el inversor y el **Tramo 4**, que va desde el inversor hasta el cuadro de baja tensión. Estos tramos tienen las siguientes medidas:

- **Tramo 1:** 26,54m
- **Tramo 2:** 30,53m
- **Tramo 3:** 34,52m
- **Tramo 4:** 360m

4.4.4.1 Criterio térmico

El dimensionamiento de conductores por criterio térmico obedece a la idea de que, en funcionamiento normal, el conductor no debe superar una cierta temperatura. La forma práctica de proceder consiste en recurrir a condiciones normalizadas de instalación, para las cuales existen tablas que proporcionan la intensidad admisible en función de la sección del conductor y el tipo de aislante utilizado.

Para la instalación, y siguiendo con el REBT, se utilizará una intensidad del 125% de la intensidad nominal, quedando:

$$I_B = 1,25 * I_N$$

Siendo:

- I_B : Corriente de diseño (A).
- I_N : Corriente nominal (A).

Para realizar el cálculo de los coeficientes se utilizará la norma UNE-HD 60364-5-52, así como sus métodos de instalación recogidos en esta.

La instalación de este tramo X se llevará a cabo en arquetas, correspondiente al método de instalación B1, conductores aislados o cables unipolares en tubo empotrado, como se ve en la imagen:



Figura 35 Interior de las arquetas.

Para realizar el cálculo se hará uso de las tablas recogidas en la norma mencionada anteriormente y utilizando la siguiente expresión:

$$I_z = I_{Tabla\ C52.2} * K_T * K_A$$

Siendo:

- I_z : Intensidad máxima soportada por el cable.
- $I_{Tabla\ C52.2}$: Valor obtenido de la tabla C52.2
- K_T : Coeficiente de corrección por temperatura ambiente.
- K_A : Coeficiente de corrección por agrupamiento de circuitos.

Como se ha estudiado en apartados anteriores, la temperatura máxima media es de 30°C, aunque utilizaremos 40°C, pues esta es la temperatura máxima de un día. Como temperatura del terreno asumiremos 25°.

Comenzaremos este dimensionamiento térmico con el **Tramo 4**, que en principio es el que necesitará mayor sección de cableado. La corriente de diseño de este tramo será de 104,475 A. Para el cálculo de los coeficientes hacemos uso de la ya mencionada norma técnica UNE-HD 60364-5-52. En nuestro caso el método de instalación como se ha mencionado será el B1, y el cableado serán cuatro cables unipolares de cobre con recubrimiento de XLPE, correspondiendo en la tabla a 2XLPE. Para estas características y para poder soportar una intensidad de alrededor de 104,475 A escogeremos una sección de **35mm²**, que soporta intensidades de hasta 158 A, pero como nos encontramos en una atmósfera potencialmente explosiva esta intensidad se verá reducida en un 15%, por lo que soportará 134,3A. La opción inmediatamente anterior, de **mm²** soportaría a priori 127 A, lo que a criterio propio se ha decidido que es un límite muy pequeño. Ahora tendremos en cuenta los dos coeficientes. El factor K_A se obtiene de la tabla 52.17, y sabiendo que a priori por el conducto circulará un cable unipolar de 35mm² por el que circularán las tres fases. Sabiendo que solo hay un solo cable, el factor $K_A = 1$ (se ha decidido que cada cable unipolar circule por una sección de la arqueta). Para el factor K_T nos dirigiremos a la tabla 52.14, y sabiendo que el aislante es XLPE y la temperatura ambiente son 40° sabemos que $K_T = 0,91$.

Por lo que con estos coeficientes calculados la intensidad admisible será de 122,213 A, que es superior a la corriente que circulará por este tramo.

Para los **Tramos 1, 2 y 3** se tomará una intensidad de 17,4125 A, equivalente al ya mencionado 125% de la nominal. Se utiliza la misma norma que el apartado anterior, así como el recubrimiento de 2XLPE. En este caso el método de instalación será el D2, es decir, se entierran los conductores a una profundidad de 0,7m. En cuanto a la sección del conductor, los propios módulos fotovoltaicos ya cuentan con cableado para conectarlos entre sí. Según la ficha técnica este conductor tiene una sección de 4mm^2 , por lo que la sección mínima del nuevo cableado será igual que esta.

Se comprueba que esta sección cumple el criterio térmico, teniendo en cuenta que la instalación se realiza en una atmósfera explosiva, por lo que los conductores con esta sección tendrán una intensidad admisible de 33,15A. Una vez seleccionada esta sección se establecen los factores de corrección: $K_A=1$, pues cada cadena contará con su propio cable multipolar correspondiente; $K_T = 0,91$, pues al igual que en el caso anterior, se toma una temperatura de 40°C. Como estos conductores irán enterrados hay que tener en cuenta el factor de corrección para temperaturas ambientes en el terreno. En este caso una temperatura de 40°C en el terreno con conductores recubiertos de XLPE arroja una $K_p = 0,85$, por lo que el factor de corrección final será de **0,77835**, y el conductor soportará una intensidad de 25,8A, que sigue siendo superior a los 17,41 A originales.

Teniendo en cuenta estos factores de corrección, la sección de 4mm^2 de cobre recubierto con XLPE soportará una intensidad de 25,8 A, la cual es mayor al 125% de la intensidad nominal prevista, por lo que este será el conductor utilizado salvo que no cumpla con el criterio a caída de tensión.

4.4.4.2 Criterio de caída de tensión

El criterio de caída de tensión asegura unas caídas inferiores a un límite establecido. Esta varía según diversos factores, y el único que podemos controlar es la sección del cable, por ello se dimensionará de tal forma que la caída de tensión no supere los siguientes valores:

- **Tramos 1, 2 y 3:** 0,5%.
- **Tramo 4:** 1,5%.

Cabe recalcar que según el REBT la caída de tensión entre un generador y el punto de conexión a la Red será, como máximo, de 1,5%.

La caída de tensión se obtiene de:

$$S = \frac{100 * \rho * L * P}{\varepsilon * U_n^2}$$

Siendo:

- S : Sección del conductor en mm^2 .
- ρ : Resistividad del material conductor en $\Omega * \text{mm}^2 / \text{m}$.
- L : Longitud de los conductores en m.
- P : Potencia en W.
- ε : Caída de tensión en %.
- U_n : Tensión nominal en V.

La ρ será de $0,02198\Omega * mm^2/m$ que es la que corresponde al cobre a $90^\circ C$. Se utiliza este valor pues es esta temperatura es la máxima soportada por el XLPE.

Esta expresión solo aplica a conductores trifásicos, la expresión que aplica para conductores monofásicos es de la forma:

$$S = \frac{200 * \rho * L * P}{\varepsilon * U_{fn}^2}$$

Siendo U_{fn} la tensión de fas en V.

Si se aplican estos dos criterios a los diferentes tramos expuestos queda la siguiente tabla:

TRAMO	LONGITUD(M)	SECCIÓN CALCULADA (mm^2)	SECCIÓN NORMALIZADA (mm^2)	CAIDA DE TENSIÓN (%)
Tramo 1 continúa	26,54m	4,28	6	0,3567
Tramo 2 continúa	30,53m	4,9	6	0,4104
Tramo 3 continúa	34,52m	5,56	6	0,464
Tramo 4 alterna	360m	58,07	70	1,245
Tamo 4 alterna acumulando	360m	87,11	95	0,91

Tabla 10. Secciones de conductor calculadas para diferentes criterios.

El REBT no deja claro si la caída de tensión del 1,5% tiene que ser desde el generador hasta el cuadro o desde el inversor hasta el cuadro de baja tensión, por lo que se calculan ambos.

En este proyecto se utilizará la sección de $95mm^2$, pues existe espacio disponible y, aunque el precio sea mayor, nos aseguramos de contar con una caída de tensión final menor.

Si se comparan las secciones dimensionadas por ambos criterios se obtiene la siguiente tabla:

TRAMO	SECCIOÓN SEGÚN CRITERIO TÉRMICO (mm^2)	SECCIÓN SEGÚN CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN (mm^2)	SECCIÓN SELECCIONADA FINAL (mm^2)
Tramo 1	4	6	6
Tramo 2	4	6	6
Tramo 3	4	6	6
Tramo 4	35	95	95

Tabla 11. Sección de conductor final seleccionada.

Finalmente, los conductores escogidos serán:

- **Tramo 1, 2 y 3:** Cable multipolar de cobre RV-K con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC de $6 mm^2$ de sección.
- **Tramo 4:** Cable unipolar RV-K de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y de sección $95mm^2$. (Se utilizarán 4, uno por fase y el neutro).

4.4.5 Puesta a tierra de la instalación

El diseño de una instalación es necesario estimar el valor de la resistencia de puesta a tierra, tanto por la seguridad personal como la seguridad de los equipos. Esta puesta a tierra se dimensiona siguiendo las indicaciones del ITC-BT del REBT, el cual se detallará a continuación:

En una instalación eléctrica con el neutro puesto a tierra, si se produce un fallo de aislamiento en una masa no conectada a tierra, la masa queda a una tensión respecto de tierra igual a la tensión fase-

neuro. Si la masa está conectada a tierra, el fallo de aislamiento genera una corriente de defecto $I_d = \frac{U_{fN}}{R_A + R_B + R_d}$. La corriente de defecto máxima se da para una resistencia de defecto (R_d) nula. Por lo que finalmente se llega más adopta el valor de:

$$V_{c,m\acute{a}x} = R_a * I_d$$

La tensión de contacto máxima se establece en 24V y para estimar la corriente de defecto se establece un interruptor diferencial con una corriente nominal de 300 mA, por lo que la corriente de defecto será $I_d = 300mA$. Quedando así:

$$R_a = \frac{V_{c,m\acute{a}x}}{I_d} = \frac{24V}{0,3A} = 80\Omega$$

Para la puesta a tierra se utilizarán picas verticales. El dimensionamiento de estas picas viene dado por:

$$R_{pat,adm} = \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

- $R_{pat,adm}$: Resistencia de puesta a tierra máxima (Ω).
- ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)
- L : Longitud de la pica (m)

Para la medición de la resistividad del terreno se pueden utilizar tablas que ayudan a tener una idea aproximada, pero en este caso se ha optado por acudir directamente a la ubicación de la instalación y realizar la medición con un telurómetro, realizando diversas medidas, arrojando una media de 2530 $\Omega \cdot m$.



