



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

“PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA
PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

Autor: Mariana Álvarez González

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE
GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2019/20 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Mariana Álvarez González

Fecha: 31/ 08/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 31/ 08/ 2020

31

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

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

El autor D. ___MARIANA ALVAREZ GONZÁLEZ_____

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: _____ PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA _____, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

podieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

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

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 31.. deAGOSTO..... de ...2019.

ACEPTA



Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

“PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA
PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

Autor: Mariana Álvarez González

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A mis profesores de ICAI, que me han formado durante los últimos seis años de mi vida, a mi directora de proyecto, por ayudarme en el último sprint de mi etapa como estudiante, a mis compañeros, quienes han sido mi familia en la que ha sido mi casa tanto tiempo, a Pepe y a mis hermanos y, especialmente, a mis padres, no sólo por hacer posible mi enseñanza, sino por saber qué decir y qué no decir en todo momento.

Proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia para generación de energía eléctrica

Autor: Álvarez González, Mariana.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Abstract- El presente trabajo de fin de máster recoge el diseño y desarrollo completo del proyecto de ejecución de una planta fotovoltaica de 34,86MWp ubicada en la localidad de Águilas, Murcia, para su interconexión con la subestación más próxima denominada “Los Ateros”, propiedad de la compañía eléctrica Iberdrola.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, inversor, transformador, string, skid, panel solar, radiación, energía renovable.

1. Introducción

La Comisión Europea insta a conseguir una Europa climáticamente neutra en el año 2050, pautando unos objetivos intermedios con los que cumplir en los años 2020 y 2030 de cara la realización de esta meta. Entre estos objetivos intermedios figura el alcanzar un 20% y un 32%, respectivamente, de energías renovables sobre el consumo energético total.

La estrategia llevada a cabo por España viene recogida en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), de manera que se adapta la normativa europea al contexto energético del país.

Durante el pasado año 2019, España ha conseguido figurar entre los 10 países con mayor capacidad instalada (UNEP, 2020), sin embargo, en su capacidad acumulada, aún le queda un largo camino por recorrer,

siendo uno de los seis países de la unión europea que aún no han cumplido con los objetivos renovables pautados para el 2020, considerándose éstos ya optimistas.

Resulta urgente tomar la dirección adecuada para cumplir los hitos del 2030 recogidos en el PNIEC 2021-2030 que sube la apuesta en la meta de un 42% de energías renovables sobre el uso final de energía, un 10% mayor que lo marcado por la Comisión Europea (Ministerio para la Transición Ecológica, 2020).

Así pues, en el presente proyecto de fin de máster se desarrollará el diseño completo de una planta solar fotovoltaica de aproximadamente 30MW de potencia localizada en España, de manera que contribuya al cumplimiento por parte del país de los objetivos pautados anteriormente.

2. Emplazamiento

Para la selección del emplazamiento donde se llevaría a cabo el desarrollo del proyecto se ha realizado un análisis de tres distintas localidades españolas, considerando factores como la radiación global horizontal, la temperatura media, sus posibilidades de inyección de energía a la red y su distancia a la subestación más cercana.

En función de los factores mencionados, se identificó un solar localizado en el municipio de Águilas, Murcia, como el

idóneo para la consecución de los objetivos del proyecto.

De coordenadas geográficas de latitud 37° 25' 48" N y longitud 1° 36' 36" O, el emplazamiento se encuentra aproximadamente a 1,5 km de la subestación eléctrica de 132kV “Los Ateros”, propiedad de Iberdrola, con posiciones disponibles a tensión de 20kV.

3. Descripción del parque solar

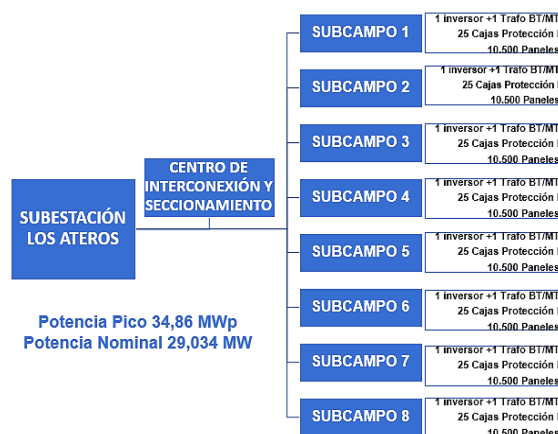
La planta fotovoltaica diseñada consiste en un sistema conectado a red con una potencia pico de 34,86MW y con una capacidad de inyección de potencia anual en la red que asciende a 72.366 MWh.

Entre los elementos que componen la planta se distinguen:

- Generador fotovoltaico constituido principalmente por 84.000 paneles solares, seguidores solares a 1 eje, fusibles, cables, dispositivos de protección contra sobre tensiones y 200 cajas de protección primaria.
- 8 inversores de corriente continua a corriente alterna, que dividen la planta en 8 subcampos eléctricamente idénticos.
- 8 centros de transformación de BT/MT, materializados en forma de skids en conjunto con los inversores, que contienen toda la aparatada de media tensión necesaria para la protección de los subcampos.
 - Líneas de baja y media tensión debidamente dimensionadas.
 - Centro de seccionamiento para interconexión con la subestación “Los Ateros”, con seccionadores, interruptor automático y celdas de

medida de la potencia inyectada en la red.

De manera esquemática, el sistema sigue la siguiente configuración:



4. Viabilidad e impacto

Con una inversión total de 30 millones de euros para la disponibilidad de la planta fotovoltaica en un periodo de 12 meses tras el inicio del proyecto, se considera el proyecto económicamente viable con un LCOE de 32,7 €/MWh frente a un LROE de 58 €/MWh. Asimismo, presenta una tasa interna de retorno del 10,96% y la inversión se recuperaría en un periodo de 11,66 años.

La ejecución del proyecto, además, supondría un impacto muy positivo en diversos aspectos como puede ser la creación de empleo en la región, promover el uso de energía renovable y concienciar sobre el potencial energético de la zona, y, por supuesto, un gran impacto ambiental al promover la descarbonización con el ahorro de 1.587.605,99 Tn de CO₂ que se habrían emitido al producir la misma cantidad de energía en una central térmica.

5. Conclusiones

La aportación de 34,86 MW a la capacidad de energía solar fotovoltaica en España

permitirá acercarse a los objetivos intermedios de 2030 y colaborar con el objetivo común de lograr la descarbonización en el año 2050.

Además, con una inversión de 30 millones de euros en un proyecto con un valor actual neto de 47.5 millones de euros, por lo que resulta muy rentable económicamente, se es capaz, no solo de contribuir a los objetivos tanto del país como mundiales, si no de acelerar la economía del municipio de Águilas.

6. Referencias

Ministerio para la Transición Ecológica.

(2020). *BORRADOR
ACTUALIZADO DEL PLAN
NACIONAL INTEGRADO DE
ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030.*

UNEF, U. E. (2020). *El sector
fotovoltaico hacia una nueva era.*

Implementation project of a large-scale photovoltaic solar plant for electricity generation

Author: Álvarez González, Mariana.
Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

SUMMARY OF THE PROJECT

Abstract - This final project includes the complete design and development of a 34,86 MWp photovoltaic plant located in the town of Águilas, Murcia, for its interconnection with the nearest substation called "Los Ateros", owned by the electricity company Iberdrola.

Keywords: Photovoltaic solar energy, inverter, transformer, string, skid, solar panel, radiation, renewable energy.

1. Introduction

The European Commission urges to achieve a climate-neutral Europe by 2050, setting intermediate targets to be met by 2020 and 2030 to achieve this goal. Among these intermediate targets is the achievement of 20% and 32%, respectively, of renewable sources over total energy consumption.

The strategy adopted by Spain is included in its National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) so that European regulations are adapted to the country's energy context.

During 2019, Spain has managed to rank among the 10 countries with the largest installed capacity (UNEF, 2020), however, in its aggregate capacity, there is still a long way to go, being one of the six European Union countries that have not yet met the renewable targets set for 2020, these being considered as optimistic.

It is now urgent to take the right direction to meet the 2030 milestones set out in the PNIEC 2021-2030, which sets a target of 42% renewable energy in terms of final energy use, 10% higher than the European Commission target (Ministry of Ecological Transition, 2020).

Therefore, in this final project of the master, it will be developed the complete design of a photovoltaic solar plant of approximately 30MW of power located in Spain, so that it contributes to the accomplishment by the country of the previously mentioned goals.

2. Location

For the choice of the site where the project would be developed, an analysis of three different Spanish locations was carried out, considering various factors such as the horizontal global radiation, the average temperature, its possibilities of energy injection into the grid and its proximity to the nearest substation.

Based on the above-mentioned factors, a site was identified in the municipality of Águilas, Murcia, as the ideal one for the realization of the project's purposes.

With geographical coordinates of latitude 37° 25' 48" N and longitude 1° 36' 36" W, the site is located approximately 1.5 km from the 132kV electrical substation "Los Ateros", owned by Iberdrola, with available positions at a voltage of 20kV.

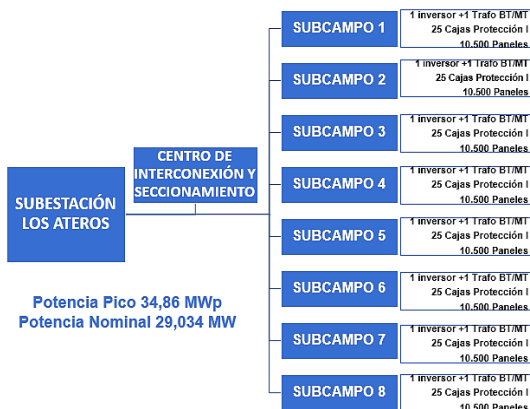
3. Description of the solar plant

The designed photovoltaic plant consists of a grid-connected system with a peak power of 34.86 MW and an annual power injection capacity to the grid of 72,366 MWh.

The plant is made up of the following components:

- Photovoltaic generator mainly constituted by 84,000 solar panels, single-axis solar trackers, fuses, cables, protection devices against overvoltage and 200 primary protection boxes.
- 8 DC to AC inverters, which divide the plant into 8 electrically identical subfields.
- 8 LV/MV transformation centres, implemented in skids together with the inverters, which contain all the medium voltage equipment necessary for the subfield protection.
- Duly sized low and medium voltage lines.
- Switching centre for the interconnection with "Los Ateros" substation, with switches, circuit breakers and cells for measuring the power injected into the grid.

Schematically, the system has the following configuration:



4. Feasibility and impact

With a total investment of 30 million euros for the implementation of the photovoltaic plant in a period of 12 months after the start of the project, the system is considered economically viable with an LCOE of 32.7 euros/MWh compared to an LROE of 58 euros/MWh. It also presents an internal rate of return of 10.96% and the investment would be recovered in a period of 11.66 years.

The implementation of the project would also have a very positive impact on various aspects such as job generation in the region, fostering the use of renewable energy and raising awareness of the energy potential of the area, and, of course, a great environmental impact by promoting decarbonization with savings of 1,587,605.99 tons of CO2 that would have been emitted by producing the same amount of energy in a thermal power plant.

5. Conclusion

The contribution of 34.86 MW to the photovoltaic solar energy capacity in Spain will bring the country closer to the mid-term objectives for 2030 and will help to meet the common goal of decarbonization by 2050.

Also, with an investment of 30 million euros in a project with a net present value of 47,5 million euros, thus very profitable economically, it is possible not only to contribute to the objectives of the country and the world but also to accelerate the economy of the municipality of Águilas.

6. References

Ministerio para la Transición Ecológica.

(2020). *BORRADOR
ACTUALIZADO DEL PLAN
NACIONAL INTEGRADO DE
ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030.*

UNEP, U. E. (2020). *El sector
fotovoltaico hacia una nueva era.*

ESTE PROYECTO CONTIENE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS:

DOCUMENTO I	MEMORIA DESCRIPTIVA	pág. 01 a 69- 69 páginas
DOCUMENTO II	PLANOS	pág. 70 a 79- 9 páginas
DOCUMENTO III	MEDICIONES Y PRESUPUESTO	pág. 81 a 86- 5 páginas
DOCUMENTO IV	ANEXOS	
	ANEXO I Análisis de las alternativas	pág. 89 a 95- 6 páginas
	ANEXO II Cálculos eléctricos	pág. 96 a 118-22páginas
	ANEXO III Estudio de sostenibilidad (ODS)	pág. 119 a 123-4páginas
	ANEXO IV Simulación PVsyst	pág. 124 a 130-6páginas
	ANEXO V Fichas técnicas	pág. 131 a 159-28páginas

Índice de figuras

Figura 1. Ranking de países con mayor potencia solar instalada anua y acumulada en 2019. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Programa PVPS.....	4
Figura 2. Potencia instalada (MW) y potencia generada (GWh) por Comunidad Autónoma en España. Fuente: UNEF con datos de REE.....	5
Figura 3. Porcentaje de energías renovables sobre energía final bruta. Fuente: Eurostat y estimación APPA Renovables.....	6
Figura 4. Despliegue de las Renovables en España. Fuente: Red Eléctrica de España.....	7
Figura 5. Ubicación de Águilas en Murcia. Fuente: Andorreandoporelmundo.com.	11
Figura 6. Localización de la parcela con respecto a la subestación “Los Ateros”. Fuente: Google Earth.....	12
Figura 7. Esquema básico de una instalación conectada a la red. Fuente:	13
Figura 8. Promedio mensual de Gh y Dh en Los Ateros. Fuente: Meteonorm.	17
Figura 9. Duración promedio mensual del día solar en Los Ateros. Fuente: Meteonorm... ..	17
Figura 10. Gráfico de cajas y bigotes de la temperatura mensual (Ta) en Los Ateros. Fuente: Propia.....	18
Figura 11. Horizonte (sombras lejanas) para Los Ateros. Fuente: Meteonorm.	22
Figura 12. Diagrama de Sarky de pérdidas en el conjunto. Fuente: PVsyst.....	26
Figura 13. Esquema de conexión de inversores centrales (a) y de inversores de cadenas (b). Fuente: (Damien Picault, 2010).....	28
Figura 14. Placa solar monocristalina. Fuente: Cambio Energético.	32
Figura 15. Placa solar policristalina. Fuente: Comercio Solar	32
Figura 16. Principio de funcionamiento de los módulos bifaciales. Fuente: (Taylor, 2019)	33
Figura 17. Estación solar Freesun MV SKID. Fuente: Power Electronics.....	38
Figura 18. Esquema unifilar del MV Skid. Fuente: Power Electronics.	40
Figura 19. Esquema de la instalación en Águilas. Fuente: Propia.	41
Figura 20. Esquema de la instalación de corriente alterna. Fuente: Propia.....	47
Figura 21. Esquema unifilar conexión Telecontrol y Telemida al centro de seccionamiento. Fuente: Iberdrola.....	53
Figura 22. Evolución del LCOE mundial en la última década. Fuente: Lazard.....	62

Figura 23. Desviación porcentual de los datos de radiación respecto al valor promedio en El Judío. Fuente: Propia.	92
Figura 24.. Desviación porcentual de los datos de radiación respecto al valor promedio en Marmolejo. Fuente: Propia.	92
Figura 25. Desviación porcentual de los datos de radiación respecto al valor promedio en Los Ateros. Fuente: Propia.	92
Figura 26. Energía vertida a la red en la instalación localizada en El Judío. Fuente: PVsyst.	93
Figura 27. Energía vertida a la red en la instalación localizada en Alarcos. Fuente: PVsyst.	94
Figura 28. Energía vertida a la red en la instalación localizada en Los Ateros. Fuente: PVsyst.	94
Figura 29. Balance de las ubicaciones en función de los datos obtenidos.	95
Figura 30. Esquema unifilar de la instalación hasta la falta trifásica en MT. Fuente: ICAI.	110
Figura 31. Objetivos del Desarrollo Sostenible. Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.....	119

Índice de tablas

Tabla 1. Objetivos climáticos. Fuente: Comisión Europea.	3
Tabla 2. Evolución de la potencia instalada de energía Eléctrica (MW). Fuente: Documento Sintético del Borrador Actualizado del PNIEC.	8
Tabla 3. Tabla de datos climáticos en Los Ateros. Fuente: Meteonorm.	16
Tabla 4. Balances y resultados de la instalación. Fuente: PVsyst.	25
Tabla 5. Modelos de inversores para la instalación considerados. Fuente: elaboración propia.	29
Tabla 6. Resultados de la simulación en PVsyst para el inversor HEMK FS3510K. Fuente: elaboración propia.	30
Tabla 7. Resultados de la simulación en PVsyst para el inversor DUAL INGECON SUN 1800TL B690. Fuente: elaboración propia.	31
Tabla 8. Resultados de la simulación en PVsyst para los diferentes paneles solares. Fuente: elaboración propia.	35
Tabla 9. Comparativa de seguidores solares a un eje considerados. Fuente: propia.	37
Tabla 10. Características eléctricas y mecánicas de los paneles solares. Fuente: Propia.	42
Tabla 11. Características de los seguidores solares de Soltec. Fuente: Propia.	43
Tabla 12. Características técnicas del inversor. Fuente: Propia.	44
Tabla 13. Costes de capital. Fuente: Propia.	55
Tabla 14. Estimación de los costes de operación del proyecto. Fuente: Propia.	56
Tabla 15. Datos de la hipótesis de ganancias de la instalación. Fuente: Propia.	56
Tabla 16. Flujo Acumulado de Caja. Fuente: Propia.	61
Tabla 17. Contaminación evitada de GEI en función del tipo de central de carbón. Fuente: Propia.	65
Tabla 18. Contaminación evitada de GEI en función del tipo de central térmica. Fuente: Propia.	66
Tabla 19. Presupuesto de la obra civil. Fuente: Propia.	83
Tabla 20. Presupuesto de la instalación eléctrica. Fuente: Propia.	85
Tabla 21. Presupuesto de los equipos. Fuente: Propia.	85
Tabla 22. Resumen del presupuesto. Fuente propia.	86
Tabla 23. Emplazamientos de partida. Fuente: Propia.	89