Figura 36. Telurómetro utilizado para medir la resistividad del terreno.

Sustituyendo los valores queda:

$$L = \frac{2530\Omega * m}{80\Omega} = 31,625m$$

La longitud de la pica calculada es desproporcionada, por lo que se optará por utilizar varias picas puestas en paralelo, las cuales funcionan de la siguiente forma:

$$\frac{1}{R_{pat}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + \dots$$

Teniendo esto establecemos un primer criterio de una pica por cada string o cadena, teniendo entonces 6 picas, quedando:

$$\frac{1}{R_{pat}} = \frac{6}{R}$$

Siendo:

$$R = \frac{2530\Omega}{L}$$

Por lo que despejando tenemos:

$$80\Omega = \frac{2530\Omega}{L * 6}$$

Quedando $L = 5,27m$. Como es un valor muy grande se opta por poner 8 picas, las cuales darán una longitud de $L = 3,95$. Por lo que se utilizarán 8 picas de 4m en paralelo, quedando $R_{pat} = 79,06 \Omega$. El diámetro de estas picas será de 20mm para permitir un mejor flujo de corriente de defecto.

Este valor es muy ajustado, por lo que se ha decidido instalar dos picas más para aumentar el margen de seguridad. Estas picas continuaran siendo de 4 m de longitud, por lo que $R_{pat} = 63,5\Omega$.

Los conductores de protección son aquellos que aseguran la conexión de las masas con el conductor a tierra. El dimensionamiento de estos conductores se rige por la siguiente tabla:

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE FASE O POLARES DE LA INSTALACIÓN $S (mm^2)$	SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN $S_p (mm^2)$
$S < 16$	$S_p = S$
$16 < S < 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 12. Secciones mínimas de los conductores de protección. (José Roger Folch, 2021)

En este caso las líneas que unen los módulos con el inversor cuentan con un cableado de sección $6mm^2$, por lo que estaremos en el primer caso y las secciones de los conductores de protección contarán con la misma sección.

Por último, se escogerán los conductores de tierra o líneas de enlace con tierra, los cuales son conductores que unen el electrodo o conjunto de estos con el borne principal de tierra. Estos se dimensionarán según los criterios de esta tabla:

TIPO	PROTEGIDO MECÁNICAMENTE	NO PROTEGIDO MECÁNICAMENTE
Protegido contra la corrosión	La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección	16 mm ² cobre 16 mm ² acero galvanizado
No protegido contra la corrosión	25mm ² cobre 25mm ² hierro	

Tabla 13. Secciones mínimas convencionales para los conductores de tierra. (José Roger Folch, 2021)

Se escogerá un conductor de 25mm² de cobre no protegido contra la corrosión.

Con esta instalación de puesta a tierra hemos conseguido proteger nuestra instalación de posibles apariciones de diferencias de potencial.

En cuanto a la puesta a tierra del neutro, la Idea afirma lo siguiente:

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. (IDAE, 2011). Por lo cual se asume que la puesta a tierra del neutro corresponde a la empresa distribuidora.

4.4.6 Cálculo de protecciones frente a sobreintensidades y sobretensiones

Durante la explotación de cualquier instalación suelen producirse, de forma esporádica, averías u otras circunstancias que provocan que las corrientes o tensiones en la instalación, o en parte de esta, sean mayores que las que se tomaron como punto de partida para el diseño. Por ello es necesario que exista algún sistema de protección que las detecte y actúe, evitando que la parte de la instalación afectada sufra daños.

La instalación eléctrica se divide en dos tramos: el primero de corriente continua, que va desde los módulos hasta el inversor y el segundo, en corriente alterna, que va desde el inversor hasta el cuadro de BT. En el primer tramo se hará uso de fusibles que protegerán contra sobrecargas, pues el propio inversor ya cuenta con protecciones internas que protegen al circuito de sobretensiones. En el segundo tramo se instalará tanto un interruptor magnetotérmico como un interruptor diferencial.

4.4.6.1 Protecciones del tramo en continua

Las protecciones seleccionadas seguirán la norma UNE-HD 60364,4-43 que establece que un dispositivo de protección protege de modo efectivo a un conductor si se verifican las dos condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z$$

Siendo:

- I_B : Intensidad de ajuste del relé térmico o disparador del dispositivo de protección.
- I_n : Intensidad convencional de disparo o intensidad de ajuste del dispositivo de protección.
- I_2 : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección
- I_z : Intensidad máxima admisible por el conductor.

Añadir, que si se protege utilizando fusibles que cumplan la norma UNE-HD 60269, como será el caso, tendremos que $I_2 = 1,6 * I_n$.

Aplicando las expresiones descritas anteriormente:

$$13,93A \leq I_n \leq 49,14A$$

$$I_n \leq 44,54A$$

Por lo tanto, el fusible se dimensionará de tal forma que:

$$13,93A \leq I_n \leq 44,54A$$

Buscaremos un fusible por cada string con las características descritas y que este normalizado según UNE-EN 60898.

En el proyecto se va a utilizar el fusible C-1 Clase gG CRADY (de 63 a 250 A), que cumple con las características demandadas.

4.4.6.2 Protecciones del tramo en alterna

Este tramo no cuenta con las protecciones del propio inversor, por lo que se instalará tanto un interruptor magnetotérmico como uno diferencial. Estas protecciones brindarán seguridad frente a sobrecargas, sobretensiones y corrientes de defecto.

Se comienza con el dimensionamiento del interruptor magnetotérmico:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z$$

La parte que hace referencia a la protección contra sobrecargas se dimensiona igual que la parte en continua, exceptuando que según la norma UNE-EN 60898 tendremos que $I_2 = 1,45 * I_n$.

Por lo que sustituyendo:

$$83,58A \leq I_n \leq 178,36A$$

Como el interruptor magnetotérmico protege también contra cortocircuitos lo dimensionaremos para cumplir con los requisitos:

- $Poder\ de\ corte > I_{cc,máx}$
- $I_{cc,min} > I_a$
- $I_{cc,máx} < I_b$

Siendo I_b la intensidad que corresponde al $(I^2t)_{adm}$ del conductor determinada sobre la característica del I^2t del interruptor automático, con $(I^2t)_{adm} = (KS)^2$ donde K es una constante que depende del material conductor y del tipo de aislante y S es la sección del cable en mm^2 .

Para calcular $I_{cc,máx}$ utilizamos:

$$S_k = \sqrt{3} * U * I_{cc,máx}$$

Siendo $S_k 1,25 * 55.590W = 69.487,5W$.

$$69.487,5W = \sqrt{3} * 400 * I_{cc,máx}$$

Dejando finalmente una $I_{cc,máx}$ de 100,29 A.

Este valor tan reducido se debe a que la potencia de cortocircuito viene limitada por la propia potencia del generador fotovoltaico.

Se establece que $I_{cc,min} = 0,5 * I_{cc,máx} = 50,14A$ e $I_a = 10 * I_n$

Con estos valores de intensidad de cortocircuito la propia protección contra sobrecargar protegerá contra el cortocircuito.

Por último, se dimensiona el interruptor diferencial, que como se ha mencionado anteriormente, protegerá a la instalación frente a corrientes de defecto que se puedan generar en esta. Por ello dimensionaremos el interruptor diferencial de tal forma que:

- $I_n(\text{Interruptor diferencial}) \geq I_n(\text{Interruptor magnetotérmico})$
- $Poder\ de\ corte\ del\ int.\ diferencial \geq Poder\ de\ corte\ del\ int.\ magnetotérmico$

Debido a la potencia de la instalación se ha decidido instalar un relé diferencial junto con el interruptor automático. Los escogidos han sido:

- **Interruptor automático:** Automático Magnetotérmico 4P C120N 10KA Curva C de 80A SCHNEIDER.
- **Relé diferencial:** Diferencial 4P 300 mA AC SCHNEIDER de 100

5. PRESUPUESTO TÉCNICO

El presupuesto se ha dividido en dos principales apartados: la instalación fotovoltaica y la instalación eléctrica.

En adición se han sumado los porcentajes estándar de 13% para gastos generales y un beneficio industrial de 6%, que es el estándar en este tipo de proyectos.

Los valores de las partidas han sido extraídos del generador de precios de cype y de los precios dados para componentes no genéricos que se han seleccionado durante el proyecto.

Presupuesto final	Importe (€)
Instalación fotovoltaica	34.866,34
Instalación eléctrica	27.730,41
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	62.596,75
Gastos generales (13%)	81.37,58
Beneficio industrial (6%)	3.755,81
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	74.490,13
I.V.A (21%)	15.642,93
PRESUPUESTO FINAL	90.133,06

Tabla 14. Presupuesto final.

El precio final será de NOVENTA MIL CIENTO TREINTA Y TRES EUROS CON SEIS CÉNTIMOS.

6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio de viabilidad económica es esencial en un proyecto, pues este permite evaluar si los beneficios esperados superan los costos y así minimizar riesgos financieros. Es necesario también para justificar la inversión necesaria en el proyecto.

Este proyecto se asume que tendrá una vida útil de aproximadamente 25 años, y se realiza el estudio en base a esta duración.

6.1 MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para este proyecto solo se ha tenido en cuenta el precio del mantenimiento de los módulos fotovoltaicos, el cual, según el banco de precios de Cype, es de 35,30€ cada 10 años. En Cype no se especifica la regularidad del mantenimiento se estima un coste anual de mantenimiento por módulo de 3,53€.

La instalación cuenta con un total de 102 módulos, por lo que el gasto de mantenimiento será de 360,06€ por año en total.

6.2 PRECIO COMPRA DE LA ELECTRICIDAD

El precio por el que se compra la electricidad a futuro no se puede conocer, por lo que se estima un precio en base a las facturas proporcionadas por la empresa.

Para ello se hace la media del precio de compra de todas las facturas del año 2023.

DATOS RELACIONADOS CON SU SUMINISTRO		
Número de contrato: 576144370	Tipo discriminación horaria: TGPAT	
Empresa distribuidora: I-DE, Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.	Potencia contratada: PC1: 90 kW PC2: 90 kW PC3: 90 kW	
Número de contrato de acceso: 226871708	PC4: 90 kW PC5: 90 kW PC6: 120 kW	
Identificación punto de suministro (CUPS): ES 0021 0000 0829 5390 PT	Peaje de acceso a la red (ATR): 6.ITD	
Forma de pago: DOMICILIACION BANCARIA	Precios de peajes de acceso: B.O.E. del 22/12/2022	
Entidad: BANCO BILBAO-VIZCAYA-ARGENTARIA	Duración de contrato hasta: 31/12/2023	
IBAN: ES41 0182 3994 0401 0150 ****	Dirección fiscal: Pseo OLMOS, 19 28005 MADRID	
BIC: BBVAESMMXXX		
Código de mandato: 007010499001		
**** Ocultos para su seguridad		

CONOZCA AL DETALLE SU FACTURACIÓN Y CONSUMOS		
ENERGÍA		
Energía Precio horario	28.702 kWh x 0,123084 €/kWh	3.532,76 €
TOTAL ENERGÍA		3.532,76 €

Figura 37. Extracto de factura cedida por la empresa. (Enagás S.A., 2023)

MES	€/kWh
Enero	0,143586
Febrero	0,159753
Marzo	0,118625
Abril	0,099721
Mayo	0,102792
Junio	0,105863
Julio	0,123084
Agosto	0,12812
Septiembre	0,1326075
Octubre	0,137095
Noviembre	0,132257
Diciembre	0,127419
Media	0,12591021

Tabla 15. Precio mensual de la energía recopilado de facturas.

Con los datos obtenidos y mostrados en la tabla se calcula el ahorro por mes según los resultados de las simulaciones del PVSYSY.

Con este precio y la energía que genera la instalación fotovoltaica se calcula el ahorro mensual. Hay que tener en cuenta que la energía la cual es capaz de reducir la factura final es aquella que se consume de la instalación, si la energía generada se inyecta a la red no se compensa.

MES	€/kWh	kWh	Ahorro (€)
Enero	0,143586	6.142,6	881,9913636
Febrero	0,159753	6.280	1.003,24884
Marzo	0,118625	7.817,5	927,3509375
Abril	0,099721	7.822,1	780,0276341
Mayo	0,102792	9.094,6	934,8521232
Junio	0,105863	9.320,2	986,6643326
Julio	0,123084	9.525,3	1.172,412025
Agosto	0,12812	8.842,3	1.132,875476
Septiembre	0,1326075	7.532,3	998,8394723
Octubre	0,137095	6.860,8	940,581376
Noviembre	0,132257	5.634,9	745,2549693
Diciembre	0,127419	5.465	696,344835

Tabla 16. Ahorro mensual en función del precio y de la energía producida.

Quedando un ahorro anual de 11200,45€.

6.3 SUBVENCIONES DISPONIBLES

Con anterioridad a la fecha de realización del proyecto se contaba con las subvenciones de los fondos Next Generation, que proporcionaban un ahorro importante a la hora de realizar una instalación fotovoltaica.

A fecha actual, en España, para proyectos con características iguales al realizado existe la posibilidad de reducir impuestos tales como el **IBI**, el **ICIO**, el **IRPF** y el **IVA**. Nos centraremos en este último.

La bonificación disponible es la reducción del IVA al 10%, sustituyendo al anterior del 21%. Con esta reducción el precio final sería de 81939,143€

6.4 FORMAS DE FINANCIACIÓN

Actualmente, según el ICO, la TAE máxima a tipo interés fijo, a 5 años es de 7,76%, y a 10 años de 7,738%. Por ello se plantean los dos escenarios siguientes:

- Sin financiación
- Financiación de 30000€ a 10 años.

Se tendrá en cuenta el costo mensual de mantenimiento y el descuento del IVA.

Año	Ahorro	Flujo de caja
1	-51.939,143	-51.939,143
2	6.385,63	-45.553,513
3	6.385,63	-39.167,883
4	6.385,63	-32.782,253
5	6.385,63	-26.396,623
6	6.385,63	-20.010,993
7	6.385,63	-13.625,363
8	6.385,63	-7.239,733
9	6.385,63	-854,103
10	6.385,63	5.531,527
11	6.385,63	11.917,157
12	10.840,39	22.757,547
13	10.840,39	33.597,937
14	10.840,39	44.438,327
15	10.840,39	55.278,717
16	10.840,39	66.119,107
17	10.840,39	76.959,497
18	10.840,39	87.799,887
19	10.840,39	98.640,277
20	10.840,39	109.480,667
21	10.840,39	120.321,057
22	10.840,39	131.161,447
23	10.840,39	142.001,837
24	10.840,39	152.842,227
25	10.840,39	163.682,617

Año	Ahorro (€)	Flujo de caja (€)
1	-81.939,143	-81.939,143
2	10.840,39	-71.098,753
3	10.840,39	-60.258,363
4	10.840,39	-49.417,973
5	10.840,39	-38.577,583
6	10.840,39	-27.737,193
7	10.840,39	-16.896,803
8	10.840,39	-6.056,413
9	10.840,39	4.783,977
10	10.840,39	15.624,367
11	10.840,39	26.464,757
12	10.840,39	37.305,147
13	10.840,39	48.145,537
14	10.840,39	58.985,927
15	10.840,39	69.826,317
16	10.840,39	80.666,707
17	10.840,39	91.507,097
18	10.840,39	102.347,487
19	10.840,39	113.187,877
20	10.840,39	124.028,267
21	10.840,39	134.868,657
22	10.840,39	145.709,047
23	10.840,39	156.549,437
24	10.840,39	167.389,827
25	10.840,39	178.230,217

Tabla 17. Opción sin financiación.

6.5 CÁLCULO DEL VAN Y DEL TIR

El Valor Actual Neto (VAN) es la diferencia entre el valor actual de los ingresos futuros que percibirá una empresa y la cantidad invertida. Si el VAN es positivo el proyecto es rentable.

La Tasa de Retorno (TIR) calcula la rentabilidad que generará la inversión.

Las fórmulas que describen estas dos herramientas son:

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

Siendo:

- I_0 : Inversión inicial realizada.
- F_t : Flujos de dinero cada t.
- k : tipo de descuento (para este proyecto se establece en un 7%).
- n : número de periodos.

El VAN podrá tomar valores positivos, negativos o 0, y dependiendo del resultado de este se pueden sacar diferentes conclusiones. Si este es positivo el proyecto será rentable, si es negativo no lo será y si es igual a 0 el proyecto no generará ni beneficios ni pérdidas.

El TIR se calcula con la fórmula proporcionada por Excel.

Una vez realizados los cálculos el resultado es:

	VAN (€)	TIR	FLUJO DE CAJA (€)	AÑOS NECESARIOS PARA AMORTIZARSE
SIN FINANCIACIÓN	42.392,91	10%	178.230,217	9
FINANCIADO	41.104,54 €	11%	163.682,617	10

Tabla 18. Comparación de opciones económicas.

Ambas opciones serán rentables, pues presentan tanto un VAN como un TIR positivo, pero la opción sin financiación parece la óptima, pues el flujo de caja será mayor una vez pasados los 25 años y se amortizará en un año menos.

7. CONCLUSIONES

El objetivo principal de la empresa es realizar una instalación fotovoltaica con el objetivo de reducir el consumo energético proveniente de la red para reducir así el precio de la factura eléctrica y la huella de carbono.

Como antecedente al dimensionamiento de la instalación se ha realizado un estudio de las condiciones que afectarán a la instalación fotovoltaica, como la temperatura y la irradiancia, utilizando diferentes softwares e interpretando los resultados obtenidos en estos.

Posteriormente se ha establecido las características de la instalación fotovoltaica. Previamente se han establecido las particularidades demandas por la empresa, en este caso el excedente debía ser reducido pues la empresa no puede compensarlo, para ello la distribución de la producción debe ser parecida al consumo. Para poder obtener una producción similar al consumo se ha optado por hacer diversas simulaciones con ángulos de inclinación diferentes, comparándolas con la gráfica del consumo anual para así seleccionar una configuración que permita una distribución óptima. Para este proyecto se ha establecido que una inclinación de 50º permite modificar de tal forma la producción para que sea lo más parecida a la producción.

Para la selección de componentes se ha optado por una comparativa entre los modelos más recomendados para producción en industria. Se han comparado módulos e inversores., y tras seleccionar los más adecuados se ha hecho una comparativa entre diversas posibles configuraciones de cadenas, escogiendo la que tenía características compatibles con el inversor y cumplía el resto de los requisitos.

Se ha realizado adicionalmente la instalación eléctrica, siguiendo las normas del REBT y las recomendaciones de la empresa.

El coste inicial del proyecto será de 90.133,06€ sin contar con la posible reducción del IVA, y con este nivel de inversión se espera reducir la factura anualmente unos 11.000€, con una producción de energía aprovechable de 87 MW anualmente.

Con estos resultados se consigue un ahorro económico final a la empresa junto con una reducción de huella de carbono, que era un objetivo primordial de la empresa. Hay que tener en cuenta que, aunque es un ahorro significativo, este podría ser mucho mayor si se utiliza para el cálculo precios de la energía de años anteriores, que eran significativamente mayores a los del último año, que son los que se han utilizado para calcular el ahorro. Por eso, si en un futuro el precio de la energía aumenta, se rentabilizará mucho antes la instalación y el ahorro conseguido será significativamente mayor.

Cabe destacar que el precio de la instalación podrá ser menor, pero se ha decidido utilizar una sección de cable mayor en la parte de alterna para asegurar unas pérdidas menores, pero el REBT no llega a aclarar si la caída de 1,5% de tensión tiene que ser en el conjunto de la línea o en cada sección, por lo que se interpreta de diferente forma en diferentes proyectos. En este se ha decidido que aun que el precio sea significativamente mayor no será problema alguno afrontar este gasto para una empresa de tal tamaño, por lo que se ha sido conservador a la hora de aplicar el REBT.