Tabla 24. Valores mensuales de la RGH y temperatura en El Judío en función de la base de datos. Fuente: Propia.	90
Tabla 25. Valores mensuales de la RGH y temperatura en Alarcos en función de la base de datos. Fuente: Propia.	91
Tabla 26. Valores mensuales de la RGH y temperatura en Los Ateros en función de la base de datos. Fuente: Propia.	91
Tabla 27. Características del inversor.....	96
Tabla 28. Características del panel solar	96
Tabla 29. Valores finales de dimensionamiento de la planta.	98
Tabla 30. Parámetros cobre y aluminio. Fuente: REBT.....	102
Tabla 31. Dimensionamiento cableado Tramo 1. Fuente: Propia.	103
Tabla 32. Dimensionamiento cableado Tramo 2. Fuente: Propia.	104
Tabla 33. Dimensionamiento cableado Tramo 3. Fuente: Propia.	105
Tabla 34. Dimensionamiento cableado Tramo 3 para 9 cables. Fuente: Propia.	105
Tabla 35. Dimensionamiento cableado Tramo 4. Fuente: Propia.	106
Tabla 36. Dimensionamiento cableado Tramo 5. Fuente: Propia.	107
Tabla 37. Dimensionamiento cableado Tramo 5 para 2 cables. Fuente: Propia.	107
Tabla 38. Dimensionamiento cableado Tramo 6 para 4 conductores por fase. Fuente: Propia.	108
Tabla 39. Caída de tensión en la parte alterna total. Fuente: Propia.	109
Tabla 40. Sección de los conductores de protección de la puesta a tierra del generador fotovoltaico. Fuente: Propia.	112
Tabla 41. Parámetros del electrodo de puesta a tierra de protección. Fuente: Propia.	114
Tabla 42. Parámetros de cálculo de las tensiones de paso. Fuente: Propia.	115
Tabla 43. Valores de las tensiones máximas de paso admisibles. Fuente: Propia.	116
Tabla 44. Resultados y parámetros de las tensiones de paso de la instalación de los centros de transformación e interconexión. Fuente: Propia.	117

***DOCUMENTO I. MEMORIA
DESCRIPTIVA***

Índice de la Memoria

<i>Documento I. Memoria Descriptiva.....</i>	<i>I</i>
<i>1. Introducción</i>	<i>3</i>
<i>2. Estado de la cuestión.....</i>	<i>4</i>
<i>3. Motivación</i>	<i>8</i>
<i>4. Normativa</i>	<i>9</i>
<i>5. Emplazamiento</i>	<i>10</i>
5.1. Águilas	10
5.2. Descripción del emplazamiento	11
5.3. Punto de interconexión.....	12
<i>6. Principales equipos de una planta solar fotovoltaica</i>	<i>13</i>
<i>7. Producción estimada de energía</i>	<i>15</i>
7.1. Datos climáticos del emplazamiento	15
7.2. Rendimiento de la instalación o Performance Ratio (PR).....	18
7.3. Energía inyectada en la red	24
<i>8. Selección de los equipos principales</i>	<i>26</i>
8.1. Selección del inversor	26
8.2. Selección de los paneles	31
8.3. Selección de la estructura soporte	35
8.4. Selección del transformador	38
<i>9. Descripción de la instalación</i>	<i>40</i>
9.1. Introducción.....	40
9.2. Instalación de corriente continua.....	44
<i>Conductores.....</i>	<i>45</i>
<i>Canalizaciones</i>	<i>45</i>
<i>Protecciones</i>	<i>46</i>

<i>Puesta a tierra</i>	46
9.3. Instalación de corriente alterna	46
<i>Conductores</i>	47
<i>Canalizaciones</i>	48
<i>Centro de interconexión y seccionamiento</i>	49
<i>Protecciones</i>	50
<i>Contadores</i>	51
<i>Puesta a tierra</i>	51
9.4. Comunicación y control	52
10. Presupuesto de ejecución del proyecto	53
11. Estudio técnico-económico de viabilidad	54
11.1. Costes del proyecto	55
11.2. Ingresos del proyecto.....	56
11.3. Cuenta de resultados.....	58
11.4. Flujos de caja del proyecto	59
11.5. Rentabilidad del proyecto.....	60
11.6. Coste equivalente de la energía generada.....	61
11.7. Conclusión.....	62
12. Planificación del proyecto	63
13. Contaminación evitada	65
14. Estudio básico de seguridad y salud	67
15. Referencias	67

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión Europea insta a conseguir una Europa climáticamente neutra en el año 2050, incluyendo en su estrategia para este fin objetivos intermedios con los que cumplir en los años 2020 y 2030.

Estos objetivos climáticos y de energía intermedios vienen dados por paquetes de medidas asumidos por la UE, cuyos principales puntos son los siguientes:

	<i>Objetivos 2020</i>	<i>Objetivos 2030</i>
% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990).	20%	40%
% de energías renovables sobre el consumo energético total.	20%	32%
% de mejora de la eficiencia energética.	20%	32.5%

Tabla 1. Objetivos climáticos. Fuente: Comisión Europea.

Los objetivos que respectan a las energías renovables varían según la situación inicial de producción de energías renovables correspondiente a cada país y a su capacidad para aumentarla. En el caso de España, los objetivos y planes propuestos se presentan en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), de manera que se adapta la normativa europea al contexto energético del país.

Así pues, en el presente proyecto de fin de máster se desarrollará el diseño completo de una planta solar fotovoltaica de gran potencia localizada en España, de manera que contribuya al cumplimiento por parte del país de los objetivos pautados anteriormente.

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En el ámbito internacional, la energía solar fotovoltaica se encuentra en auge. Año tras año, la capacidad instalada mundial aumenta consecutivamente en afán de alcanzar los objetivos medioambientales, suponiendo en el año 2019 el aumento de la capacidad en un 12% frente al año 2018, alcanzando los 115GW de potencia. El aumento significativo del mercado ha situado a Europa entre los líderes del mercado global, acercándose al gigante del mercado, China (UNEF, 2020).










1		China	30,1GW	1		China	204,7GW
(2)		European Union	16,0GW	(2)		European Union	131,7GW
2		United States	13,3GW	2		United States	75,9GW
3		India	9,9GW	3		Japan	63GW
4		Japan	7,0GW	4		Germany (EU)	49,2GW
5		Vietnam	4,8GW	5		India	42,2GW
6		Spain (EU)	4,4GW	6		Italy (EU)	20,8GW
7		Germany (EU)	3,9GW	7		Australia	14,6GW
8		Australia	3,7GW	8		UK(EU in 2019)	13,3GW
9		Ukraine	3,5GW	9		Korea	11,2GW
10		Korea	3,1GW	10		France (EU)	9,9GW

Figura 1. Ranking de países con mayor potencia solar instalada anua y acumulada en 2019.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Programa PVPS.

En la figura anterior se observa cómo España figura entre el Top 10 de países con mayor capacidad instalada durante el pasado año 2019, sin embargo, en su capacidad acumulada, aún le queda un largo camino por recorrer.

Así, por su parte, en el ámbito nacional la energía solar sigue la misma tendencia de crecimiento, aumentando de un 3% a un 3,5% del mix eléctrico nacional (UNEF, 2020), siendo la tercera fuente de energía renovable con mas peso. Las comunidades de Castilla – La Mancha y Andalucía son los líderes autonómicos tanto de potencia instalada como de potencia vertida a la red.

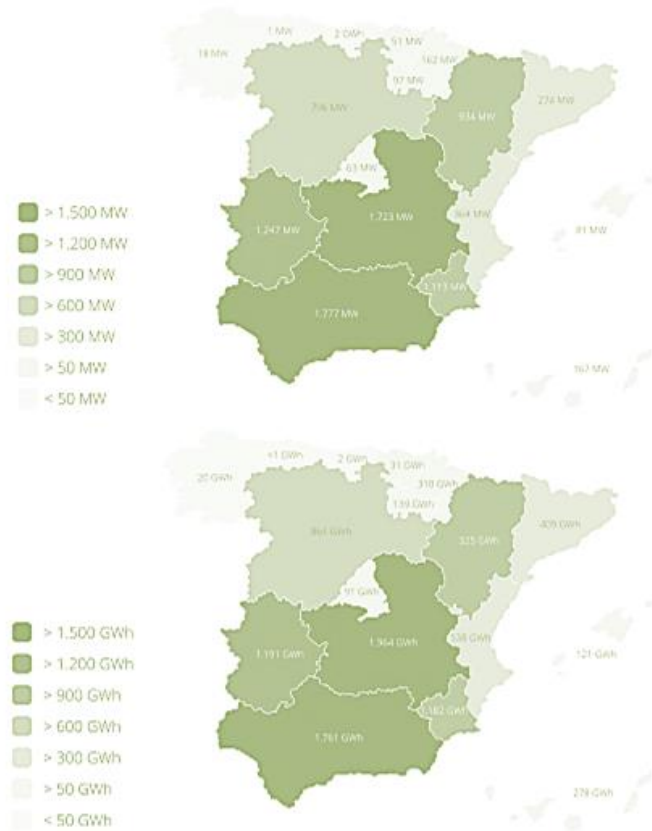


Figura 2. Potencia instalada (MW) y potencia generada (GWh) por Comunidad Autónoma en España. Fuente: UNEF con datos de REE.

A nivel económico – social, cabe destacar el impacto de la energía fotovoltaica en sus distintas formas de actividad (producción, fabricación, ingeniería...) en términos de PIB nacional, alcanzando un valor aproximado de 3.200 millones de euros en su huella económica en 2019, lo que supone un 0,26% del PIB español, siguiendo la tendencia de crecimiento de los años anteriores y aumentando un 23% frente al año 2018 (UNEF, 2020). Por su parte, en su rama social, en 2019 se alcanzan los casi 38.500 trabajadores asociados al sector, si se tienen en cuenta empleos directos e indirectos.

Este notable crecimiento del sector no tiene perspectivas de ralentizarse. La estrategia llevada a cabo por España para el cumplimiento de los objetivos marcados en el año 2020 viene dada en el Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER), donde expresa su plan de acción para el periodo 2011-2020 de la siguiente manera:

“La Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales mínimos conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Y para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 -mismo objetivo que para la media de la UE-, junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año.” (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010)

Actualmente España es uno de los seis países de la unión europea que aún no han cumplido con los objetivos renovables pautados para el 2020. Aunque aún no se dispone de los datos exactos de los años 2018 y 2019, la evolución del porcentaje de energías renovables sobre la energía final bruta en España no se espera que alcance el 20% deseado para el 2020.

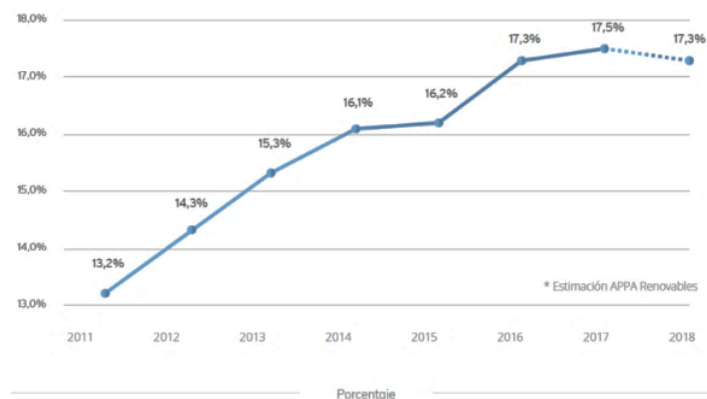


Figura 3. Porcentaje de energías renovables sobre energía final bruta. Fuente: Eurostat y estimación APPA Renovables.

De hecho, los análisis del año 2018 apuntan a que se ha producido un retroceso respecto a la meta debido a un “aumento de la demanda y una reducción de la producción solar”, según José María González Moya, director general de APPA Renovables. Ya en las pujas realizadas en 2016 y 2017 se advirtió que, aunque los 8.731 MW necesarios para llegar al objetivo fueran instalados (4.607 eólicos, 3.904 fotovoltaicos y 220 de biomasa), a lo sumo se lograría un porcentaje del 19,5% (Ojea, 2019).

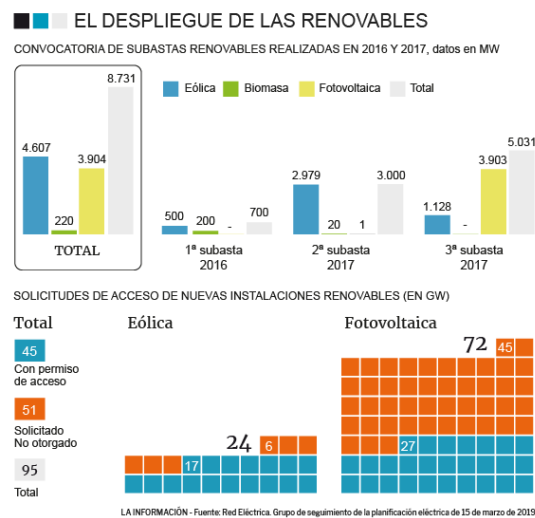


Figura 4. Despliegue de las Renovables en España. Fuente: Red Eléctrica de España.

Si bien los objetivos del año 2020 parecen ahora optimistas, resulta inminente tomar la dirección adecuada para cumplir los hitos del 2030. La estrategia tomada por cada Estado miembro de la UE para cumplir estos últimos se encuentra recogida en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

Según el borrador actualizado en enero del 2020 del PNIEC y, siendo uno de sus principios fundamentales “primero, la eficiencia energética”, los resultados esperados en España en el año 2030 son los siguientes (Ministerio para la Transición Ecológica, 2020):

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.

- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

En concreto, el Plan prevé que para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010).

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del borrador actualizado del PNIEC.

Tabla 2. Evolución de la potencia instalada de energía Eléctrica (MW). Fuente: Documento Sintético del Borrador Actualizado del PNIEC.

3. MOTIVACIÓN

Con la realización del presente proyecto se pretende contribuir a los 3.904 MW de energía solar fotovoltaica necesarios para acercarse a los objetivos de 2020 y 2030 para la transición energética. En concreto, la planta diseñada tendrá aproximadamente una capacidad nominal de 30 MW, y estará situada junto a la subestación de 132 kV llamada “Los Ateros”, en el municipio de Águilas, Murcia.

4. NORMATIVA

Para la realización del presente proyecto se ha tenido en cuenta el siguiente reglamento:

- **Real Decreto 842/2002**, del 2 de agosto, en el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- **Real Decreto 223/2008**, del 15 de febrero, en el que se aprueba el reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias
- **Real Decreto 1663/2000**, del 29 de septiembre, sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- **Real Decreto 413/2014**, del 6 de junio, sobre la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, sobre la regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **Orden IET/1045/2014**, del 16 de junio, sobre la aprobación de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **MT 2.80.14**, de febrero de 2016, un manual técnico por el que Iberdrola regula la instalación de medida en clientes y régimen especial de alta tensión (hasta 132kV).

- **MT 3.53.01**, de marzo de 2016, sobre las condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a red de Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.
- **MT 2.00.03**, de septiembre de 2013, un manual técnico de distribución en el que Iberdrola instaure la normativa particular para instalaciones de clientes en alta tensión.
- **Real Decreto 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

5. EMPLAZAMIENTO

5.1. ÁGUILAS

Tras realizar un análisis de las alternativas en diferentes localizaciones de España (adjunto en el Anexo 1), la instalación fotovoltaica estará emplazada en un terreno localizado en el municipio de Águilas, en la región de Murcia. Águilas es un municipio de la costa mediterránea limítrofe con Lorca al norte y al este, y con la provincia de Almería, Andalucía, al oeste.

En cuanto al clima del municipio es desértico cálido, con temperatura media de 19,4°C según la base de datos Meteonorm y con una radiación global anual horizontal de 1873kWh/m² según la misma fuente, lo que dota al emplazamiento de recurso solar suficiente para la consecución de los objetivos del proyecto.



Figura 5. Ubicación de Águilas en Murcia. Fuente: Andorreandoporel mundo.com.

5.2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

En concreto, el emplazamiento en el que se desarrollará el parque solar tiene las coordenadas geográficas de latitud $37^{\circ} 25' 48''$ N y longitud $1^{\circ} 36' 36''$ O, junto a la carretera autonómica RM-333, como se muestra en el Plano 1. Plano de Situación y Localización, incluido en el Documento II del presente proyecto. La parcela posee una superficie de $809.481,31\text{m}^2$ (80,95 hectáreas) suficiente para albergar los 30 MWp de potencia materializados en forma de paneles solares.

La pendiente topográfica del terreno, por su parte, alcanza el 1,41% en la dirección N-S, lo que lo hace apto para la instalación de los seguidores de la instalación, cuyo fabricante especifica una pendiente máxima del 17%.