8. BIBLIOGRAFÍA

- AEMET. (31 de 12 de 2023). *datosclima*. Recuperado el 03 de 05 de 2024, de <https://datosclima.es/Aemehistorico/Estaciones.php>
- Autosolar. (s.f.). *Autosolar*. Recuperado el 16 de 05 de 2024, de <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-545w-ja-solar-mono-perc>
- ecofenes. (09 de 06 de 2021). *ecofenes*. Recuperado el 21 de 04 de 2024, de <https://ecofener.com/blog/que-es-un-inversor-de-corriente-conversor-de-corriente-continua-a-corriente-alterna-diferentes-tipos-de-inversores-que-inversor-fotovoltaico-necesito/>
- Efecto Solar. (s.f.). *Efecto solar*. Recuperado el 16 de 05 de 2024, de <https://efectosolar.es/tienda/inversores/conexion-red-inversores/inversor-growatt-60kw-max-60ktl3-lv-afci/>
- Enagás S.A. (2022). *Factura*.
- Enagás S.A. (2023). *Facturas*. València. Recuperado el 05 de 05 de 2024
- Google. (s.f.). *Google Maps*. Recuperado el 28 de 04 de 2024, de <https://www.google.com/maps/place/ENAGAS/@39.5339864,-0.4561946,17z/data=!4m6!3m5!1s0xd605b2e621e676f:0xfcd422541d4a8f68!8m2!3d39.5339864!4d-0.4561946!16s%2Fg%2F11g9jxbzqm?entry=ttu>
- Granada Solar. (01 de 01 de 2024). *Granada Solar*. Recuperado el 31 de 05 de 2024, de <https://granadasolar.com/instalacion-fotovoltaica-aislada/>
- IC-BT-29. (31 de 11 de 2019). *f2i2.net*. Recuperado el 20 de 06 de 2024, de https://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_29_nov19R4.pdf
- IDAE. (01 de 07 de 2011). *Idae*. Recuperado el 24 de 05 de 2024, de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- Ingelibre. (09 de 11 de 2014). *Ingelibre*. Recuperado el 23 de 05 de 2024, de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- Ja Solar. (02 de 08 de 2022). *autosolar*. Recuperado el 12 de 05 de 2024, de <https://cdn.autosolar.es/pdf/datasheet-jasolar-545w.pdf>
- José Roger Folch, M. R. (2021). *Tecnología eléctrica*. Madrid: SINTESIS. Recuperado el 13 de 05 de 2024
- monsolar. (s.f.). *monsolar*. Recuperado el 20 de 05 de 2024
- PVGIS. (01 de 03 de 2022). *re.jrc.ec.europa.eu*. Recuperado el 29 de 04 de 2024, de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

REE. (31 de 12 de 2021). *Red Eléctrica española*. Recuperado el 01 de 05 de 2024, de https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2022-08/InformeEnergiaRenovable2021_Resumen.pdf

Sede Electrónica del Catastro. (s.f.). *sedecatastro*. Recuperado el 28 de 04 de 2024, de <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?buscar=S>

Sunfer. (01 de 06 de 2023). *Sunferenergy*. Recuperado el 17 de 05 de 2024, de https://media.sunferenergy.com/productos/catalogo-general/espanol-doc.tecnica/1-fichas-tecnicas-kits/14.1V/FT-14.1V.pdf?_gl=1*fiz9y0*_ga*MjA1NjU3MzUzMC4xNzE5ODQyMjY1*_ga_TQ45KDFH4R*MTcxOTg0Mjl2Ni4xLjAuMTcxOTg0Mjl4Mi40NC4wLjA.

TFV-Solar. (s.f.). *tiendafotovoltaica*. Recuperado el 14 de 04 de 2024, de <https://www.tiendafotovoltaica.es/Soporte-aluminio-ajustable-para-panel-solar>

PRESUPUESTO

CAPÍTULO I: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Panel Solar 545W Ja Solar Mono PERC			
Ud	Módulo solar fotovoltaico	1	168,8	168,8
h	Oficial 1ª electricista	0,44	22,74	10,01
h	Ayudante de electricista	0,44	20,98	9,23
%	Costes directos complementarios	2	188,04	3,76
			Costes directos	191,8

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Soportes Sunfer 14.1V (3 paneles)			
Ud	Estructura de soporte	1	259,37	259,37
Ud	Kit de tornillería	1	15	15
h	Oficial 1ª electricista	0,25	22,74	5,69
h	Ayudante de electricista	0,25	20,98	5,25
%	Costes directos complementarios	2	285,31	5,71
			Costes directos	291,02

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Soportes Sunfer 14.1V (2 paneles)			
Ud	Estructura de soporte	1	215,44	215,44
Ud	Kit de tornillería	1	15	15
h	Oficial 1ª electricista	0,25	22,74	5,69
h	Ayudante de electricista	0,25	20,98	5,25
%	Costes directos complementarios	2	241,38	4,83
			Costes directos	246,21

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Inversor GROWATT MAX-60KTL3-LV			
Ud	Inversor trifásico	1	3.234	3234
h	Camión con grúa de hasta 6 t.	0,5	55,38	27,69
h	Oficial 1ª electricista	1	22,74	22,74
h	Ayudante de electricista	1	20,98	20,98
%	Costes directos complementarios	2	3.305,41	66,11
			Costes directos	3.371,52

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Hornacina para almacenar el inversor			
Ud	Hornacina prefabricada de hormigón	1	195	195
h	Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 30t.	0,5	75,04	37,52
h	Oficial 1ª construcción de obra civil	0,2	22,74	4,55
h	Ayudante construcción de obra civil	0,2	20,98	4,2
%	Costes directos complementarios	2	241,27	4,83
			Costes directos	246,1

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Panel Solar 545W Ja Solar Mono PERC	102	191,8	19.563,6
Ud	Soportes Sunfer 14.1V (3 paneles)	30	291,02	8730,6
Ud	Soportes Sunfer 14.1V (2 paneles)	12	246,21	2.954,52
Ud	Inversor GROWATT MAX-60KTL3-LV	1	3.371,52	3.371,52
Ud	Hornacia para almacenar el inversor	1	246,1	246,1
			Costes directos	34.866,34

CAPÍTULO II: INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
m	Cable unipolar XLPE (95mm2)			
m	Conductor de cobre unipolar recubierto de XLPE	1	12,37	12,37
h	Oficial 1ª electricista	0,097	22,74	2,21
h	Ayudante electricista	0,097	20,98	2,04
%	Costes directos complementarios	2	16,62	0,33
			Costes directos	16,95

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
m	Cable unipolar XLPE (6mm2)			
m	Conductor de cobre unipolar recubierto de XLPE	1	1,36	1,36
h	Oficial 1ª electricista	0,04	22,74	0,91
h	Ayudante electricista	0,04	20,98	0,84
%	Costes directos complementarios	2	3,11	0,06
			Costes directos	3,17

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
m	Conductor de protección de 25 mm2			
m	Conductor de cobre desnudo (25mm2)	1	1,3	1,3
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma a tierra	0,1	1,15	0,12
h	Oficial 1ª electricista	0,1	22,74	2,27
%	Costes directos complementarios	2	3,69	0,07
			Costes directos	3,76

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
m	Conductor de tierra de 25 mm2			
m	Conductor de cobre desnudo (25mm2)	1	1,3	1,3
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma a tierra	0,1	1,15	0,12
h	Oficial 1ª electricista	0,1	22,74	2,27
%	Costes directos complementarios	2	3,69	0,07
			Costes directos	3,76

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Toma a tierra con pica (4m)			
Ud	Electrodo para toma a tierra	1	32	32
m	Conductor de cobre desnudo 35mm2	0,25	2,81	0,7
Ud	Grapa abarcón para conexión de pica	1	1	1
Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra de 300x300 mm, con tapa de registro	1	74	74
Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica	1	46	46
Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra	0,333	3,5	1,17
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma tierra	1	1,15	1,15
h	Oficial 1ª electricista	0,25	22,74	5,69
h	Ayudante electricista	0,25	20,98	5,25
h	Peón ordinario construcción	0,001	20,78	0,02
%	Costes directos complementarios	2	166,98	3,34
			Costes directos	170,32

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Conjunto de fusibles de protección			
Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, bases unipolares cerradas previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 100A.	1	82,13	82,13
Ud	Fusible de cuchillas, tipo gG intensidad nominal 100A, poder de corte 120kA.	6	5,85	35,1
m	Tubo de PVC, liso, serie B de 160 mm de diámetro de espesor.	3	5,44	16,32
m	Tubo de PVC, liso, serie B de 110 mm de diámetro de espesor.	3	3,73	11,19
Ud	Marco y puesta metálica con cerradura o candado con grado de protección IK10,	1	110	110
h	Oficial 1ª electricista	0,5	22,74	11,37
h	Ayudante electricista	0,5	20,98	10,49
h	Oficial 1ª construcción	0,3	22,13	
h	Ayudante ordinario construcción	0,3	20,78	6,23
%	Costes directos complementarios	2	282,83	5,66
			Costes directos	288,49

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
Ud	Interruptor automático y relé diferencial en caja moldeada			
Ud	Interruptor automático Schneider 4P C120N 80A	1	372	372
Ud	Relé diferencial 4P 300mA AC Schneider 100A	1	132,89	132,89
h	Oficial 1ª electricista	0,7	22,74	15,92
%	Costes directos complementarios	2	520,81	10,42
			Costes directos	531,23

Ud	Descripción	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
m	Cable unipolar XLPE (95mm ²)	1440	16,95	24.408
m	Cable unipolar XLPE (6mm ²)	91,6	3,17	290,37
Ud	Toma a tierra con pica (4m)	8	170,32	1.362,56
m	Conductor de tierra de 25 mm ²	126	3,76	473,76

m	Conductor de protección de 25 mm ²	100	3,76	376
Ud	Conjunto de fusibles de protección	1	288,49	288,49
Ud	Interruptor automático y relé diferencial en caja moldeada	1	531,23	531,23
			Costes directos	27.730,41

PRESUPUESTO FINAL

Presupuesto final	Importe (€)
Instalación fotovoltaica	34.866,34
Instalación eléctrica	27.730,41
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	62.596,75
Gastos generales (13%)	8.137,5775
Beneficio industrial (6%)	3.755,805
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	74.490,1325
I.V.A (21%)	15.642,92783
PRESUPUESTO FINAL	90.133,06033

PLIEGO DE CONDICIONE

1. ANTECEDENTES: OBJETO, ALCANCE Y DURACIÓN

• OBJETO

Este pliego de condiciones técnicas tiene como objetivo recoger los aspectos que se han de tener en cuenta a la hora de suministrar, instalar y legalizar una planta fotovoltaica de autoconsumo de 55,6 kWp de potencia pico situada en la localidad de Paterna, Valencia.

La ejecución del proyecto se realizará de acuerdo con las especificaciones que se recogen en este pliego de condiciones.

• ALCANCE

El presente pliego de condiciones recogerá:

- Normativa de referencia y marco regulatorio aplicable.
- Definiciones.
- Descripción general de las instalaciones-

2. NORMATIVA DE REFERENCIA Y MARCO REGULATORIO

• ASPECTOS GENERALES

La elección de materiales, diseño y montaje de la instalación se realizará siguiendo el presente Pliego, y respetando la normativa vigente, la cual se expresa a continuación:

• NORMATIVA DE REFERENCIA

- Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del Real Decreto 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- ITC-BT-40, para instalaciones generadoras.

- ITC-BT-29, prescripciones particulares para instalaciones en locales con riesgo de incendio o explosión.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

3. DEFINICIONES

- **Radicación solar:** Es la energía en forma de ondas electromagnéticas procedentes del sol.
- **Irradiancia:** Unidades de medida en kWh/m² que refleja la energía incidente en una superficie a lo largo de un periodo de tiempo.
- **Instalación fotovoltaica:** Sistema de producción energética formada por módulos fotovoltaicos.
- **Línea y punto de conexión:** 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.
- **Interruptor automático:** Dispositivo de protección contra sobrecargas y cortocircuitos que se activa cuando detecta una falla en el circuito eléctrico.
- **Inversor:** Dispositivo que convierte la corriente continua que producen los paneles solares en corriente alterna para que pueda ser usada.
- **Potencia pico del generador:** Suma de todas las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- **Módulo o panel fotovoltaico:** Dispositivos formados por conjuntos de células solares que aprovechan el efecto fotovoltaico. Estos dispositivos son capaces de convertir la energía solar en electricidad.
- **Estructura de soporte de los módulos:** Estructuras fabricadas de diferentes materiales que posibilitan la sujeción de los módulos fotovoltaicas, proporcionando la inclinación y orientación óptima.

4. DESCRIPCIÓN DE LAS INTALACIONES

• GENERALIDADES

Los sistemas registrados en el pliego de condiciones técnicas consistirán en la transformación de la corriente continua que es generado por los paneles, en corriente alterna que circula por la red de distribución. Esta transformación es realizada por el inversor, que además cumple las siguientes funciones:

- Realizar el acople automático a la red.
- Incorporar parte de las protecciones requeridas.

Los materiales utilizados en la instalación serán de primeras calidades para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y la seguridad de los mismos.

• COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN: ASPECTOS LEGALES A CUMPLIR

Sistemas generadores fotovoltaicos

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 de esto, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en este caso se deberá cumplir la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que forman el conjunto de la instalación fotovoltaica han de ser todos del mismo fabricante y modelo. Si no es posible cumplir esta condición se buscará modelos compatibles que no generen ningún efecto negativo en el sistema.

El conjunto de módulos estará formado por 102 paneles, distribuidos en 6 cadenas o strings de 17 paneles cada uno, asignándose un string por seguidor MPPT del inversor.

Estructura de soporte

Las estructuras destinadas a soportar cada uno de los módulos fotovoltaicos cumplirán:

- Cumplirán obligatoriamente con el Código Técnico de la Edificación y demás normativa respecto a la seguridad, sobrecargas de viento, nieve, etc.
- La estructura de soporte debe permitir las dilataciones térmicas necesarias sin transmitir cargas que puedan afectar al correcto funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

- Los puntos de sujeción de módulo serán los necesarios y suficientes para que no se produzcan flexiones en los módulos superiores.
- El diseño del soporte se realizará para conseguir la orientación y el ángulo óptimo para la instalación en cuestión.
- La tornillería de los soportes será de acero inoxidable.

Inversor

El o los inversores utilizados para la instalación fotovoltaica deberán cumplir las características estipuladas por el I.D.A.E en su correspondiente Pliego de Condiciones técnicas. Estas características son:

- 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. Procedimiento de prueba de las medidas de prevención del aislamiento para inversores fotovoltaicos.

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.

En cuanto a las características eléctricas de los inversores:

- El inversor seguirá entregando potencia a red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

- El rendimiento de potencia del inversor 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 autoconsumo de los equipos en "stand-by" deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- Los inversores contarán con una protección mínima IP 20 en interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en interior y lugares accesibles e IP 60 para inversores en la intemperie.
- Los inversores estarán garantizados para operación en condiciones de nore 0 °C y 40 °C de temperatura y humedades relativas de entre 0% y 85%.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

Cableado

Toda la instalación de cableado deberá cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y/o Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión cuando proceda.

El dimensionamiento de la sección del cableado se realizará de tal forma que se asegure una caída de tensión inferior al 1,5%, además de asegurar que se evita el calentamiento.

El material utilizado será cobre, con longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos, así como evitar la posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

Protecciones eléctricas

En el diseño de la instalación se ha de garantizar la seguridad de usuarios, operarios y componentes de la instalación, para ello se utilizan protecciones eléctricas.

Las instalaciones cumplirán el Real Decreto 1699/2011 sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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 (1m1 Um y 0,85 UM respectivamente) serán para cada fase.

Las instalaciones contarán con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de fallo de red o internos de instalación.

Las instalaciones no producirán sobretensiones. Los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones de compatibilidad electromagnética.

Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las protecciones en instalaciones de producción de energía de menos de 100 kWp.

La puesta a tierra de la instalación se realizará de tal forma que no se produzcan transferencia de defecto a la red de distribución.

- **CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ESPERADA**

La estimación de la energía anual generada se realizará mediante programas homologados. En este caso se realizará utilizando el "PVSYST" y el "PVGis".

5. RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento 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.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este pliego de condiciones técnicas serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- 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.
- Determinación de la potencia instalada.

Una vez realizadas las pruebas correspondientes se comprobará que la instalación funciona correctamente durante un periodo de 240 horas seguidas.

Posteriormente se entregará toda la documentación requerida en este Pliego de Condiciones Técnicas, recogido en la norma UNE-En 624446.

6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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.

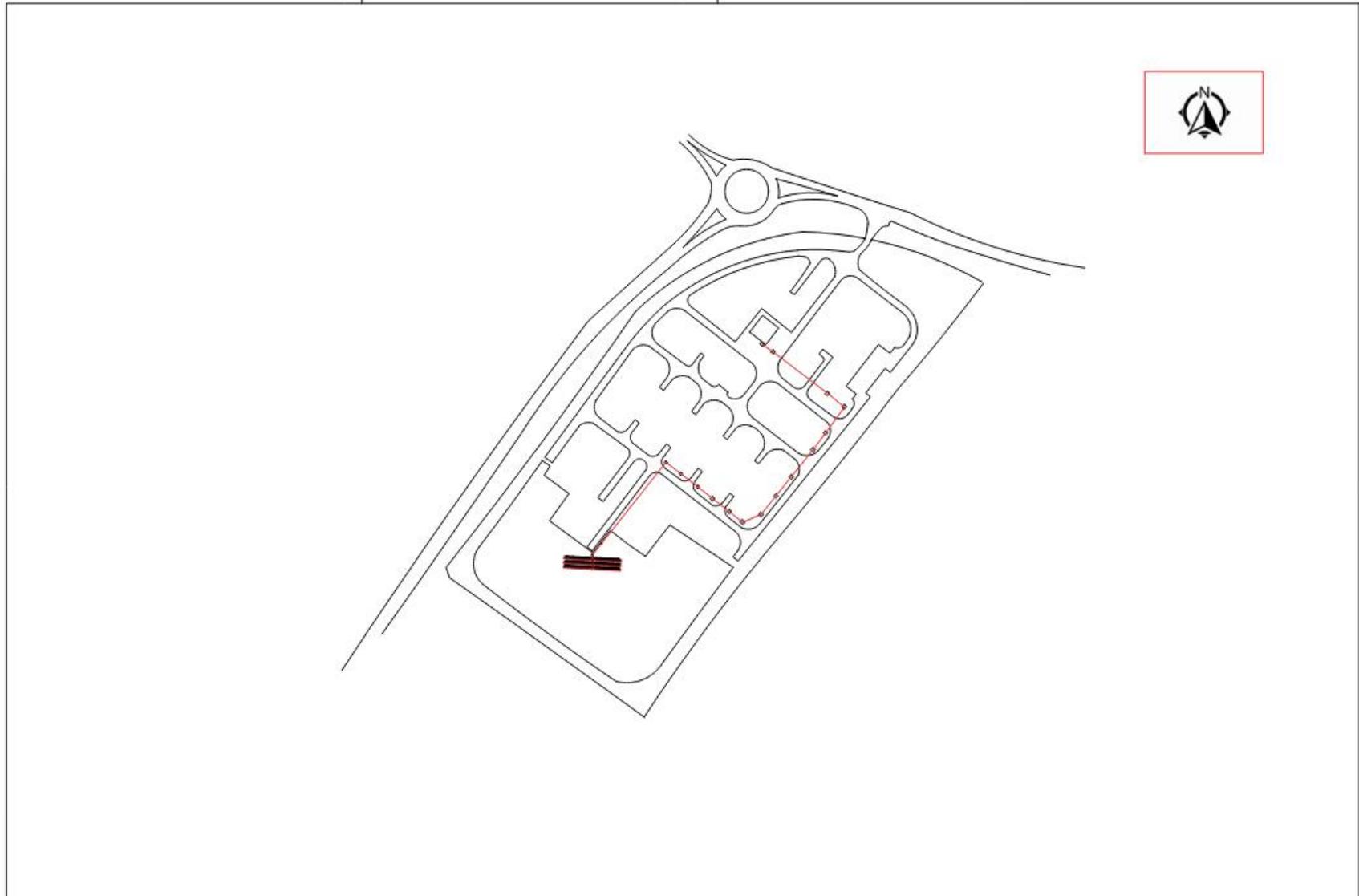
7. GARANTÍA

La garantía general de la instalación fotovoltaica será de al menos 2 años desde la recepción provisional, siempre que no haya sido manipulada por un tercero y que el uso de la misma se haya realizado de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones de cada uno de los elementos del sistema.