En cuanto a las propiedades del terreno que compone la parcela, éste se considera arenoso y muy seco, con una resistividad térmica del terreno de $1,5\text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$. Además, la región está sufriendo un proceso severo de desertificación, por el cual el terreno ha perdido parcialmente

su potencial de producción agrícola, lo que hace apto el aprovechamiento del mismo para explotar el potencial solar de la zona.

5.3. PUNTO DE INTERCONEXIÓN

El solar escogido para el desarrollo del proyecto se encuentra aproximadamente a 1.5 km de la subestación eléctrica conocida por el nombre “Los Ateros”, 3.5 km considerando el soterramiento de cables siguiendo las vías de tráfico. La subestación está conectada a la alta tensión de 132 kV a través de la subestación localizada en Lorca, Carril, y dispone de alimentación de 20 kV, tensión para la que se diseñará la interconexión con el parque solar.

La subestación es propiedad de la empresa Iberdrola, por lo que habrá que tener en cuenta las normas administrativas y técnicas impuestas por ésta para garantizar la compatibilidad de la planta con la red en el punto de interconexión.



Figura 6. Localización de la parcela con respecto a la subestación “Los Ateros”. Fuente: Google Earth.

6. PRINCIPALES EQUIPOS DE UNA PLANTA SOLAR

FOTOVOLTAICA

Previo a comenzar con el diseño de la instalación, es necesario conocer cuáles son los componentes principales de una planta solar fotovoltaica conectada a la red. De manera orientativa sigue un esquema como el mostrado en la figura adjunta a continuación.

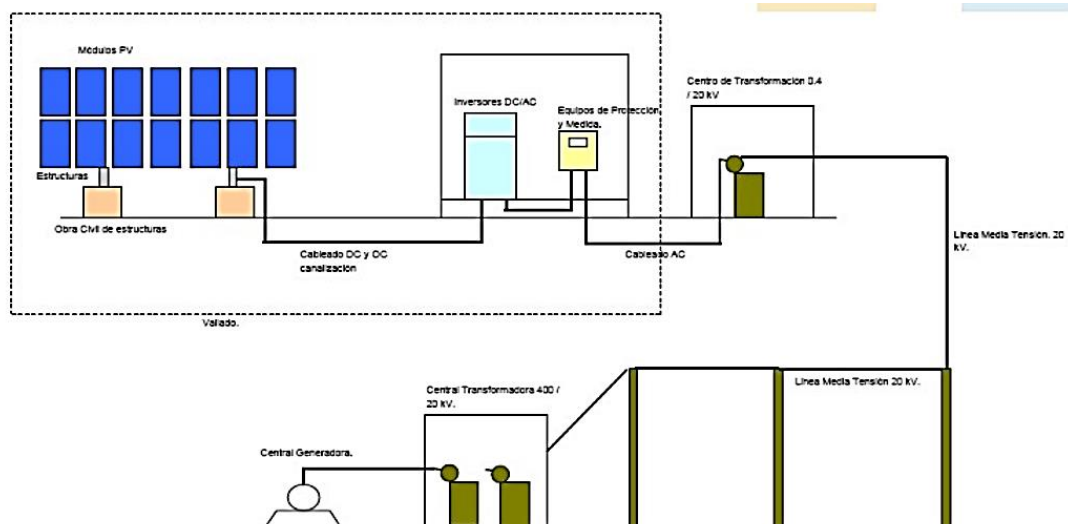


Figura 7. Esquema básico de una instalación conectada a la red. Fuente: (Alonso Alonso, 2020)

Como se observa en la figura anterior, los sistemas conectados a la red carecen de dispositivos de almacenamiento de energía, o baterías, algo que los caracteriza con respecto a los sistemas aislados, capaces de abastecer de manera autónoma a diferentes cargas gracias a la acumulación de energía.

Por su parte, en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se distinguen los siguientes elementos(Alonso Alonso, 2020):

- **Generador fotovoltaico.** El generador fotovoltaico es aquel encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica a través de diversos componentes, que son los paneles solares, los seguidores solares, fusibles, dispositivos de protección contra sobretensiones, y las cajas de protección primaria y secundaria. Es decir, el generador fotovoltaico es la composición de equipos aguas abajo del inversor que entregan la energía a este. Estos equipos se abordarán en detalle más adelante en el proyecto.
- **Inversor de corriente.** Encargado de transformar la corriente continua proveniente del generador fotovoltaico a corriente alterna compatible con la red eléctrica, a la misma frecuencia de funcionamiento de esta. Junto con el generador fotovoltaico, se comporta como una fuente de intensidad en el sistema.
- **Equipos de protección y medida de energía eléctrica.** Encargados de mantener el sistema protegido ante sobreintensidades y de monitorizar los niveles de frecuencia y tensión para comprobar que se encuentren dentro de los límites establecidos en la red.
- **Centro de transformación de baja tensión a media tensión.** Cuando la subestación es de media tensión, es necesario elevar la baja tensión proveniente del generador fotovoltaico a unos niveles aceptables para la interconexión.
- **Centro de seccionamiento e interconexión con la subestación de la compañía eléctrica.** Previo a conectarse a la posición presente en la subestación eléctrica, se ha de disponer de un centro de interconexión y seccionamiento con seccionadores e interruptores automáticos capaces de regular la conexión de la planta a la red.
- **Línea eléctrica de media tensión.** Desde la central fotovoltaica a la subestación de interés, se ha de tender una línea que, cumpliendo los límites de caída de tensión, conecte ambos emplazamientos.

7. PRODUCCIÓN ESTIMADA DE ENERGÍA

De cara a conocer la verdadera capacidad de producción de energía de la planta, es necesario tener que cuenta que ésta no funciona de manera ideal, sino que presenta diversas pérdidas de potencia que harán que la energía inyectada no sea la de diseño.

Para conocer la estimación de la energía producida real, se ha hecho uso del software de simulación específico de instalaciones fotovoltaicas PVsyst, que permite realizar los cálculos de energía inyectada en la red teniendo en cuenta e incorporando en el cálculo diversos factores de pérdidas que se explicarán posteriormente en este apartado. Para el cálculo descrito, se considerarán los equipos descritos con anterioridad en el presente proyecto.

7.1. DATOS CLIMÁTICOS DEL EMPLAZAMIENTO

Para analizar el recurso solar de un emplazamiento es necesaria la obtención de los datos de radiación solar del mismo. Esta radiación suele estar descompuesta en diversos componentes, que son(Alonso Alonso, 2020):

- Radiación Directa (B). Es la radiación recibida sobre la superficie terrestre obtenida directamente del sol sin que los rayos hayan sido interceptados a su paso por la atmósfera terrestre y consecuentemente desviados.
- Radiación Difusa (D). Es la radiación que se recibe sobre la superficie terrestre tras haber sufrido cambios de trayectoria por parte de los rayos al atravesar la atmósfera, fruto del choque de los estos con ciertas moléculas y partículas contenidas en el aire. Es la radiación con mayor potencial energético.
- Radiación Albedo o Reflejada (R). Es la radiación que se recibe tras la reflexión de los rayos en la superficie terrestre.

Conociendo estas tres componentes de la radiación, se puede definir la Radiación Global (G) como la suma de estas tres componentes, siguiendo la fórmula $G=D+B+R$.

Como se explica en el Anexo I del presente proyecto, para la obtención de los datos meteorológicos del municipio Águilas se utilizará la base de datos de radiación solar Meteonorm.

En concreto, será necesaria la obtención de los datos de radiación global horizontal (Gh), la radiación difusa horizontal (Dh), los valores de temperatura media ambiente (Ta) y, finalmente, los valores medios de la velocidad del viento (FF).

	<i>Gh (kWh/m²)</i>	<i>Dh (kWh/m²)</i>	<i>Ta(°C)</i>	<i>FF(m/s)</i>
Enero	83	28	11,1	2,2
Febrero	94	39	12,6	2,3
Marzo	149	52	15,6	2,8
Abril	185	64	17,9	3,1
Mayo	220	78	21,5	3
Junio	231	75	26,1	3,1
Julio	246	60	28,3	3,1
Agosto	212	67	28,2	2,9
Septiembre	163	59	24,5	2,5
Octubre	123	47	20,6	2,2
Noviembre	92	30	14,9	2,1
Diciembre	79	23	11,9	2,1
Año	1873	620	19,4	2,6

Tabla 3. Tabla de datos climáticos en Los Ateros. Fuente: Meteonorm.

Representando los datos de forma gráfica se observa cómo, como era de esperar, la radiación presenta una variación mensual significativa en función de la estación del año, presentando radiaciones reducidas en las estaciones frías del año, como son invierno y otoño, y radiaciones más elevadas en las estaciones más cálidas, siendo éstas verano y primavera.

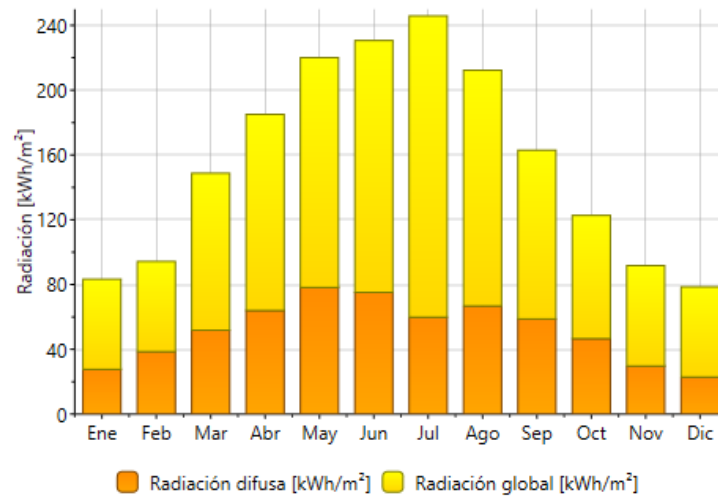


Figura 8. Promedio mensual de G_h y D_h en Los Ateros. Fuente: Meteonorm.

Por otra parte, en la siguiente figura se observa cómo el día solar va en aumento siguiendo el mismo patrón estacional, por lo que los meses en los que se podrá aprovechar más energía solar, no sólo por la mayor cantidad de radiación, sino también por la mayor duración del día solar, serán aquellos correspondientes a las estaciones más cálidas del año.

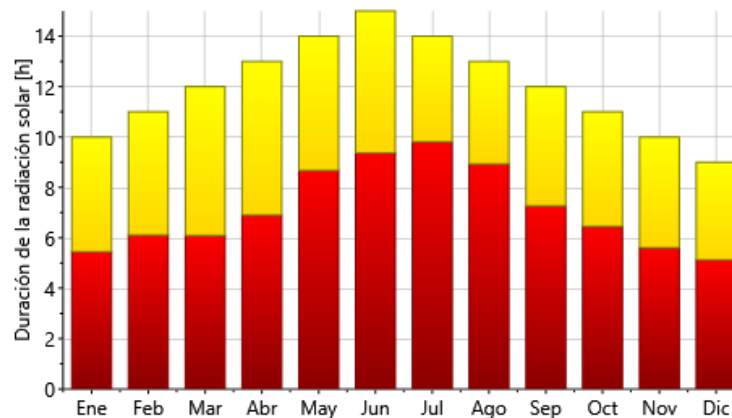


Figura 9. Duración promedio mensual del día solar en Los Ateros. Fuente: Meteonorm.

Por su lado, las temperaturas son bastante elevadas durante todo el año, pudiendo ser esto contraproducente en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos en los meses de verano, lo que se tendrá en cuenta más adelante para el cálculo del rendimiento mensual real de la planta solar.

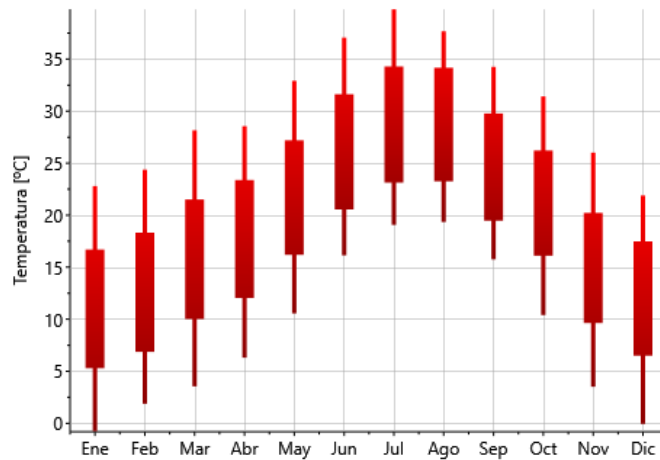


Figura 10. Gráfico de cajas y bigotes de la temperatura mensual (T_a) en Los Ateros. Fuente: Propia.

7.2. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN O PERFORMANCE RATIO (PR)

A continuación, se procederá a calcular el Performance Ratio de la planta, un coeficiente muy importante de cara a analizar la eficiencia de la presente instalación. El PR es la relación entre la energía producida en condiciones ideales y en condiciones reales de funcionamiento.

Para conocer la energía producida vertida a la red real, es decir, la que contabilizará el contador a la salida de la planta, es necesario conocer las pérdidas que se producirán en el sistema. Así, el cálculo del PR se efectúa de la siguiente manera:

$$PR(\%) = (1 - PERD_1) * (1 - PERD_2) * \dots * (1 - PERD_n)$$

Las pérdidas que se tendrán en cuenta para el cálculo del rendimiento de la planta se detallan a continuación:

- ***Pérdidas por polvo o suciedad en el panel***

La suciedad presente en los paneles solares acumulada con el paso del tiempo supone una disminución del rendimiento de estos al disminuir la corriente y la tensión

generada al atravesar la radiación solar la célula fotovoltaica. Esta disminución del rendimiento se traduce en pérdidas para el conjunto de la planta solar.

El factor de pérdidas por suciedad es un valor por introducir en el programa de simulación. Un valor típico para una localización en la que apenas llueve, como es el caso presente, suele ascender al **2%**.

- ***Pérdidas angulares y espectrales***

Las pérdidas angulares y espectrales son debidas a la exposición de los módulos a condiciones reales de funcionamiento, y no a las condiciones estándar de medida (STC) para las que están determinados los datos provistos en las fichas técnicas de las placas. Las condiciones estándar se consideran 1000W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, incidencia normal (90°) y espectro AM 1,5 G. En cuanto a las dos últimas, la incidencia con un ángulo distinto al normal con la superficie, o la variación del espectro solar respecto al normalizado en cada momento, hace que en la célula se originen pérdidas con respecto a las condiciones ideales.

El factor de pérdidas angulares y espectrales F_{IAM} es provisto por el software PVsyst en su simulación, y en este caso se tiene:

$$F_{IAM} = 1\%$$

- ***Pérdidas por nivel de irradiancia***

De la misma manera que ocurría en el caso anterior, cuando la irradiancia es distinta a los 1000w/m² de las Condiciones Estándar de Medida, lo paneles solares no actúan en su punto de máxima eficiencia, por lo que se generan pérdidas en la planta adicionales. El factor de pérdidas asociado a este hecho se provee por el programa de simulación al compilar la variante. Así, en este caso el factor de pérdidas asociado al distinto nivel de irradiancia alcanza el **0,27%**.

- ***Pérdidas por temperatura***

Como se comentó con anterioridad en los datos climáticos de Los Ateros, las altas temperaturas del municipio de Águilas influirán negativamente en el rendimiento de los paneles. Volviendo a las Condiciones Estándar de Medida, cuando la temperatura es distinta de los 25°C normalizados la tensión de los módulos se reduce y por tanto la potencia liberada es menor lo que, de nuevo, se traduce en pérdidas para el sistema.

Para un coeficiente de pérdidas de potencia de 0,37%/°C provisto por Canadian Solar, el proveedor de los paneles solares como se verá más adelante, PVsyst estima las pérdidas por temperatura del conjunto de módulos fotovoltaicos en un **6,41%**, un valor significativo.

- ***Pérdidas por calidad del módulo***

Estas pérdidas suelen resultar negativas, es decir, en lugar de pérdidas, los módulos fotovoltaicos presentan una calidad superior a la esperada para poder desempeñar sus funciones durante un periodo de 25 años, por lo que suponen ganancias para el sistema en su conjunto. En el caso de los módulos empleados en este proyecto se supone una pérdida de **-0,5%** sobre la potencia total inyectada en la red.

- ***Pérdidas por Light Induced Degradation (LID)***

La exposición a la radiación por parte de los lingotes de silicio que componen las células fotovoltaicas hace que se produzca el fenómeno LID, por el cual se reducen las propiedades del silicio debido a la liberación de microburbujas de oxígeno atrapadas en los lingotes durante el proceso de fabricación de estos. Así, al estar tratando con paneles policristalinos, las pérdidas producidas por el fenómeno LID se estiman en un **1,3%**.

- ***Pérdidas por dispersión fabricación en la potencia del módulo (mismatch)***

Las pérdidas por *mismatch*, o desajuste, se producen por la conexión de paneles de distinta potencia, lo que genera una limitación en las corrientes de salida de la rama en la que los paneles están conectados en serie.

Las pérdidas por desajuste se estiman en un **1%**.

- ***Pérdidas por caída de tensión en el cableado***

A partir de un buen dimensionamiento de los conductores, como se detalla en el Anexo II, en el cálculo del cableado de la planta, se limita la caída de tensión en los cables a un 1,5% tanto en la parte de alterna como en la de continua, y con ello la caída de potencia en los mismos que reduciría el rendimiento de la planta.