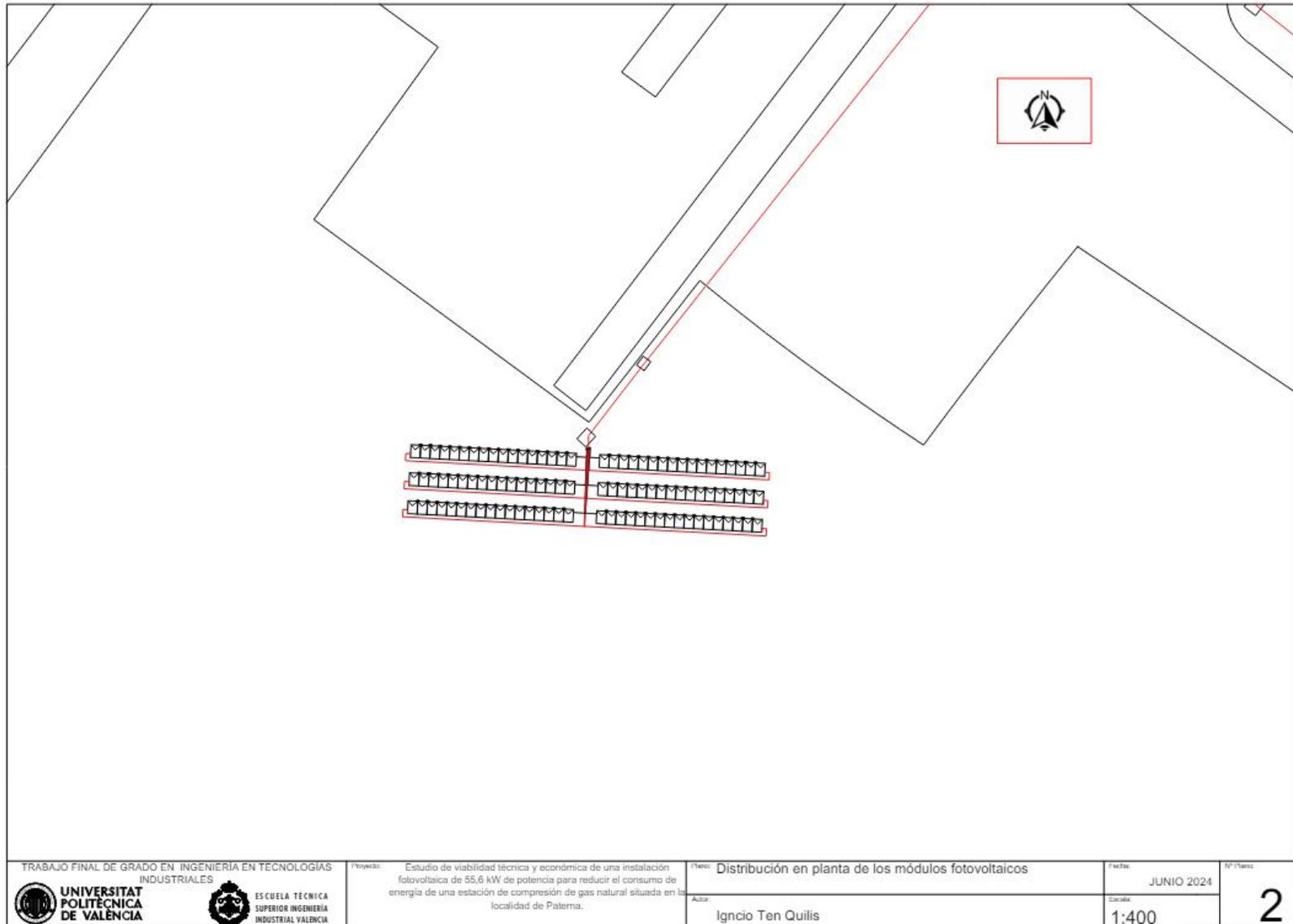
No obstante, habrá elementos de la instalación fotovoltaica que tendrán garantías propias, estas son:

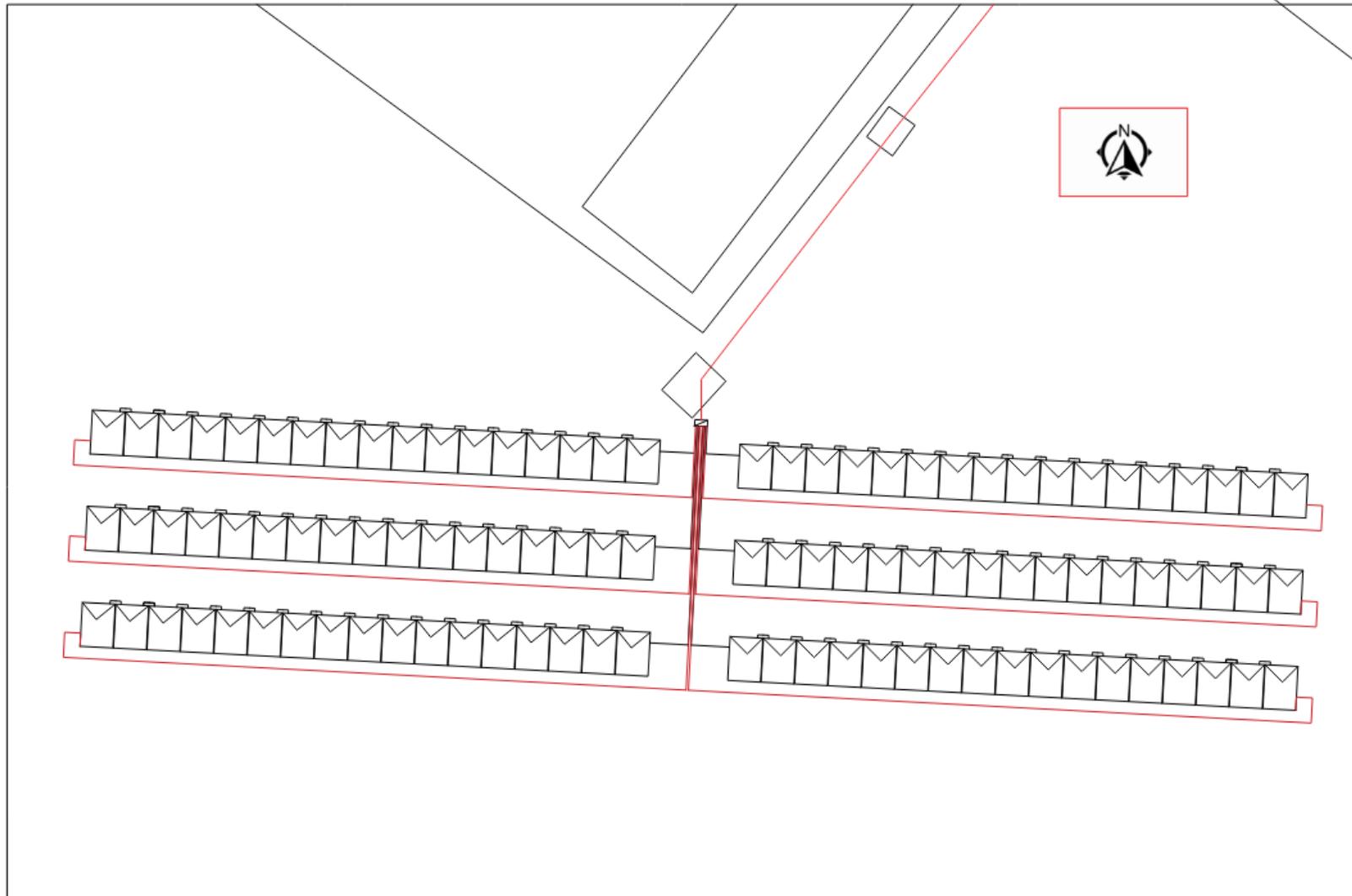
- Paneles fotovoltaicos: Contarán con una garantía mínima de al menos 10 años frente a cualquier defecto de fabricación, así como una garantía de rendimiento del 80% de 25 años.
- Inversor fotovoltaico: La garantía referente al inversor fotovoltaico será de al menos 5 años.