De este modo, se tiene una caída de tensión en el cableado de continua del 0,28% y del 0,38% en corriente alterna, teniendo unas pérdidas totales de 0,6%. Para tener en cuenta posibles errores se considera un 0.1% más, por lo que se tendrá en cuenta unas pérdidas óhmicas de 0,76%.

- ***Pérdidas por rendimiento del inversor***

El inversor es un equipo cuyo funcionamiento no es ideal, sino que en condiciones normales de funcionamiento presenta una cierta eficiencia específica de cada modelo en función de la tensión a la que se encuentre el inversor y la potencia de entrada al mismo, de manera que los inversores poseen una curva de rendimiento.

Estas pérdidas, como se comentará en el apartado 8 de la memoria, Selección de los equipos principales, suelen ser significativas por lo que el modelo de inversor escogido es en parte por la minimización de las pérdidas en el inversor en condiciones de funcionamiento, teniendo un valor, para el panel y el ratio de potencia pico y potencia nominal seleccionado, de **1,42%**, según el programa de simulación PVsyst.

- ***Pérdidas por limitación de potencia del inversor (pérdidas por “derating”)***

De la misma manera que ocurre en los módulos fotovoltaicos, a partir de determinado nivel de temperatura la eficiencia de los inversores disminuye, en este caso como medida de protección para evitar que el inversor funcione a altas temperaturas.

Para las condiciones de funcionamiento dadas en el sistema, las pérdidas en el inversor por limitación de potencia del inversor alcanzan el **0.04%**.

- **Pérdidas por sombreado**

Las pérdidas por sombreado se presentan de dos formas en función de la fuente de sombras sobre los paneles solares.

En primer lugar, se puede tener sombreado lejano, procedente de la orografía del emplazamiento, como pueden ser colinas o montañas cercanas, así como edificios próximos. El sombreado lejano se obtiene a partir de la base de datos de Meteonorm, para posteriormente introducir el horizonte obtenido en el software de PVsyst para que lo considere en sus cálculos.

Así, generando unas pérdidas por sombreado lejano que alcanzan el **1,43%**, se tiene el siguiente horizonte en el emplazamiento de nuestra instalación:

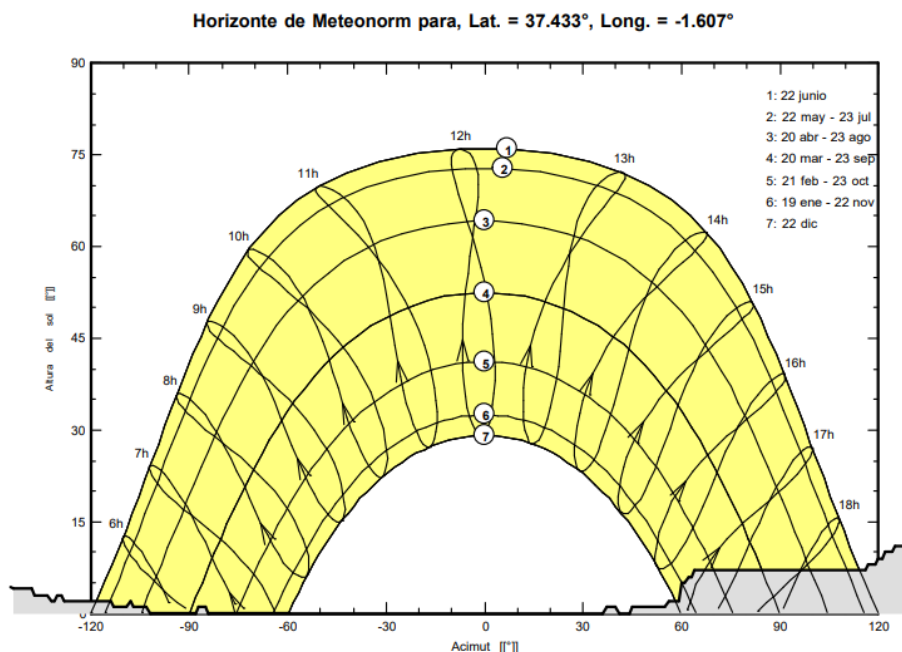


Figura 11. Horizonte (sombras lejanas) para Los Ateros. Fuente: Meteonorm.

Por otra parte, en la instalación también se pueden tener pérdidas debidas al sombreado cercano, generadas por la cercanía entre estructuras o seguidores, dato que genera PVsyst en su simulación a partir de la construcción del modelo de la planta en el programa. Este tipo de sombreado, aunque sea menor que el que pudiera ser generado, por ejemplo, por una montaña, afecta también negativamente al sistema ya que la sombra sobre tan sólo una de las células solares, provoca el bloqueo del paso de la energía por el resto de las células en serie con ella.

En el caso de la planta que concierne a este proyecto, para tratar de minimizar los efectos del sombreado cercano, se toma una distancia entre seguidores medida de eje a eje de 12m, de manera que, tras realizar la simulación en PVsyst, se obtiene que las pérdidas por sombreados cercanos alcanzan el **1,71%**.

- ***Pérdidas en el transformador de BT/MT***

Como ocurre con los inversores, los transformadores no son equipos ideales, sino que presentan un rendimiento o eficiencia que relaciona la potencia de salida con la potencia de entrada, de manera que se tienen en cuenta las pérdidas sucedidas en el circuito interno del trafo, como son las pérdidas de hierro o las pérdidas de cobre. Este valor se estima en un **1%** (0,1% de pérdidas en el hierro y 0,9% de pérdidas en el cobre).

- ***Pérdidas por degradación de los paneles***

Los paneles solares seleccionados tienen una vida útil de 25 años, por lo que cada año se considera que su eficiencia presenta una degradación determinada que tiene un impacto en la eficiencia global del sistema.

La degradación interanual de los paneles solares se estima en un **0,5%**.

- ***Pérdidas por indisponibilidad de los equipos***

De cara a tener en cuenta las tareas de limpieza y mantenimiento que han de realizarse en la planta, durante las cuales ésta no está operativa y, por tanto, la planta deja de

producir energía durante el tiempo que duren dichas tareas, se consideran unas pérdidas de potencia del **2,03%**.

- ***Pérdidas por servicios auxiliares de la planta***

Los servicios auxiliares de la planta conectados al transformador de BT/BT de los skid de la instalación suponen pérdidas de potencia adicionales para el sistema estimados en **0,49%** con respecto a la potencia total del sistema.

Considerando el conjunto de pérdidas, se tendría un Performance Ratio anual para la planta solar del **80,5%**.

7.3. ENERGÍA INYECTADA EN LA RED

Para conocer la energía final inyectada en la red es necesario aplicar la siguiente ecuación:

$$E_a[kWh] = \frac{G_a(\alpha, \beta) * P_p * PR}{G_{CEM}}$$

$G_a(\alpha, \beta)$: Radiación incidente en la inclinación y orientación del plano de módulos fotovoltaicos.

P_p : Potencia pico de la instalación.

PR : Performance Ratio o rendimiento de la instalación.

G_{CEM} : Constante de Condiciones Estándar de Medida, con valor $1000W/m^2$.

El software de simulación PVSyst es el encargado de realizar este cálculo con el promedio de irradiación mensual para posteriormente obtener los valores anuales de energía inyectada a la red. Los resultados se exponen en la siguiente tabla:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	85.6	24.80	11.23	123.5	114.9	3827	3702	0.860
Febrero	96.8	34.90	12.56	132.5	123.8	4082	3950	0.856
Marzo	150.9	54.90	15.63	206.5	192.6	6232	6034	0.839
Abril	185.1	58.40	17.69	249.9	236.0	7490	7250	0.833
Mayo	223.0	70.30	21.55	298.3	281.1	8752	7751	0.746
Junio	234.7	69.60	25.79	314.7	296.5	9071	8164	0.745
Julio	246.7	57.60	28.26	334.1	316.3	9540	9242	0.794
Agosto	212.2	65.10	28.16	286.3	270.3	8229	7974	0.799
Septiembre	162.8	53.70	24.18	222.6	209.0	6507	6302	0.813
Octubre	124.1	45.90	20.62	168.9	157.6	5023	4865	0.826
Noviembre	91.6	26.90	14.68	131.0	122.6	4023	3741	0.819
Diciembre	78.5	23.00	11.91	112.7	105.3	3508	3392	0.864
Año	1892.0	585.10	19.40	2580.9	2425.9	76284	72366	0.805

Tabla 4. Balances y resultados de la instalación. Fuente: PVsyst.

Como se observa en la tabla, finalmente se tiene que la potencia anual inyectada en la red asciende a **72.366,00 MWh**.

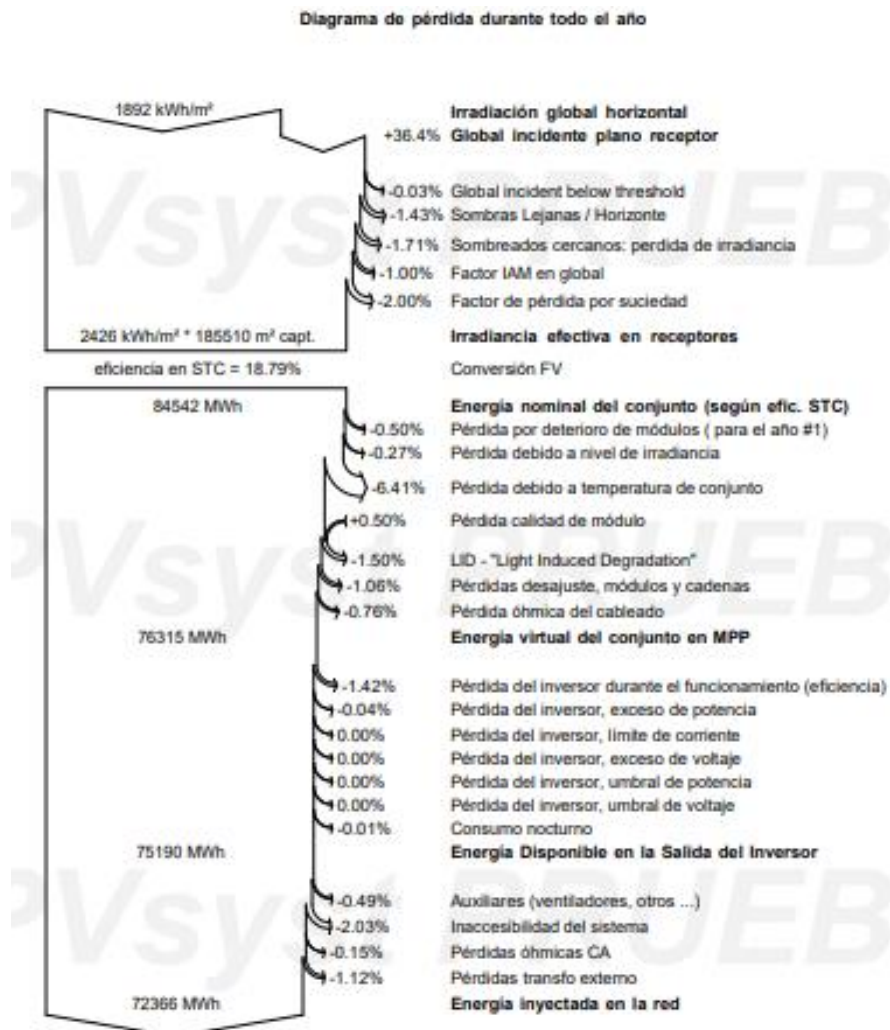


Figura 12. Diagrama de Sarky de pérdidas en el conjunto. Fuente: PVsyst.

8. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

8.1. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Los inversores son un elemento muy importante de cualquier instalación solar. La función principal del inversor es convertir la energía de corriente continua producida por el generador fotovoltaico en energía de corriente alterna que la red pueda aprovechar en su distribución. Por tanto, la tensión de salida del inversor debe encontrarse a la misma frecuencia y amplitud

que la de la red, asemejándose lo más posible a una senoidal para prevenir la inyección de armónicos.

Los inversores suponen una pieza clave en el dimensionamiento del sistema, pues determinan factores clave en el desempeño y control de la planta, de cara a mejorar la estabilidad y la eficiencia de la red, ya que suelen llevar incorporado el seguidor de máxima potencia (Maximum Power Tracker, MPPT), encargado de modificar los valores de la tensión de entrada considerando la intensidad del generador de cara a maximizar la potencia de salida.

A continuación, se presentan los dos tipos de inversores solares más comunes actualmente, en función de su potencia.

Inversores de *string*

Los paneles solares se agrupan formando circuitos en serie o filas, siendo cada una de ellas lo que se denomina cadena o “*string*”. Cada una de estas cadenas está conectada a un único inversor, el denominado inversor de cadenas o string.

Este tipo de inversores se utilizan habitualmente en aplicaciones pequeñas instalaciones y en tejados medianos ya que disponen de poca capacidad, alcanzando aproximadamente los 15kW en inversores monofásicos, o los 30 kW en los circuitos trifásicos.

Inversores centrales

Los inversores centrales son similares a los inversores de string, pero su capacidad es mucho mayor (de cientos a miles de kW), pudiendo soportar más cadenas de paneles.

En este tipo de inversores, las cadenas se conectan entre sí en cajas de protección, desde donde se lleva la energía de corriente continua al inversor central. Así, este tipo de inversores son los más adecuados para su instalación en grandes plantas, reduciendo la necesidad de tantos equipos como se podría dar con los inversores de cadenas.

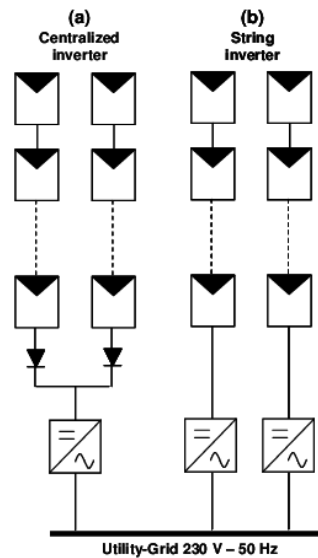


Figura 13. Esquema de conexión de inversores centrales (a) y de inversores de cadenas (b). Fuente: (Damien Picault, 2010)

Con todo ello, el inversor seleccionado para el presente proyecto será un inversor de tipo central, debido a su mayor capacidad y mejora de la eficiencia en grandes instalaciones.

De cara a la selección del inversor que se empleará en el dimensionamiento de este proyecto se han simulado en el programa PVsyst (desarrollado por la Universidad de Ginebra) diversas variantes en función del inversor a analizar y el ratio de la planta, entendiendo este último como la relación entre la potencia pico y la potencia nominal instaladas.

Así pues, se toma como criterio de selección aquel ratio y aquel inversor que minimicen las pérdidas en el inversor durante el funcionamiento (eficiencia) y por exceso de potencia, así como al mismo tiempo maximice la cantidad de energía vertida a la red. Por su parte, se tendrá en consideración un criterio económico de cara a minimizar los costes.

Los modelos de inversor estudiados son de las marcas españolas, de manera que se impulse el comercio nacional. Entre las marcas consideradas se encuentran Ingeteam y Power Electronics.

Ingeteam, con sede en Navarra, es un grupo tecnológico internacional especializado en la conversión de energía eléctrica. Su desarrollo tecnológico en electrónica de potencia y

control (como inversores, convertidores de frecuencia, controladores y protecciones) entre otras cosas, le permite ofrecer soluciones, en este caso, para el sector fotovoltaico y red de energía eléctrica.

Por su parte, Power Electronics es una empresa tecnológica enfocada en la fabricación de inversores solares, arrancadores electrónicos, variadores de velocidad y convertidores para la conexión a red de sistemas de almacenamiento energético basados en baterías. Con 25 GW de potencia instalada, y una capacidad productiva de 14 GW, es una de las empresas más importantes de España en la instalación de inversores solares para plantas fotovoltaicas.

De entre los modelos que estos dos proveedores ofrecen, se ha tenido en cuenta la adaptabilidad de estos en lo denominado “Power Stations”, o estaciones solares, dentro de su misma gama de productos, pues supone una reducción de costes y simplifica posteriormente la adaptación entre dispositivos provenientes de diferentes proveedores. Con ello, las características de los modelos analizados son las siguientes:

<i>Modelo</i>	<i>DUAL INGECON SUN 1800TL B690</i>	<i>HEMK FS3510K</i>
Fabricante	Ingeteam	Power Electronics
Potencia nominal	3586 kVA / 3226 kVA	3510 kVA / 3630 kVA
Eficiencia Pico (%)	98,90%	98,90%
Rango de tensión MPP	996 V – 1300 V	976 V-1310 V
Tensión de entrada máx (V _{dc})	1500 V	1500 V
€/VA	0,038€/VA	0,04 €/VA

Tabla 5. Modelos de inversores para la instalación considerados. Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta la tabla anterior, los resultados de las simulaciones ejecutadas en PVsyst con paneles de 435 Wp son los siguientes:

<i>MODELO</i>	<i>HEMK FS3510K</i>				
Ratio r	1	1,1	1,15	1,2	1,25

Potencia nominal inversores (kVA)	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00
Nº inversores	8	8	8	8	8
Potencia nominal del conjunto	29.040,00	29.040,00	29.040,00	29.040,00	29.040,00
Nº paneles /cadena	27	27	27	27	27
Nº cadenas programa (redondeo)	2.473,00	2.720,00	2.844,00	2.968,00	3.091,00
Potencia pico planta (kWp)	29.045,00	31.946,00	33.403,00	34.859,00	36.304,00
Perdidas inversor por exceso de potencia (%)	0	0	0	0,04	0,24
Perdidas inversor por rendimiento (%)	1,36	1,39	1,4	1,41	1,42
Energía inyectada a red (MWh/año)	60.438,00	66.457,00	69.215,00	72.449,00	75.309,00
Coste del conjunto de inversores	1.161.600,00 €	1.161.600,00 €	1.161.600,00 €	1.161.600,00 €	1.161.600,00 €

Tabla 6. Resultados de la simulación en PVsyst para el inversor HEMK FS3510K. Fuente: elaboración propia.