PLANOS



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALÈNCIA	Proyecto: Estudio de viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de 55,6 kW de potencia para reducir el consumo de energía de una estación de compresión de gas natural situada en la localidad de Paterna.	Plano: Distribución en planta y urbanización de parcela Autor: Ignacio Ten Quilis	Fecha: JUNIO 2024	Nº Hoja: 1
				Escala: 1:3.600	

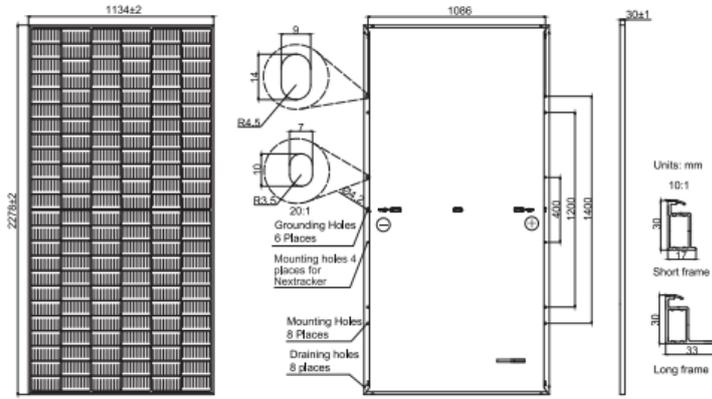




<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES</p>  	<p>Proyecto: Estudio de viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica de 55,6 kW de potencia para reducir el consumo de energía de una estación de compresión de gas natural situada en la localidad de Paterna.</p>	<p>Título: Detalle de los módulos fotovoltaicos</p> <p>Autor: Ignacio Ten Quilis</p>	<p>Fecha: JUNIO 2024</p> <p>Escala: 1:200</p>	<p>Nº Plano: 3</p>
---	---	--	---	--------------------

ANEXO I

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	27.8kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/ QC 4.10-351
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 720pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11	13.18
Module Efficiency [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	46.85
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	39.66
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21
Max Power Current(Imp) [A]	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	10.59

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

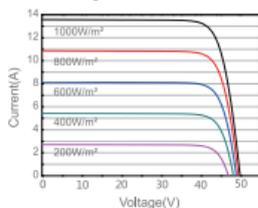
*For NextTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

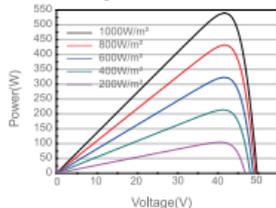
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C →+85 C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

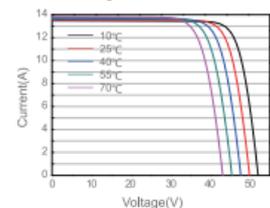
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



MAX 50~80KTL3 LV

- 6 /7MPPTs
- Smart diagnosis
- High efficiency up to 99%
- Local WIFI configuration
- String monitoring
- AC&DC type II SPD
- AFCI protection
- Data storage up to 25 years
- DC side 2 In 1 connection enabled



P O W E R
- I N G O

Datasheet	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	75000W	90000W	105000W	120000W
Max. DC voltage	1100V			
Start voltage	250V			
Nominal voltage	585V	585V	600V	600V
MPPPT voltage range	200V-1000V			
No. of MPP trackers	6	6	7	7
No. of PV strings per MPP tracker	2			
Max. input current per MPP tracker	26A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	32A			
Output data (AC)				
AC nominal power	50000W	60000W	70000W	80000W
Max. AC apparent power	55500VA	66500VA	77000VA	88800VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)			
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	80.5A	96.6A	112.7A	128.8A
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W+N+PE			
Efficiency				
Max. efficiency	98.8%	98.8%	99%	99%
European efficiency	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
MPPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
Residual-current monitoring unit	Yes			
String monitoring	Yes			
AFCI protection	Optional			
Anti-PID function	Optional			
General data				
Dimensions (W / H / D)	860/600/300mm			
Weight	82kg	82kg	86kg	86kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C			
Self-consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart air cooling			
Protection degree	IP65			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4(Optional)			
AC connection	Cable gland+OT terminal			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB /WIFI /RF/GPRS	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE , VDE0126, Greece, EN50438, EN50549, C10/C11, ITC C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, CEI 0-16, I4105, BDEW, DRRG, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS/NZS3100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2, NRS 097-2-1, MEA , PEA , KSC8565				



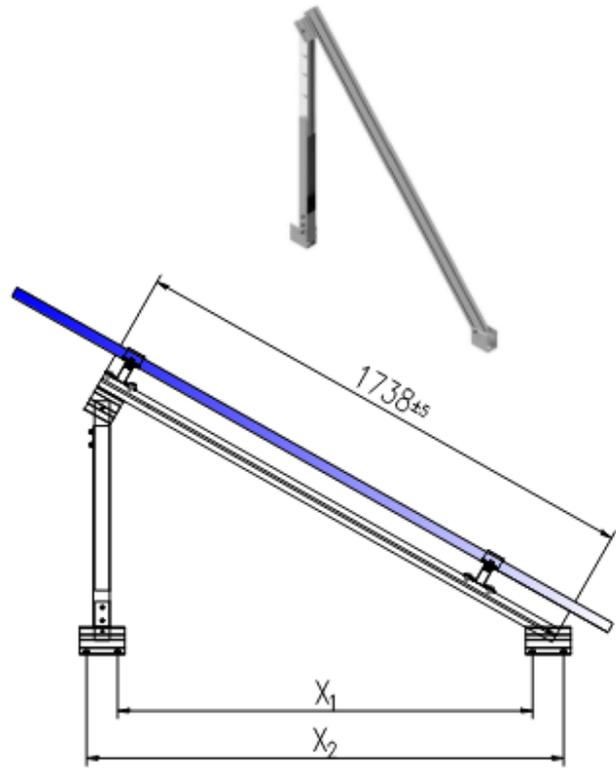
- Soporte inclinado regulable para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado, más robusto, lo que permite ir a luces entre pórticos más largas.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación regulable de 30° a 50°

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
 Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

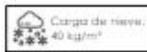
Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit
 2279x1150 **Kit** (Ver página 2)



Perfil compatible G2



son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

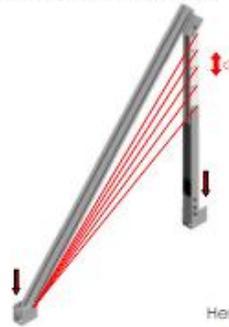


Triángulo plegado



Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.

Fácil montaje de la inclinación deseada, desde 30° a 50°.



30°	X ₁	1366
	X ₂	1573
35°	X ₁	1310
	X ₂	1517
40°	X ₁	1228
	X ₂	1435
45°	X ₁	1137
	X ₂	1343
50°	X ₁	1035
	X ₂	1242

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE

Cables 0.6/1 kV

RV-K 0,6/1 kV



Descripción

Los cables RV-K 0,6/1kV son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Adecuados para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Dada su gran flexibilidad son muy apropiados para instalaciones complejas y de gran dificultad.

Normas de referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C
Temperatura mínima	-15 °C Según ensayos normativos de frío
Temperatura mínima de instalación	0° C Según UNE 21123
Colores	Según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)
No propagación de la llama	Según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2
Resistencia UV	Ensayo climático según UNE 211605

RV-K 0,6/1 kV

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ωhm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase	Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ωhm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,30000	5,64	43	Eca	3x2,5	7,90000	9,68	145	Eca
1x2,5	7,90000	6,04	55	Eca	3x4	4,95000	10,88	199	Eca
1x4	4,95000	5,9	61	Eca	3x6	3,30000	11,95	262	Eca
1x6	3,30000	6,54	82	Eca	3x10	1,91000	13,67	391	Eca
1x10	1,91000	7,3	121	Eca	3x16	1,21000	17,53	665	Eca
1x16	1,21000	8,5	179	Eca	3x25	0,78000	22,03	1035	Eca
1x25	0,78000	10,24	269	Eca	3x35	0,55400	24,27	1362	Eca
1x35	0,55400	11,55	366	Eca	3x50	0,38600	27,6	1838	Eca
1x50	0,38600	13,1	500	Eca	4x1,5	13,30000	9,6	131	Eca
1x70	0,27200	15,05	689	Eca	4x2,5	7,90000	10,6	176	Eca
1x95	0,20600	17,6	907	Eca	4x4	4,95000	11,8	243	Eca
1x120	0,16100	19,4	1131	Eca	4x6	3,30000	13,16	328	Eca
1x150	0,12900	21,8	1415	Eca	4x10	1,91000	15,2	500	Eca
1x185	0,10600	23,6	1703	Eca	4x16	1,21000	19,08	823	Eca
1x240	0,08010	26,8	2295	Eca	4x25	0,78000	23,99	1275	Eca
1x300	0,06410	29,9	2817	Eca	4x35	0,55400	27,13	1740	Eca
1x400	0,04860	33,2	3630	Eca	4x50	0,38600	30,8	2364	Eca
2x1,5	13,30000	8,22	92	Eca	5x1,5	13,30000	10,36	156	Eca
2x2,5	7,90000	9,1	120	Eca	5x2,5	7,90000	11,4	211	Eca
2x4	4,95000	10,04	158	Eca	5x4	4,95000	12,89	293	Eca
2x6	3,30000	11,2	210	Eca	5x6	3,30000	14,47	401	Eca
2x10	1,91000	12,8	307	Eca	5x10	1,91000	16,77	612	Eca
2x16	1,21000	16,5	533	Eca	5x16	1,21000	20,82	994	Eca
2x25	0,78000	20,79	836	Eca	5x25	0,78000	26,6	1574	Eca
2x35	0,55400	22,6	1062	Eca	5x35	0,55400	29,6	2104	Eca
2x50	0,38600	25,7	1436	Eca	5x50	0,38600	34,5	2931	Eca
3x1,5	13,30000	8,84	109	Eca	7x1,5	13,30000	11,2	190	Eca

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor diferencial; Acti9 iID;
4P; 100A; 300mA AC

A9R14491

Principal

Gama	Acti 9
Nombre Del Producto	Acti 9 iID40
Tipo De Producto O Componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre Abreviado Del Equipo	iID
Número De Polos	4P
Posición De Neutro	Izquierda
[In] Corriente Nominal	100 A
Tipo De Red	AC
Sensibilidad De Fuga A Tierra	300 mA
Retardo De La Protección Contra Fugas A Tierra	Instantáneo
Clase De Protección Contra Fugas A Tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación Del Dispositivo En El Sistema	Salida
Frecuencia De Red	50/60 Hz
[Ue] Tensión Nominal De Empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología De Disparo Corriente Residual	Independiente de la tensión
Poder De Conexión Y De Corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente Condicional De Cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión Nominal De Aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia A Picos De Tensión	6 kV
Indicador De Posición Del Contacto	Si
Tipo De Control	Maneta
Tipo De Montaje	Ajustable en clip
Soporte De Montaje	Carril DIN
Pasos De 9 Mm	8
Altura	91 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso Del Producto	0,37 kg

Color	Blanco
Durabilidad Mecánica	20000 ciclos
Durabilidad Eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción De Las Opciones De Bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - Terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud De Cable Pelado Para Conectar Bornas	14 mm for arriba o abajo connection
Par De Apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones De Producto	SNI
Grado De Protección Ip	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (envolvente modular) conforming to IEC 60529
Grado De Contaminación	3
Compatibilidad Electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura Ambiente De Funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura Ambiente De Almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo De Unidad De Paquete 1	PCE
Número De Unidades En El Paquete 1	1
Paquete 1 Altura	8,500 cm
Paquete 1 Ancho	7,500 cm
Paquete 1 Longitud	10,000 cm
Paquete 1 Peso	359,000 g
Tipo De Unidad De Paquete 2	S03
Número De Unidades En El Paquete 2	27
Paquete 2 Altura	30,000 cm
Paquete 2 Ancho	30,000 cm
Paquete 2 Longitud	40,000 cm
Paquete 2 Peso	10,224 kg

Información Logística

País De Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo De Garantia	18 months
---------------------	-----------



EG000020

EC000055

Fusibles de cuchillas de alto poder de ruptura para protección de líneas ante sobrecargas y cortocircuitos.