MODELO	DUAL INGECON SUN 1800TL B690				
Ratio r	1	1,1	1,15	1,2	1,25
Potencia nominal inversores (kVA)	3.226,00	3.226,00	3.226,00	3.226,00	3.226,00
Nº inversores	9	9	9	9	9
Potencia nominal del conjunto (kW)	29.034,00	29.034,00	29.034,00	29.034,00	29.034,00

Nº paneles /cadena	27	27	27	27	27
Nº cadenas	2.473,00	2.720,00	2.843,00	2.967,00	3.091,00
Potencia pico planta (kWp)	29.045,00	31.946,00	33.403,00	34.859,00	36.304,00
Perdidas inversor por exceso de potencia (%)	0	0	0	0	0
Perdidas inversor por rendimiento (%)	1,58	1,58	1,59	1,59	1,61
Energía inyectada a red (MWh/año)	60.212,00	66.208,00	69.215,00	72.207,00	75.190,00
Coste del conjunto de inversores	1.116.692,31 €	1.116.692,31 €	1.116.692,31 €	1.116.692,31 €	1.116.692,31 €

Tabla 7. Resultados de la simulación en PVsyst para el inversor DUAL INGECON SUN 1800TL B690. Fuente: elaboración propia.

A la vista de los resultados anteriores, y tratando de encontrar un compromiso entre coste, rendimiento, pérdidas y potencia inyectada a la red, se decide finalmente el empleo del inversor HEMK FS3510K de Power Electronics ya que presenta unas pérdidas en el inversor considerablemente menores y la potencia inyectada en la red es menor. Por otra parte, en cuanto al coste de uno y otro tan solo difiere en un 3,87%, por lo que se desprecia el menor coste del inversor de Ingeteam. Además, el ratio (r) de diseño seleccionado se fija en 1.2, tomando como criterio aquel punto en el que las pérdidas por exceso de potencia son prácticamente insignificantes. Esto se tendrá en cuenta a continuación, en la selección de los paneles.

8.2. SELECCIÓN DE LOS PANELES

De cara a seleccionar el panel que mejor se ajuste en el presente proyecto, es necesario conocer las diferentes alternativas que ofrece el mercado. A continuación, se presentarán los

distintos tipos de paneles solares en función de la estructura cristalina interna de los materiales de las células que componen los paneles:

Paneles monocristalinos

El 43,40 % de la producción mundial de paneles solares fotovoltaicos es mediante células de silicio cristalino en su versión de silicio monocristalino. Las células que componen estos paneles se procesan como un cristal único caracterizado por su color negro y con las esquinas acabadas en chaflán.

Paneles policristalinos

Suponen un 46,50 % de la producción mundial y posee rendimientos ligeramente inferiores al 12-14 %, pero este sacrificio en potencia supone una mejora en el precio con respecto al resto. La estructura interna de sus células está formada por multitud de monocristales de gran tamaño (de 1 mm a 1 μ m) con orientación aleatoria, caracterizados por su color azul y su acabado sin chaflán, a diferencia de las células monocristalinas.



Figura 14. Placa solar monocristalina.

Fuente: Cambio Energético.



Figura 15. Placa solar policristalina.

Fuente: Comercio Solar

Además, una nueva tecnología de placas solares está cobrando fuerza en el mercado fotovoltaico. Se trata de la tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell) que, a través de una placa trasera adicional insertada en las células solares, consigue aumentar la eficiencia al reflejar parte de los fotones incidentes.

Por otro lado, los paneles solares también se pueden clasificar en función del número de caras útiles en la producción de energía, diferenciándose de los clásicos paneles monofaciales (en los que solo la cara expuesta directamente al sol y externa de los paneles genera energía ya que la cara interna es opaca) una categoría menos habitual pero capaz de mejorar en gran medida la eficiencia del sistema. Se trata de los paneles bifaciales. Éstos, son capaces de captar radiación solar en ambas caras de los módulos ya que exponen ambas caras de las celdas solares que los componen. Son especialmente eficaces cuando se instalan sobre superficies reflectantes, llegando a incrementar el rendimiento hasta en un 30%. Aunque inicialmente el coste de esta clase de módulos era considerablemente mayor a la de los módulos monofaciales, conforme esta nueva tendencia madura sus precios cada vez se asemejan más.

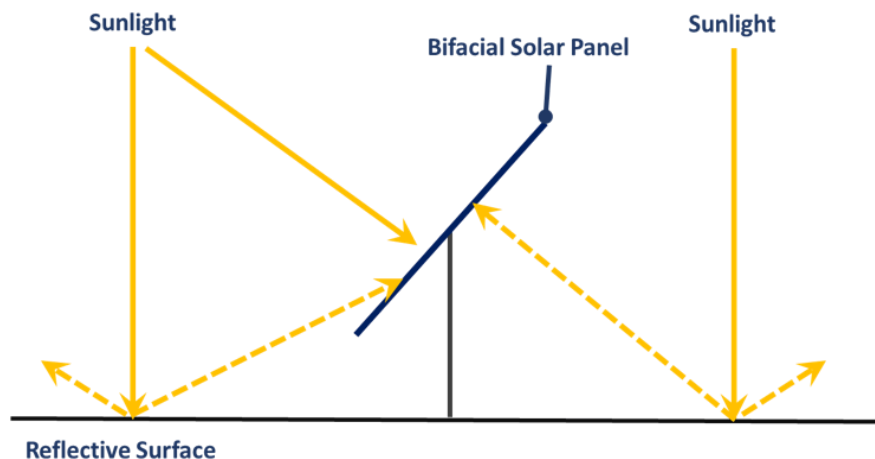


Figura 16. Principio de funcionamiento de los módulos bifaciales. Fuente: (Taylor, 2019)

Así, para la decisión sobre el panel a emplear en el parque solar, se realizarán diversas simulaciones con el inversor y el ratio seleccionados con anterioridad, y se seleccionará el panel concreto en función la potencia entregada a la red y su coste. En concreto, se estudiará

un panel monocristalino y un panel bifacial del fabricante LONGi Solar, con más de 30GW de potencia instalada en el mundo anualmente, en torno al 25% de la demanda global del mercado, gracias a sus módulos monocristalinos de alta eficiencia.

Además, dado que éste último proveedor no trabaja con paneles policristalinos, también se trabajará en la simulación con un panel del fabricante Canadian Solar, una empresa activa en más de 160 países y con 13GW de potencia instalada en todo el mundo. Así, los resultados de la simulación obtenidos son los siguientes:

<i>Panel</i>	<i>LR4-72HPH</i>	<i>LR4-72HBD 435M</i>		<i>CS3W 415P</i>
Fabricante	LONGi	LONGi	LONGi	Canadian Solar
Tipo	Monocristalino	Bifacial- PERC	Bifacial-PERC	Policristalino
Potencia	435	435	435	415
Ratio r	1,20	1,15	1,20	1,20
Potencia Nominal (kW)	29.040,00	29.040,00	29.040,00	29.040,00
Nº Paneles /Cadena	27,00	27,00	27,00	28,00
Nº Cadenas	2.968,00	2.844,00	2.968,00	2.999,00
Potencia Pico Planta (kWp)	34.859,16	33.402,78	34.859,16	34.848,38
Perdidas Inversor Exceso Potencia (%)	0,04	0,07	0,35	0,04
Perdidas Inversor Rendimiento (%)	1,41	1,43	1,44	1,42
Energía Inyectada a la Red (MWh/Año)	72.449,00	74.202,00	77.208,00	72.484,00

Coste panel (€/W _p)	0,19	0,21	0,21	0,18
Ratio Producción/Coste (MWh/€)	381.310,53	353.342,86	367.657,14	402.688,89
Coste Total	6.623.240,40 €	7.014.583,80 €	7.320.423,60€	6.272.708,40 €

Tabla 8. Resultados de la simulación en PVsyst para los diferentes paneles solares. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la tabla anterior, se ha realizado una simulación con ratio 1,15 para el caso del panel bifacial ya que con ratio 1,20 sus pérdidas por exceso de potencia se disparaban, motivo por el cual se habían descartado otros ratios con anterioridad.

Así pues, a la vista de los resultados obtenidos, se decide emplear en la planta el panel CS3W 415P de Canadian Solar, ya que resulta en el panel más económicamente eficiente para la instalación. Si bien es cierto que, como era de esperar, los paneles bifaciales presentan mayores niveles de energía inyectada a la red, se puede observar en la Tabla 8 que los paneles que mayor energía inyectan por euro invertido son los policristalinos.

8.3. SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

De cara al correcto funcionamiento de la planta, no solo son importantes los anteriores elementos, sino que una buena estructura de soporte y anclaje también influye notablemente en el rendimiento de la instalación. Éstas están compuestas por materiales como aluminio anodizado y acero galvanizado en caliente, ambos resistentes a la corrosión para poder soportar condiciones de intemperie.

Además de garantizar la correcta fijación de las placas, las estructuras soporte deben fijar su inclinación de manera que se maximice la radiación solar incidente en los módulos solares, estando orientados al sur, ya que la instalación se encuentra en el hemisferio norte.

Así, las estructuras pueden ser de diversos tipos en función de cómo desempeñe su papel con respecto a la inclinación de los módulos y la captación de radiación, su movimiento, encontrando estructuras fijas (estáticas) o de seguimiento (a un eje o a dos ejes).

Estructuras Fijas

Estas estructuras están fijadas a una inclinación determinada, en función de la latitud del lugar en el que está situada la instalación y de las necesidades de generación. En España, el ángulo de inclinación se suele encontrar en el rango $[40, 60]^\circ$ con respecto al terreno. A través de la optimización de esta inclinación, se obtiene un ángulo de incidencia muy próximo a los 90 grados en el mediodía solar.

Existen determinadas estructuras que poseen cierta flexibilidad para modificar la inclinación óptima en función de la estación del año, teniendo la posibilidad de ser ajustadas en dos o tres posiciones distintas, pero estas soluciones son poco comunes.

La colocación de este tipo de estructuras se puede ajustar a distintas localizaciones, como puede ser suelo, tejado, poste o pared, siendo las dos primeras las más habituales. En instalaciones de gran tamaño, como es el caso que concierne a este proyecto, las estructuras fijas se dan en el suelo, requiriendo de una cimentación robusta y una separación entre estructura adecuadamente ajustada para que no se sombreen unas hileras de paneles a las otras, aumentando las pérdidas por sombreado de la instalación.

Estructuras con seguimiento (trackers)

Este tipo de estructura realizan un seguimiento continuado de la posición del sol a lo largo del día, de cara a maximizar la radiación solar incidente y, por tanto, la generación de la planta a raíz de posicionar el panel lo más perpendicular posible a los rayos del sol. Este tipo de estructuras son las recomendadas en zonas de poca nubosidad, ya que se optimiza la captación de radiación solar directa.

En función del rango de seguimiento, se diferencian dos tipos de estructuras, a un eje y a dos ejes. El seguimiento a un eje es el más simple, siguiendo el azimut solar o su altura en torno

a un eje vertical, horizontal o inclinado. Además, dentro de los seguidores solares, el de seguimiento a un eje es el más económico en cuanto a inversión y mantenimiento.

Por su parte, el seguidor a dos ejes permite, además del giro realizado por el seguidor a un eje en las direcciones oeste-este, realizar un giro adicional alrededor del eje azimutal, consiguiendo mantener el panel como una superficie perpendicular constante con los rayos incidentes. Es por ello por lo que este tipo de seguidores consiguen captar más energía, pero su instalación es más compleja y son los seguidores más costosos.

Con todo ello, en el desarrollo del presente proyecto se tomarán en consideración estructuras de seguimiento a un eje, siendo este paralelo a la dirección norte-sur realizando el seguimiento en la dirección este-oeste, debido a su coste económico y sencillez de instalación con respecto a los seguidores a dos ejes, y su optimización del recurso solar con respecto a las estructuras fijas.

En concreto, se estudiarán los modelos de los fabricantes Soltec, con 16 años de experiencia en el sector de estructuras de seguimiento solar y con base en España, y NexTracker, con más de 35 GW de seguidores solares inteligentes en proyectos localizados en los 5 continentes. A continuación, se presentan las características de las estructuras de seguimiento en consideración:

<i>Modelo</i>	<i>NX Horizon</i>	<i>SF7 Single-Axis Tracker</i>
Fabricante	NexTracker	Soltec
Numero de módulos	1 x 90	2 x 45
Rango del ángulo de seguimiento	$\pm 60^\circ$ o $\pm 50^\circ$	$\pm 60^\circ$
Precio para 30MWp (€)	3.270.000,00	2.673.000,00

Tabla 9. Comparativa de seguidores solares a un eje considerados. Fuente: propia.

A la vista de los datos aportados en la Tabla 9, se decide seguir adelante con los seguidores solares a un eje aportados por la empresa Soltec, es decir, los seguidores SF7 Single-Axis

Tracker, ya que, además de presentar un coste por MWp menor que la opción aportada por NexTracker, al poder disponer en un mismo seguidor de dos hileras de paneles, se permite optimizar el aprovechamiento del espacio del solar donde se llevará a cabo la instalación.

8.4. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Para poder formar parte de la red de media tensión y conectarse a la subestación de Los Ateros, es necesario elevar la tensión de salida del inversor (660V) a la tensión de las conexiones de la subestación. En este caso, esa tensión se eleva hasta los 20kV. Para poder llevar a cabo esta operación, es imprescindible la actuación de un transformador a la salida de tensión de los inversores.

Como se había comentado con anterioridad, actualmente existen soluciones conjuntas inversor + transformador que se denominan estaciones de potencia (power stations). Así, debido a la elección del transformador del proveedor Power Electronics, resulta rentable tanto a nivel económico como en simplicidad del diseño recurrir al empleo de las denominadas Power Stations para el desarrollo del presente proyecto.

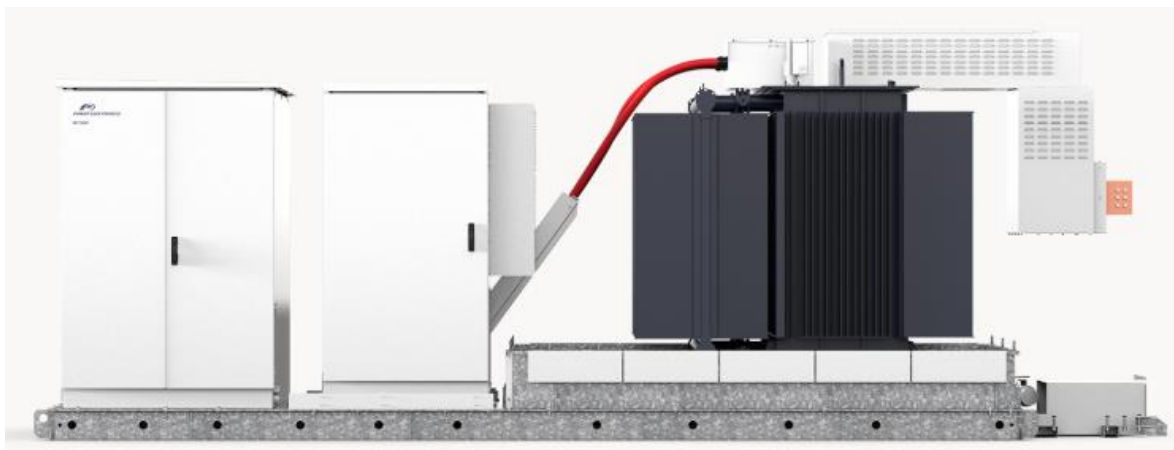


Figura 17. Estación solar Freesun MV SKID. Fuente: Power Electronics.

En concreto se hará uso de la estación solar Freesun MV SKID, El MV Skid es una plataforma compacta y resistente, llave en mano, con todos los equipos de media tensión integrados. Incluye un transformador outdoor de media tensión, celdas de protección y

desconexión, cuba de aceite, y filtro. Además, permite una conexión sencilla con los inversores HEMK.

El MV Skid es una plataforma exterior compacta, llave en mano, hecha de acero galvanizado de alta resistencia con todo el equipo de media tensión integrado, incluyendo un transformador exterior, celdas de protección y desconexión, cuba de aceite, filtro y una conexión rápida a nuestro inversor HEMK.

Con un rango de entrada en baja tensión de 600 V a 690 V y de entre 12 kV a 36 kV en el voltaje secundario, esta plataforma compacta alcanza la potencias de entre 2125 kVA y 3800 kVA (en el caso de este proyecto, 3630 KVA).

El MV SKID simplifica la diseño del proyecto de la planta fotovoltaica, reduciendo los costos de instalación y la cantidad de recursos necesarios. Los beneficios del MV Skid y el hecho de que también es más fácil de transportar y entregar en sitios remotos hace que sea la solución óptima para nuestro proyecto (Power Electronics, n.d.).