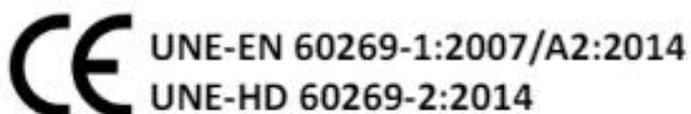


CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

- ✓ Voltaje: 500-690 Vac. / 250 Vdc- 440 Vdc
- ✓ Rango de corriente: 6A – 1250A.
- ✓ Poder de corte: 120 kA (500 V) – 50 kA (690 V) / 100 kA (Vdc)
- ✓ Clase de servicio: gG

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

- ✓ Cuerpo de cerámica MgO de alta resistencia
- ✓ Como medio de extinción del arco se utiliza arena de cuarzo SiO₂ de alta pureza tratada químicamente
- ✓ Contactos de cobre electrolítico bañado en estaño
- ✓ Tapas de aluminio
- ✓ Con indicador de fusión de níquel y cobre
- ✓ Conforme con norma ENEL GSCL004



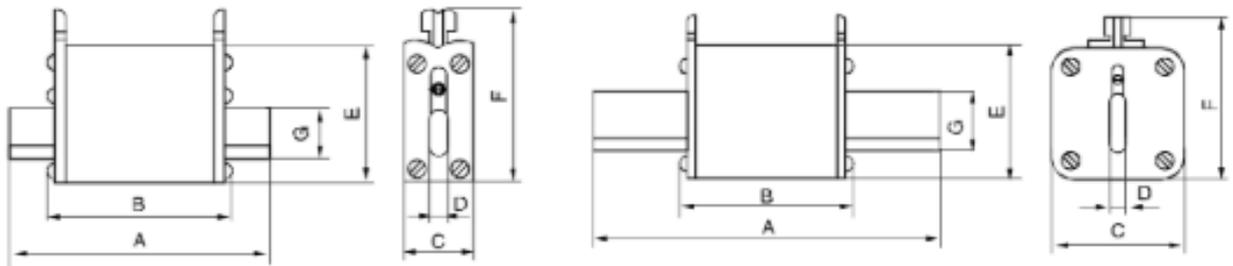
GSCL004 ENEL



ESPECIFICACIONES GENERALES

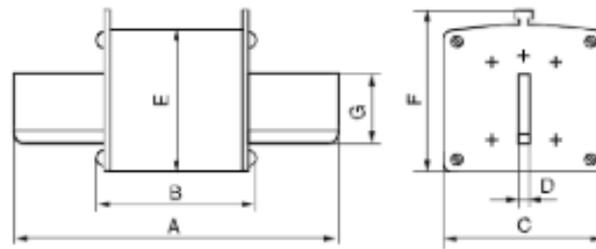
Artículo	Código	Embalaje	Tensión (Vac)	Tensión (Vdc)	Poder corte (kA)	Poder corte continua (kA)
AC-0 de 32 A	0102060	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 40 A	0102062	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 50 A	0102064	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 63 A	0102066	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 80 A	0102068	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 100 A	0102070	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 125 A	0102072	3	500/690	-	120/50	-
AC-0 de 160 A	0102074	3	500/690	-	120/50	-
AC-1 de 50 A	0102087	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 63 A	0102088	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 80 A*	0102090	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 100 A*	0102092	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 125 A*	0102094	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 160 A*	0102096	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 200 A*	0102098	3	500/690	440	120/50	100
AC-1 de 250 A*	0102100	3	500/690	440	120/50	100

* Certificados TÜV



NH00C~NH00

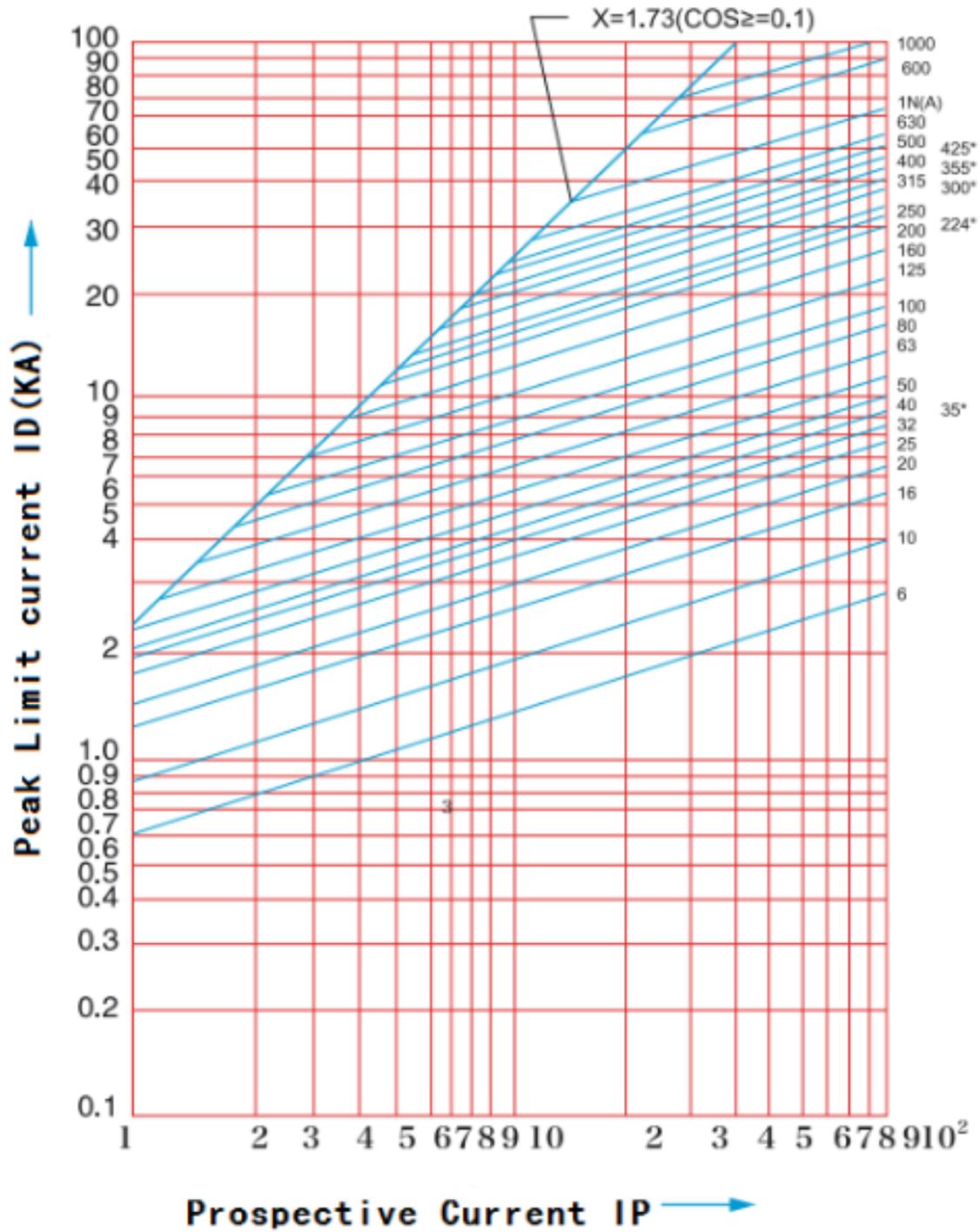
NH0~NH3



NH4

TIPO	A	B	C	D	E	F	G
NH-00	78.5	54.5	30	6	48	61	15
NH-0	125	68	30	6	48	61	15
NH-1	135	75	46	6	46	61	20
NH-2	150	75	58	6	58	73	25
NH-3	150	75	69	6	69	83	32
NH-4	200	78	86	6	94	100	49

CURVA CARACTERÍSTICAS DE CORTE



Hoja de características del producto

Características

A9N18372

Magnetotérmico, Acti9 C120N, 4P, 80 A, C curva, 10000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	80 A en 30 °C
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 500 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz <= 500 V CC 220...240 V CA 50/60 Hz 440 V CA 50/60 Hz 230...400 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7500 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V CA 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz

53-ene-2021

Utrivón | **Schneider**
ELECTRICITY

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para tomar ni la decisión o la fabricación de ningún producto para aplicaciones específicas de los usuarios.

7,5 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz
 15 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz
 10 kA 100 % acorde a EN/IEC 60947-2 - <= 500 V CC

Clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60947-2
[U] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	SI
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	SI
Pasos de 9 mm	12
Altura	81 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,82 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos acorde a IEC 60947-2
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel 1...50 mm ² rígido Terminales de tipo túnel 1,5...35 mm ² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	15 mm
Par de apriete	3,5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN/IEC 60898-1 EN/IEC 60947-2
Certificaciones de producto	EAC
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforming to IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,775 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,870 dm
Paquete 1 Longitud	1,080 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	2,38 kg
Paquete 2 Altura	10 cm
Ancho del paquete 2	9 cm

Longitud del paquete 2	33 cm
Tipo de unidad del paquete 3	503
Número de unidades en el paquete 3	18
Paquete 3 Peso	14,853 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Si
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Si
Sin mercurio	Si
Información sobre exenciones de RoHS	Si
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------