- ***Celdas de Media Tensión***

El centro de transformación de cada inversor del presente proyecto comprende, además de un transformador de BT/BT para alimentar las cargas auxiliares asociadas al conjunto de ramas asociadas al inversor, la aparamenta de media tensión compuesta por la siguientes celdas:

- 2 celdas de línea (2L) de entrada y salida, con seccionador de conexión.
- 1 cabina de protección del transformador (OL) con las protecciones correspondientes para detectar faltas que pongan en riesgo el correcto funcionamiento del transformados de BT/MT.

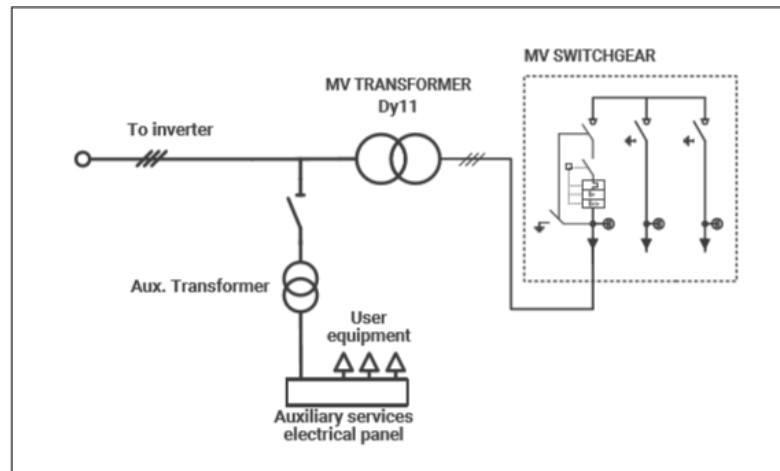


Figura 18. Esquema unifilar del MV Skid. Fuente: Power Electronics.

9. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

9.1. INTRODUCCIÓN

La instalación descrita en el presente proyecto se trata de un sistema conectado a red, con ausencia de baterías o reguladores de carga que constituyan acumuladores de energía. En un sistema conectado a red se distinguen distintos elementos que se tratarán en detalle más adelante. Estos elementos son (Alonso Alonso, 2020):

- Generador fotovoltaico constituido principalmente por los módulos fotovoltaicos, estructura soporte, fusibles, cables, dispositivos de protección contra sobre tensiones y cajas de conexión. Los elementos principales del generador fotovoltaico ya han sido descritos con anterioridad en el apartado 6, en la selección de equipos.
- Inversor de corriente continua a corriente alterna, descrito en el apartado 6.
- Equipos de medida de energía eléctrica y equipos de protección del sistema.
- Centros de transformación de BT/MT, descrito también en el apartado anterior y que en este proyecto se materializan en forma de skids o power stations.
- Líneas de media tensión.

- Centro de seccionamiento para interconexión con la subestación cercana perteneciente a una compañía eléctrica.

Para abordar la descripción de la planta, se concentrará en primer lugar en la descripción del sistema de corriente continua, compuesto principalmente por el generador fotovoltaico y el inversor de corriente, junto con todos los elementos que los acompañan para garantizar su funcionamiento, y posteriormente en el sistema de corriente alterna, compuesto por los transformadores de baja tensión a media tensión, las líneas de media tensión, en centro de interconexión y seccionamiento, y los elementos complementarios del sistema para su funcionamiento y seguridad. Por último, se describirá el sistema de comunicación y control que envuelve a ambos sistemas.

De manera esquemática, el sistema sigue la siguiente configuración:

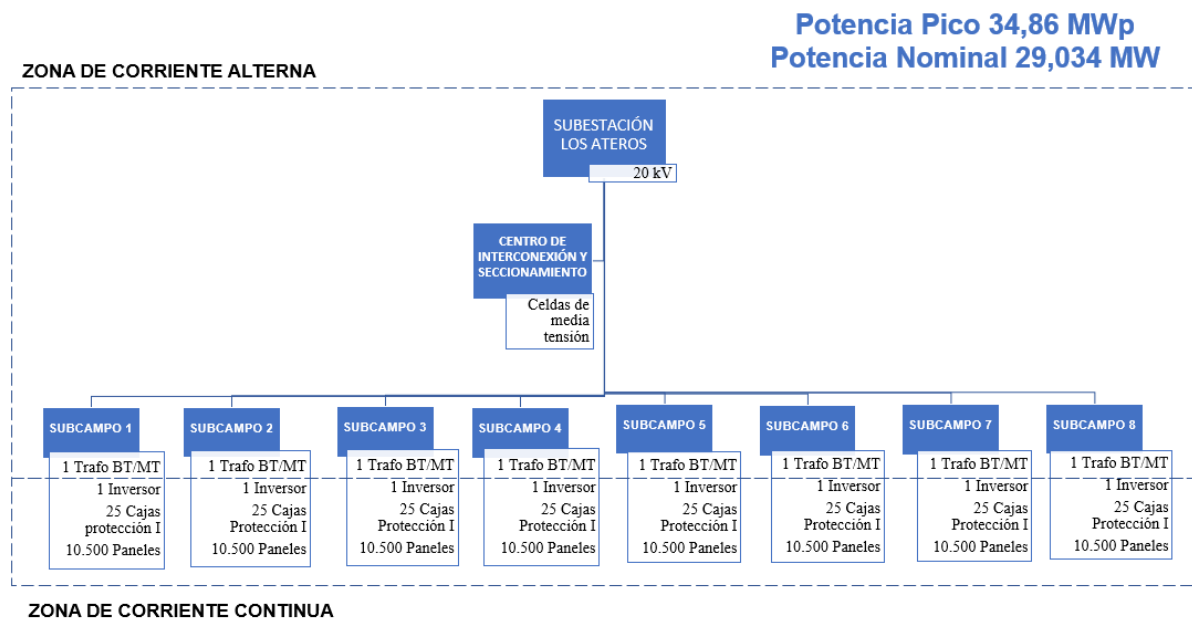


Figura 19. Esquema de la instalación en Águilas. Fuente: Propia.

Los principales equipos del sistema se describen a continuación:

9.1.1. Paneles solares fotovoltaicos

Se presentan en la siguiente tabla las características eléctricas y mecánicas de los paneles a emplear en la instalación obtenidas a partir de la ficha técnica adjunta en el Anexo V.

<i>Paneles solares CS3W 415P</i>	
Fabricante	Canadian Solar
Potencia pico [Wp]	415
Voltaje MPP [V]	39,3
Corriente MPP [A]	10,56
Corriente de cortocircuito [A]	11,14
Voltaje de circuito abierto [V]	47,8
Coefficiente de temperatura del voltaje en vacío [Voc]	-0,29%/°C
Coefficiente de temperatura de corriente de cortocircuito [Isc]	0,05%/°C
TONC	42 ±3°C
Tecnología de las células	Policristalina
Marco	Aluminio anodizado
Dimensiones largo [mm]	2108
Dimensiones ancho [mm]	1048
Dimensiones espesor [mm]	40
Peso [kg]	24,9

Tabla 10. Características eléctricas y mecánicas de los paneles solares. Fuente: Propia.

9.1.2. Seguidores solares

Se presentan en la siguiente tabla las características de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos, presentadas con mayor detalle en la ficha técnica adjunta en el Anexo V del presente proyecto.

SF7 Single-Axis Tracker

Fabricante	Soltec
Numero de módulos	2 x 45
Rango del ángulo de seguimiento	$\pm 60^\circ$
Sistema de movimiento	Motor DC
Longitud [m]	45,1
Altura [m]	3,95
Espesor [m]	3,92

Tabla 11. Características de los seguidores solares de Soltec. Fuente: Propia.

9.1.3. Inversores

La instalación está formada por 8 inversores cuyas características se describen a continuación, obtenidas a partir de la ficha técnica adjunta en el Anexo V del Documento IV del presente proyecto.

Inversor HEMK FS3510K

Tipo	Trifásico
Potencia nominal [kW]	3630
V máx. entrada [Vdc]	1500
V máx. MPP [Vdc]	1310
V min. MPP [Vdc]	934
V nominal [Vac]	660
I máx entrada[A]	3970
Factor de potencia	0.5
Frecuencia [Hz]	50 / 60

Eficiencia máxima [%]	98,93
Eficiencia Europea [%]	98,65
Temperatura del entorno [°C]	-35...60
Emisión de ruidos [dBA]	<79
Dimensiones: ancho x largo x alto [m]	3,7 x 2,2x 2,2
Peso [kg]	5750

Tabla 12. Características técnicas del inversor. Fuente: Propia.

9.2. INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Los elementos principales de la instalación de corriente continua son el generador fotovoltaico y el inversor de corriente. El generador fotovoltaico está constituido en torno a la obtención de energía por parte de los paneles solares policristalinos CS3W 415P, que siguen la dirección solar fijos en la dirección norte-sur con los seguidores solares SF7 Single-Axis Trackers. Por su parte, el inversor de corriente HEMK FS3510K es el encargado de convertir la corriente continua proveniente de los paneles solares en energía alterna compatible con la red a una frecuencia de 50Hz.

Para alcanzar los 29,04 MW de potencia nominal, 8 inversores son necesarios para convertir la energía solar captada por los paneles solares, cuya potencia pico asciende a 34,85 MWp. Esto, subdivide a la planta en 8 subcampos organizados en torno a los 8 inversores, simétricamente dimensionados de tal manera que su esquema eléctrico sea idéntico de cara a facilitar la implementación in situ.

Además de los paneles solares y los inversores, la correcta funcionalidad de la instalación de corriente continua requiere de más elementos, los cuales se detallarán a continuación.

CONDUCTORES

Para las conexiones realizadas en corriente continua se utilizará el modelo de cable unipolar TECSUN H1Z2Z2- K, de tensión asignada 1,5/1,5 kVdc, con cobre estañado como material conductor y aislamiento XLPE. Sus características, detalladas en las fichas técnicas dispuestas al final del presente documento, hacen apto a este cable tanto para ser instalado al aire libre como para ir soterrado de manera directa.

Así, este modelo de cable es el nexo conductor en los tramos de continua, siendo estos dos:

- Desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta las cajas de protección primaria, con una sección de 6 mm².
- Desde las cajas de protección primaria hasta los inversores de corriente continua, con una sección de 150 mm² para soportar la gran corriente de salida de las cajas de protección primaria.

CANALIZACIONES

Se deberán realizar zanjas de canalización desde las salidas de las cajas de protección hasta la entrada a los inversores de corriente continua a corriente alterna. En la zona de corriente continua, las zanjas deberán efectuarse a una profundidad de 0,7m de profundidad, por donde circulará el cableado de corriente continua directamente enterrado. Con respecto al ancho de la zanja, deberá ser de 1m en las zonas de confluencia de las salidas de las cajas de conexión para poder albergar una separación entre 5 cables de 200mm entre sí.

A 0,5m de profundidad, por encima de los conductores de corriente continua, circulará el conductor de puesta a tierra de cobre del generador fotovoltaico.

Sobre las canalizaciones se verterá la misma tierra de la excavación que posteriormente se compactará y se indicará, una vez rellena la canalización, la presencia de las zanjas con cables eléctricos a través de cinta de señalización.

PROTECCIONES

Se dispondrá en el circuito de protecciones contra sobrecargas gracias a la presencia de las 25 cajas de protección primaria con fusibles de protección primaria y seccionadores de corte en caso de sobrecarga.

En cuanto a la protección contra sobretensiones se dispondrá de varistores con una pica de tierra en el interior de las cajas de protección primaria que protejan al circuito de sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.

Por su parte, se evitarán los contactos directos a través del vallado perimetral de la instalación fotovoltaica que impidan el acceso a su interior.

PUESTA A TIERRA

Para el generador fotovoltaico se realizará una puesta a tierra independiente del resto de la instalación.

Los principales componentes de la instalación de la toma de tierras son:

- a) Red de tierras. A través de un conductor de cobre desnudo, se unen las masas de los paneles, los seguidores, los inversores de corriente y las de las cajas de protección, equipos susceptibles de crear diferencias de potencial peligrosas.
- b) Línea de enlace de tierra. Une la red de tierras del generador fotovoltaico con el punto de puesta a tierra.
- c) Punto de puesta a tierra. Compuesto por 4 picas de cobre de dos metros de longitud de dimensiones 7mx4m a una profundidad de 0,5m.

9.3. INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

El circuito de corriente alterna tiene comienzo en los inversores de corriente que, a través de conductores de corriente alterna, se conecta con los transformadores Freesun MV SKID encargados de transformar la BT en MT. Juntos, conforman las 8 estaciones transformadoras

del sistema, dispuestas sobre una acera perimetral de hormigón de 1,2 m de anchura y 10 cm de espesor y protegidos por un vallado de protección.

Tras la salida de los conductores de las estaciones transformadoras, los conductores confluyen en 2 líneas de generación que conectan los centros de transformación con el centro de interconexión y seccionamiento necesario para realizar la unión con la subestación Los Ateros, donde se dispondrá el contador de energía inyectada a la red. La instalación sigue un esquema como el siguiente:

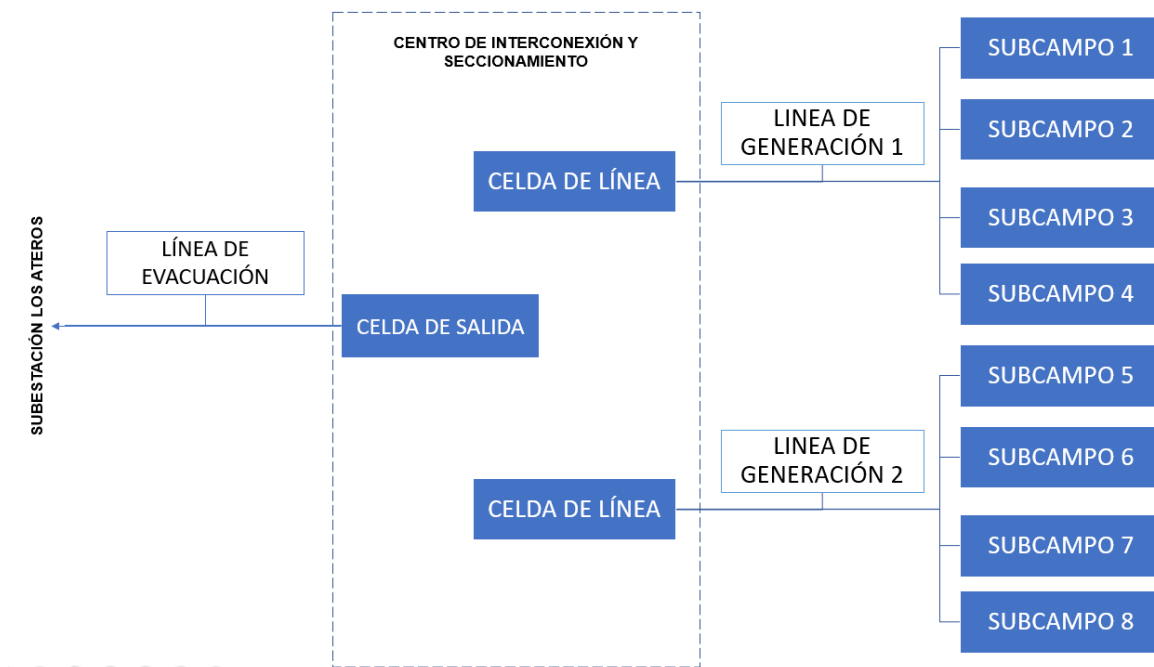


Figura 20. Esquema de la instalación de corriente alterna. Fuente: Propia.

Ya que los centros de transformación ya se presentaron con anterioridad en el apartado de selección de equipos, se procede a continuación a detallar los componentes adicionales de la instalación de corriente continua.

CONDUCTORES

Los conductores en la parte de corriente alterna se diferenciarán en función de la tensión de trabajo. Puesto que las estaciones transformadoras Freesun MV SKID proveen de las

conexiones necesarias para unir los inversores con los transformadores, es decir, proveen el cableado de alterna en baja tensión, solo se necesitará adquirir el cableado de media tensión.

Así, se selecciona el cable de aluminio unipolar de tensión asignada 12/20 kV AL EPROTENAX H COMPACT HEPRZ1 para conducir la corriente alterna de 20kV hasta el centro de interconexión. En primer lugar, con una sección de 150 mm² a la salida de los transformadores hasta el encuentro de 4 conductores procedentes de 4 centros de transformación, de manera que con su confluencia se forman 2 líneas de generación independientes. Éstas están formadas por cableado de 240 mm² con dos conductores por fase para poder soportar la gran intensidad de entrada al centro de interconexión y seccionamiento.

La unión de los conductores de salida de los centros de transformación en líneas de generación se realizará con la ayuda de arquetas.

En cuanto a la línea de evacuación a la subestación, se realizará con cuatro conductores por fase enterrados bajo tubo de 400 mm² de sección cada uno, que irán soterrados desde la salida del centro de interconexión y seccionamiento siguiendo la carretera de las Águilas hasta llegar a la subestación Los Ateros, hasta alcanzar una longitud total de 3km.

CANALIZACIONES

En el tramo de alterna, se deberán hacer 2 zanjas de 1 metro de profundidad que recorrerán la longitud de 4 subcampos fotovoltaicos hasta incidir en el centro de interconexión. En cuanto al ancho de la zanja irá aumentando conforme avance a lo largo de los campos y se incorporen salidas de centros de transformación, empezando con un ancho de 30 cm, y aumentando en 60cm el ancho a medida que se incorporen líneas de centros de transformación. Finalmente, cuando se encuentren las 4 líneas, a través de una arqueta se unirán en una línea de generación compuesta por 2 conductores por fase,

separados entre sí 40 cm, por lo que el ancho de la nueva zanja de línea de generación será de un espesor de 50 cm.

Sobre las canalizaciones se verterá la misma tierra de la excavación que posteriormente se compactará y se indicará, una vez rellena la canalización, la presencia de las zanjas con cables eléctricos a través de cinta de señalización.

Finalmente, se realizará una zanja de 1 metro de profundidad con 4 tubos subterráneos que conduzcan la línea de conexión con la subestación Los Ateros. El ancho de la zanja deberá ser de 1,6 metros para poder albergar los 4 conductores por fase de la acometida a la subestación, que seguirá la carretera de las Águilas.

CENTRO DE INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO

Para realizar la conexión con la subestación “Los Ateros”, propiedad de Iberdrola, es necesario disponer de un centro de interconexión y seccionamiento que realice las medidas necesarias al tiempo que dispone de los equipos necesarios para la desconexión del parque a causa de faltas tanto en la red como en la central fotovoltaica o por cualquier otra causa, de manera que no se perjudique el correcto funcionamiento de la red de distribución en lo que respecta a calidad y continuidad del suministro (Iberdrola, 2003).

El centro de interconexión y seccionamiento no se encontrará a la intemperie, sino que se hallará en un container prefabricado que aloje los equipos y los proteja de las condiciones externas. El container prefabricado será el modelo Ormacontainer-2, con cabida hasta 9 celdas y dimensiones 6x2,5x2,9m de la empresa Ormazabal.

Por otra parte, toma la función de agrupar las líneas de generación provenientes de los transformadores de BT/MT en una sola línea de salida subterránea hasta la subestación.

Para cumplir con las funciones descritas, el centro de interconexión y seccionamiento debe contar con las siguientes celdas de media tensión de tipo modular:

- 2 celdas de remonte (OL), correspondientes a las dos líneas de generación de llegada que permite la conexión directa de los cables las últimas con el embarrado del cuadro de MT. Estas dispondrán de un interruptor automático de corte.
- 1 celda de medida (1M) con transformadores de tensión y de intensidad para la toma de valores por parte del contador de energía inyectada a la red. Según la norma de Iberdrola, la clase de precisión de ambos transformadores debe ser mínimo de 0,2 (Iberdrola, 2003).
- 1 celda de seccionamiento (1IP) que lleve a cabo la maniobra de seccionamiento de las barras.
- 1 celda de línea de salida (1L), hacia la subestación de la compañía (alimentación en antena), provista de aparato de corte para apertura / cierre en carga del circuito colector. Estará equipada con un interruptor-seccionador y un seccionador de puesta a tierra.

Las celdas seleccionadas pertenecen a la familia gae1250 del proveedor Ormazabal, con gran experiencia en el sector, con aislamiento integral en SF6, tensión nominal hasta los 24kV, intensidad nominal hasta 1250A e intensidad de cortocircuito hasta 25kA durante 1s, cumpliendo con las solicitudes por parte de la compañía eléctrica.

PROTECCIONES

El circuito de corriente alterna está protegido a través de las celdas de media tensión presentes en los centros de transformación y en los centros de transformación y en el centro de interconexión y seccionamiento, detallados anteriormente.

En el centro de interconexión y seccionamiento se cuenta con un interruptor automático operado por la compañía eléctrica, además de interruptores automáticos presentes en las celdas de media tensión de los inversores. Además, en cada inversor están incorporadas protecciones contra el desvío de la frecuencia y de la tensión.

Por su parte todos los centros de transformación contarán con protecciones contra contactos directos a partir del vallado de cada skid y fusibles contra sobreintensidades.

CONTADORES

En primer lugar, cada centro de transformación cuenta con un contador de ganancias en baja tensión, además de la contabilización de las pérdidas en los servicios auxiliares del skid. Se efectúa por tanto la contabilización de la medida de generación neta (Eléctrica, 2016).

Además, se contará con otro punto de medida en media tensión que contabilice las pérdidas hasta el punto de interconexión de manera que la celda de medida del centro de interconexión y seccionamiento esté conectado a un contador registrador propiedad de la compañía eléctrica, dispuesto en el container de la instalación para realizar la medida en frontera (Iberdrola, 2003).

PUESTA A TIERRA

De acuerdo con la ITC-BT-18 del REBT, las masas del generador fotovoltaico deben estar conectadas a una tierra independiente de las masas del resto del suministro. De cara a evitar diferencias de potencial peligrosas accesibles para las personas y permitir a la vez el paso a tierra de corrientes de defecto o corrientes de descarga de origen atmosférico (MINISTERIO DE INDUSTRIA, 2013), se ha de proveer al circuito de una correcta conexión a tierra que permita asegurar la actuación de las protecciones y, además, unir el neutro a tierra de los centros de transformación e interconexión.

Con los skid y el centro de interconexión y seccionamiento, se suman 9 centros de instalación de puesta a tierra, todos ellos con idéntico dimensionamiento. De este modo, los centros dispondrán de dos sistemas de tierras independientes denominados tierra de servicio y tierra de protección, en función de si los elementos conectados a tierra suelen estar normalmente sometidos a tensiones o no.

Considerando un sistema de puesta a tierra TT, según el REBT (Bueno, 2016), para la tierra de servicio se tendrá una pica de 2m de longitud a 0,5 m de profundidad conectada a través de un conductor de cobre desnudo de 20m de longitud. Se conectarán a la tierra

de servicio los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección y los neutros que lo precisen.

En cuanto a la tierra de protección se considerará un electrodo perimetral de cobre desnudo de 7x4m a 0,5 m de profundidad bajo la superficie. Se conectarán a la tierra de protección las partes metálicas que normalmente no se encuentren en tensión, como las envolventes de las celdas de media tensión, las armaduras metálicas de los cables, los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de las celdas de media tensión, las vallas perimetrales, el container prefabricado, las puertas metálicas, etc.

9.4. COMUNICACIÓN Y CONTROL

De acuerdo con la norma MT 3.53.01 de Iberdrola, en el centro de seccionamiento e interconexión se deberá tener en cuenta la posible disposición de un sistema de Telecontrol y Telemida en tiempo real homologados por la compañía eléctrica y propiedad de la última. El esquema indicativo que seguirá el sistema es el siguiente, teniéndose en cuenta el espacio pertinente para estas celdas en el container que compone el centro de interconexión y seccionamiento.

CENTRO DE SECCIONAMIENTO

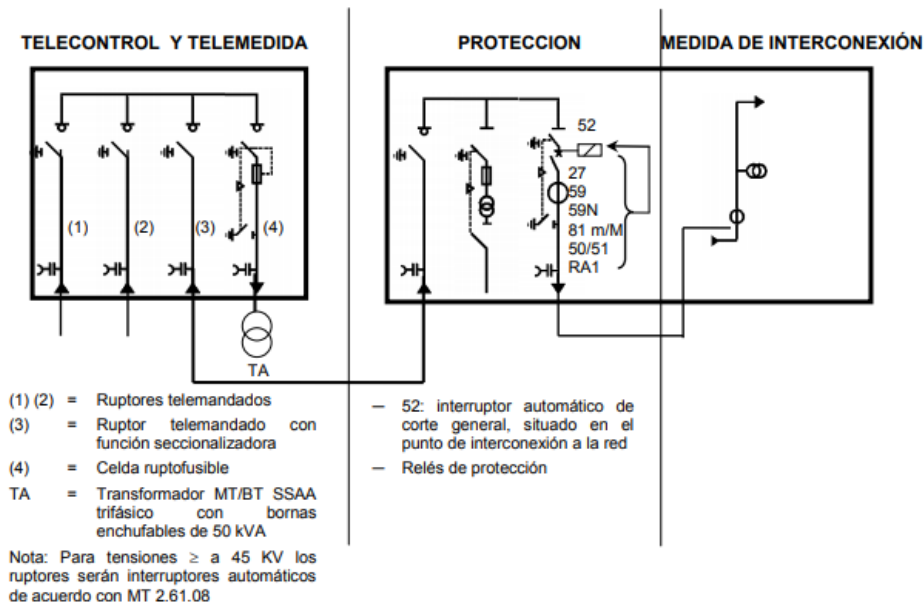


Figura 21. Esquema unifilar conexión Telecontrol y Telemedida al centro de seccionamiento.

Fuente:(Eléctrica, 2016).

10. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

En este apartado se adjunta un resumen de la partida del presupuesto de ejecución del presente parque solar, posteriormente descrito en mayor detalle en el Documento III. Mediciones y presupuesto del presente proyecto. Cabe destacar la diferenciación del presupuesto en dos niveles, siendo estos el presupuesto de ejecución material y el presupuesto de ejecución por contrata.

El presupuesto de ejecución material es aquel que cubre el importe de los materiales y la mano de obra necesarios para la consecución de los objetivos del proyecto a partir de las mediciones y precios unitarios de los segmentos que componen el proyecto. Por su parte, el presupuesto de ejecución por contrata es el presupuesto asociado a las ganancias del contratista de la obra, que se materializan en unos porcentajes aplicados sobre el presupuesto

de ejecución material que consisten en unas ganancias por parte del contratista del 16% en gastos generales de ejecución y un 3% de beneficio industrial (Jurado).

El desglose en EUROS de las principales partidas del presupuesto se refleja a continuación:

• Obra Civil:	9.268.574,28 €
• Instalación eléctrica:	3.664.994,00 €
• Equipos principales	10.349.962,98 €
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	23.283.531,26 €
– 16 % Gastos Generales	3.026.859,06 €
– 3 % Beneficio Industrial	698.505,94 €
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	27.008.896,27 €

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del parque solar de Águilas (34,86 MW) asciende a la cantidad de:

**VEINTISIETE MILLONES OCHO MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y SEIS
EUROS CON VEINTISIETE CÉNTIMOS, IVA incluido (27.008.896,27 €)**

11. ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE VIABILIDAD

En este apartado se analizará la viabilidad del proyecto desde una perspectiva económica, analizando la inversión que se requiere para el mismo, los costes que supone la operación de

la planta fotovoltaica durante el ciclo de funcionamiento de 25 años, su rentabilidad y, finalmente, el coste de la energía generada.

11.1. COSTES DEL PROYECTO

En primer lugar, es necesario cuantificar el valor total de la inversión necesaria para el proyecto, no sólo teniendo en cuenta el presupuesto de este, sino también considerando las tasas de obra y de apertura aplicadas al solicitar la iniciación de las obras en el emplazamiento y la incorporación al mercado eléctrico, materializándose en gastos de desarrollo y gastos de interconexión eléctrica para acceder a la posición de la que dispone Iberdrola. A estos costes fijos realizados al inicio de la vida del proyecto se les denominan costes de capital o CAPEX (del inglés Capital Expenditures).

<i>COSTES DE CAPITAL (CAPEX)</i>	
Total Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	23.283.531,26 €
<i>Total Gastos Generales</i>	3.026.859,06 €
<i>Total Beneficio Industrial</i>	698.505,94 €
Total Presupuesto de Contrata (PC)	27.008.896,27 €
Total Gastos de Desarrollo	1.500.000,00 €
Total Gastos de Interconexión	1.500.000,00 €
<i>TOTAL INVERSIÓN</i>	<i>30.008.896,27 €</i>

Tabla 13. Costes de capital. Fuente: Propia.

Por otra parte, a lo largo de su vida útil, la planta solar genera unos gastos asociados a su ejercicio que se deben tener en cuenta a la hora de analizar la viabilidad del proyecto. Entre los gastos que se contabilizarán estarán, por ejemplo, el alquiler del terreno, la monitorización de la planta y su mantenimiento con revisiones periódicas, gastos de personal, gastos de seguridad de la planta, seguros que haya que adquirir, costes de auditoría, y tasas, como el I.A.E o el I.B.I, si el propietario de la parcela acuerda que es el explotador

de la planta el que lo debe pagar, por contrato, etc. Los costes de operación, también denominados OPEX (Operational Expenditures), son muy reducidos en proyectos de este tipo al no haber presencia en planta. Éstos se materializan de manera anual, por lo que se mantendrán a lo largo de los 25 años de vida de la instalación, suponiendo en total costes de operación de aproximadamente 10,05€/MWp.

<i>COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)</i>	
Monitorización y mantenimiento	87.616,80 €
Seguridad, seguros, administración general, personal, auditoría, I.A.E, garantías, comisiones bancarias...	52.570,08 €
Alquiler de terrenos	210.280,31 €
<i>TOTAL</i>	350.467,19 €

Tabla 14. Estimación de los costes de operación del proyecto. Fuente: Propia.

11.2. INGRESOS DEL PROYECTO

Los beneficios obtenidos en el proyecto son aquellos procedentes de la venta de energía eléctrica generada en la instalación solar para su participación en el mercado eléctrico. La ganancia asociada a esta venta depende de la tarifa de venta de energía renovable fotovoltaica que, al ser variante cada año, se estima en el valor medio en el mercado actual de 45cEUR/kWh con un incremento de tarifa de un 1,05%. Además, se tendrá en cuenta la potencia pico instalada, el número de horas solares pico y el rendimiento de la planta, con su consiguiente degradación anual, que se considera mayor en el primer año.

<i>TARIFA DE RETRIBUCIÓN</i>	<i>DATO</i>
Tarifa (cEUR/kWh)	45
Incremento de tarifa anual	1,05%
<i>PRODUCCIÓN</i>	<i>DATO</i>
Potencia instalada (kWp)	34.848,00
Degradación año 1	1,25%
Degradación años posteriores	0,50%
Horas anuales de insolación (h/año) HSP	2080
Rendimiento de la planta (PR)	80,5%

Tabla 15. Datos de la hipótesis de ganancias de la instalación. Fuente: Propia.

Así, el ingreso anual corresponderá con el calculado según la siguiente fórmula y se expresará en la tabla de cuentas anuales:

$$\begin{aligned} & \text{Ingresos en año } i \\ & = P_{\text{pico instalada}} * (1 - \text{Degradación Acumulada}) * HSP * PR \\ & * \text{Tarifa inflacionada en } i \end{aligned}$$

11.3. CUENTA DE RESULTADOS

<i>Datos en miles € ('000)</i>	<i>PRODUCCIÓN</i>											
CONCEPTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
Ventas netas	3.255,71	3.324,44	3.359,34	3.394,62	3.430,26	3.466,28	3.502,68	3.539,45	3.576,62	3.614,17	3.652,12	3.690,47
Costes de explotación (COGS)	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47
Resultado de las Operaciones (EBITDA)	2.905,24	2.973,97	3.008,88	3.044,15	3.079,79	3.115,81	3.152,21	3.188,99	3.226,15	3.263,70	3.301,65	3.340,00
Amortización	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34
Resultado antes de Impuestos (EBIT)	1.973,90	2.042,63	2.077,54	2.112,81	2.148,45	2.184,47	2.220,87	2.257,64	2.294,81	2.332,36	2.370,31	2.408,66
Impuestos sobre beneficios	493,48	510,66	519,38	528,20	537,11	546,12	555,22	564,41	573,70	583,09	592,58	602,16
BENEFICIO NETO	1.480,43	1.531,97	1.558,15	1.584,61	1.611,34	1.638,35	1.665,65	1.693,23	1.721,11	1.749,27	1.777,73	1.806,49

<i>Datos en miles € ('000)</i>	<i>PRODUCCIÓN</i>												
CONCEPTO	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25
Ventas netas	3.729,22	3.768,37	3.807,94	3.847,93	3.888,33	3.929,16	3.970,41	4.012,10	4.054,23	4.096,80	4.139,82	4.183,28	4.227,21
Costes de explotación (COGS)	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47	350,47
Resultado de las Operaciones (EBITDA)	3.378,75	3.417,91	3.457,48	3.497,46	3.537,86	3.578,69	3.619,95	3.661,64	3.703,76	3.746,33	3.789,35	3.832,82	3.876,74
Amortización	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34
Resultado antes de Impuestos (EBIT)	2.447,41	2.486,57	2.526,13	2.566,12	2.606,52	2.647,35	2.688,60	2.730,29	2.772,42	2.814,99	2.858,01	2.901,47	2.945,40

Impuestos sobre beneficios	611,85	621,64	631,53	641,53	651,63	661,84	672,15	682,57	693,11	703,75	714,50	725,37	736,35
BENEFICIO NETO	1.835,56	1.864,92	1.894,60	1.924,59	1.954,89	1.985,51	2.016,45	2.047,72	2.079,32	2.111,24	2.143,51	2.176,11	2.209,05

11.4. FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO

<i>Datos en miles € ('000)</i>	<i>PRODUCCIÓN</i>												
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
Beneficio neto	0,00	1.480,43	1.531,97	1.558,15	1.584,61	1.611,34	1.638,35	1.665,65	1.693,23	1.721,11	1.749,27	1.777,73	1.806,49
Amortización	0,00	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34
Costes de inversión totales	30.008,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo De Caja Operativo	30.008,90	2.411,77	2.463,31	2.489,49	2.515,95	2.542,68	2.569,69	2.596,99	2.624,57	2.652,45	2.680,61	2.709,08	2.737,84

<i>Datos en miles € ('000)</i>	<i>PRODUCCIÓN</i>												
	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Beneficio neto	1.835,56	1.864,92	1.894,60	1.924,59	1.954,89	1.985,51	2.016,45	2.047,72	2.079,32	2.111,24	2.143,51	2.176,11	2.209,05
Amortización	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34	931,34
Costes de inversión totales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo De Caja Operativo	2.766,90	2.796,27	2.825,94	2.855,93	2.886,23	2.916,85	2.947,79	2.979,06	3.010,66	3.042,58	3.074,85	3.107,45	3.140,39

11.5. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

La rentabilidad del proyecto se analizará a través del parámetro VAN, o Valor Actual Neto, que, a partir de los flujos de caja descritos previamente y la tasa de descuento, entendida como el coste de oportunidad del capital ajustado al riesgo y duración del proyecto (Alonso Alonso, 2020), que se estima en torno al 3%.

Siguiendo la siguiente ecuación para 26 flujos de caja operativos, considerando la inversión inicial como $i=0$, tenemos:

$$VAN = FC_0 + \frac{FC_1}{(1 + T_d)} + \frac{FC_2}{(1 + T_d)^2} + \dots + \frac{FC_i}{(1 + T_d)^i} = 47.490.043,39 \text{ €} > 0$$

Un VAN mayor que cero indica que a lo largo del desempeño de las funciones de la planta solar, se recupera un valor de importe superior al invertido, por lo que el proyecto resulta rentable y viable económicamente. Por su parte, el TIR, o la Tasa Interna de Retorno, definida como el valor de la tasa de descuento para el cual el VAN es cero, es en torno al **10,96%**, un valor mayor que la tasa de descuento por lo que se puede considerar que el proyecto es rentable.

Acumulando los flujos de caja, se puede calcular el periodo de retorno de la inversión, que en este caso asciende a 11,66 años. Es decir, el proyecto empezará a ser rentable y generar beneficios pasados casi 12 años.

	<i>Flujo De Caja Operativo</i>	<i>Flujo de Caja Acumulado</i>
Año 0	-30008,8963	-30008,8963
Año 1	2411,76704	-27597,1292
Año 2	2463,31368	-25133,8155
Año 3	2489,49363	-22644,3219
Año 4	2515,94847	-20128,3734
Año 5	2542,68109	-17585,6924
Año 6	2569,6944	-15015,998
Año 7	2596,99135	-12419,0066
Año 8	2624,57491	-9794,43171

Año 9	2652,44811	-7141,9836
Año 10	2680,61397	-4461,36963
Año 11	2709,07558	-1752,29405
Año 12	2737,83603	985,541975
Año 13	2766,89846	3752,44044

Tabla 16. Flujo Acumulado de Caja. Fuente: Propia.

11.6. COSTE EQUIVALENTE DE LA ENERGÍA GENERADA

Se trata de calcular los costes reales asociados a la generación de la instalación, medidos en €/kWh generado. Siendo E_i la energía estimada en kWh generada anualmente a lo largo de la vida de la instalación, teniendo en cuenta la degradación anual de su rendimiento, y considerando los costes proyectados a lo largo del proyecto, así como la misma tasa de descuento, se tiene (Guisado Falante, 2016):

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{C_i}{(1 + T_d)^i}}{\sum_{i=1}^{25} \frac{E_i}{(1 + T_d)^i}} = 0,03270 \text{ €/kWh}$$

Si se define también la tarifa de venta de electricidad normalizada como el beneficio que se obtiene por kWh instalado a lo largo de toda la vida del proyecto considerando los ingresos por venta de energía proyectados a 25 años, se tiene:

$$LROE = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{I_i}{(1 + T_d)^i}}{\sum_{i=1}^{25} \frac{E_i}{(1 + T_d)^i}} = 0,058 \text{ €/kWh}$$

Así pues, se mide la rentabilidad del proyecto en tanto que el LROE es mayor que el LCOE.

11.7. CONCLUSIÓN

Dada la información presentada con anterioridad se concluye que el proyecto es viable desde el punto de vista técnico-económico, con un valor actual neto de aproximadamente 47.500.000 euros, una recuperación de la inversión de once años y medio, un valor de LCOE menor que el LROE y una tasa interna de retorno de casi un 11%.

El periodo de retorno es algo más elevados de lo habitual en esta clase de proyectos, lo que puede ser debido a un valor del LCOE algo elevado. Como se comprueba en la siguiente figura, el rango de valores del LCOE en 2019 figuraba entre los 30 y los 36 euros, con una tendencia exponencialmente decreciente, por lo que los casi 33 euros de nuestro proyecto se verán desfasados con respecto a los costes del mercado en el año de la implantación. Es decir, se espera que los costes bajen periódicamente y con ello el LCOE del presente proyecto en el momento de la implantación y durante el desempeño de sus funciones.

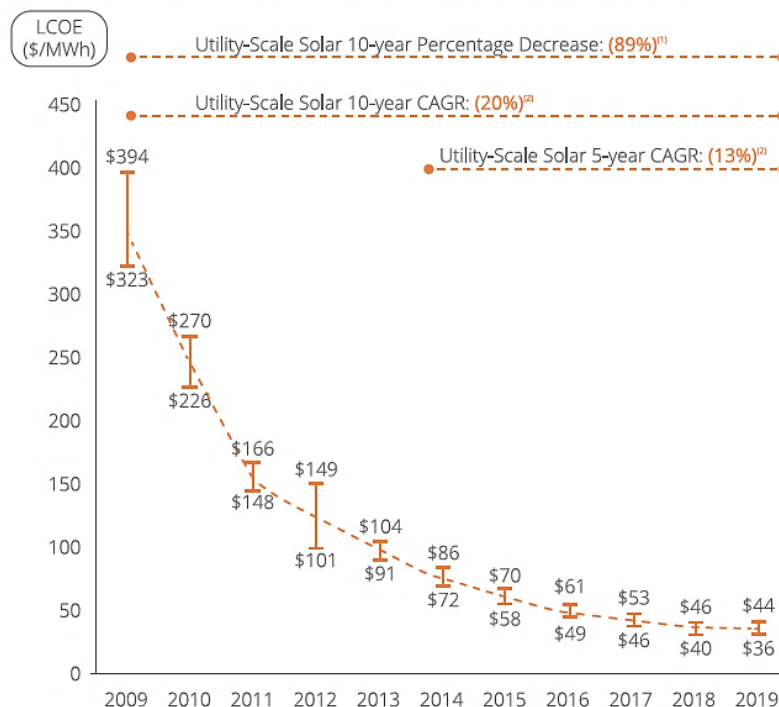
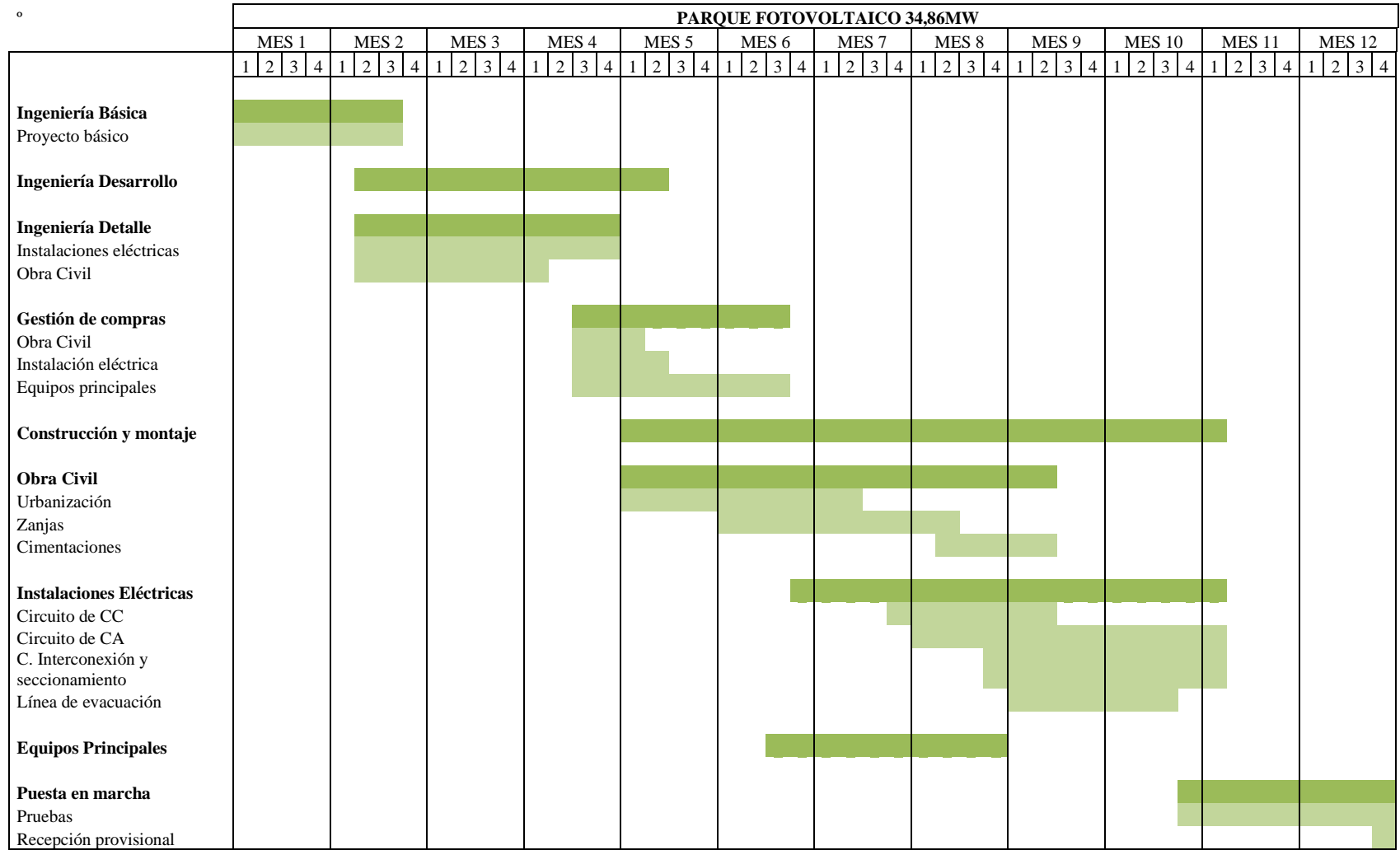


Figura 22. Evolución del LCOE mundial en la última década. Fuente: Lazard.

Sin embargo, esta misma tendencia decreciente se amplía también al precio de venta de la electricidad en el mercado, aunque los documentos oficiales del estado no lo reflejen así, llegando incluso a reflejar una tarifa de venta de 52cEUR/kWh. No obstante países muy soleados como Emiratos Árabes Unidos han alcanzado tasas de subasta de 20 euros el megavatio hora, por lo que se evidencia una tendencia global de decrecimiento en las tasas de subasta de fotovoltaica debido a la gran oferta en el mercado, pudiendo devaluarse el presente proyecto en el futuro.

12. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Con una duración total de 12 meses, el detalle de la planificación del desarrollo del presente proyecto se adjunta en el cronograma adjunto a continuación:



13. CONTAMINACIÓN EVITADA

La producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, como lo es la energía solar fotovoltaica, en lugar de emplear combustibles fósiles, favorece a la reducción de emisiones con impacto ambiental.

El parque solar del presente proyecto alcanza una potencia pico de 34,86MW, funcionando a potencia nominal aproximadamente 2080 horas anuales, alcanzando una producción neta de energía vertida a la red de 72.349MWh/año.

Además del dióxido de carbono, CO₂, se consideran otros gases de efecto invernadero como el dióxido de azufre SO_x y el óxido de nitrógeno NO_x en el análisis de la contaminación de la planta. Así, si por ejemplo analizamos los distintos tipos de centrales de carbón en función del carbón empleado, encontramos en la tabla adjunta a continuación las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas en el desempeño de las funciones del parque solar de Águilas.

Contaminación Evitada (toneladas/año)

	Centrales de Carbón			
	Hulla + Antracita	Lignito Negro	Lignito Pardo	Carbón Importado
NO _x	321	387	148	173
SO _x	560	1.817	2.207	272
CO ₂	87.542	82.478	76.689	76.689

Tabla 17. Contaminación evitada de GEI en función del tipo de central de carbón. Fuente: Propia.

Aunque las centrales térmicas de carbón sean las más nocivas en cuanto a lo que emisiones se refiere, si se amplía el rango de estudio a otros tipos de centrales térmicas como las

centrales de fuel gas o las de ciclo combinado se obtienen las cantidades evitadas de emisiones de gases con efecto invernadero siguientes:

<i>Contaminación Evitada (toneladas/año)</i>			
	Promedio CT Carbón	Centrales de Fuel - Gas	CTCC (GN)
NO_x	230	99	99
SO_x	1.036	181	1
CO₂	80.850	61.496	30.387

Tabla 18. Contaminación evitada de GEI en función del tipo de central térmica. Fuente: Propia.

Por tanto, considerando el *worst case scenario* de una central térmica de carbón y sus emisiones promedio de los distintos tipos de carbón empleado en la combustión, se tiene que a lo largo de la vida total del proyecto se podrán evitar 1.587.605,99 toneladas de CO₂ considerando la degradación de la planta.

Además, considerando el consumo energético per cápita alrededor de unos 5.721 kWh anualmente por persona de media, el parque solar de Águilas producirá energía eléctrica anual suficiente como para abastecer las demandas de electricidad de unas 12.646 personas.

14. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Por el carácter del proyecto, y por la legislación presentada en el Real Decreto 1627/1.997 del 24 de Octubre, en el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en obras de construcción, concretamente en el artículo 4, “Obligatoriedad del Estudio de Seguridad y Salud o del Estudio Básico de Seguridad y Salud en las obras”, se deberá llevar a cabo en la elaboración del presente proyecto un Estudio de Seguridad y Salud adjunto en el que se reflejen los riesgos que emergen de la consecución de los objetivos de la obra y explotación del parque solar (BOE, 1997).

Este requerimiento acogido en el RD se debe al cumplimiento por parte del presente proyecto de los siguientes supuestos:

- Presupuesto de ejecución por contrata superior a 450.759,08 euros.
- Duración estimada de ejecución superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen de la mano de obra estimada, entendiendo como tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, es superior a 500.

15. REFERENCIAS

Aserta Seguros Caución. (25 de Mayo de 2020). Obtenido de <https://aserta.com.es/previsiones-economia-espana-2020/>

Bueno, B. (2016). *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión REBT.*

Damien Picault, B. R. (2010). REDUCING MISMATCH LOSSES INGRID-CONNECTED RESIDENTIAL BIPV ARRAYS USING ACTIVE POWER CON-VERSION

COMPONENTS. *European Photovoltaic Solar Energy Conference 2010 (EU-PVSEC'2010)*. Valencia.

Jurado, L. (s.f.). *Luis Jurado Arquitecto*. Obtenido de <https://www.luisjurado.es/es-lo-mismo-un-presupuesto-de-ejecucion-material-un-presupuesto-de-contrata-y-un-presupuesto-total/>

Lecumberri, J. (19 de Diciembre de 2019). *La Vanguardia*. Obtenido de <https://www.lavanguardia.com/natural/20191219/472329736551/parque-solar-totana-ciudad-azul-empleo.html>

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2010). *Plan de Acción de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020*.

Ministerio para la Transición Ecológica. (2020). *BORRADOR ACTUALIZADO DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*.

Ojea, L. (2019). APPA: España incumplirá el objetivo del 20% de renovables para 2020. *El periódico de la Energía*.

Renewable Energy Magazine. (30 de Junio de 2020). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/izharia-la-dimension-fotovoltaica-de-una-ingenieria-20200630>

UNDP, P. d. (s.f.). *United Nations Development Programme*. Obtenido de <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>

UNEF, U. E. (2020). *El sector fotovoltaico hacia una nueva era*.

Yecla, I.-v. (07 de Julio de 2020). *Murcia*. Obtenido de murcia.com/yecla/noticias/2020/07/07-nueva-amenaza-para-el-arabi-solicitan-la-instalacion-de-dos-gigantescas-plantas-fotovoltaicas.asp

Alonso Alonso, C. (2020). *Docencia Energía Solar*.

- BOE. (1997). Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. *Boletín Oficial Del Estado*, 30875–30886. <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/10/24/1627/con>
- Eléctrica, I. D. (2016). *Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la Red de Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.*
- Guisado Falante, J. M. (2016). *Viabilidad del almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo*. <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/50335>
- Iberdrola. (2003). *Normativa particular para instalaciones de clientes en AT*. 0–44.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, T. Y. C. (2013). Instalaciones Interiores O Receptoras. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53, 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Power Electronics. (n.d.). *MV SKID Utility Scale Solar Station*.
- Rica, P., & Corriente, M. R. D. E. (2006). *Instalaciones de baja y media tensión*. 1–11.
- Taylor, T. (2019). Advantages of Long-Life Roofing for Bifacial Solar Panels - GAF Blog. *GAF Blog*, 1–7. <http://blog.gaf.com/advantages-of-long-life-roofing-for-bifacial-solar-panels/>

DOCUMENTO II. PLANOS

Índice de Planos

PL-01 PLANO DE SITUACIÓN Y LOCALIZACIÓN

PL-02 PLANO DE IMPLANTACIÓN

PL-03 UNIFILAR SUBCAMPO TIPO

PL-04 PLANO ESTRUCTURA SEGUIDORES SOLARES

PL-05 DIMENSIONES GENERALES MV SKID 3510

PL-06 ESQUEMA UNIFILAR DE LÍNEA DE GENERACIÓN 1

PL-07 ESQUEMA UNIFILAR DE LÍNEA DE GENERACIÓN 2

PL-08 ESQUEMA UNIFILAR CENTRO DE INTERCONEXIÓN

PLANO DE SITUACION



ZONA DE ACTUACIÓN




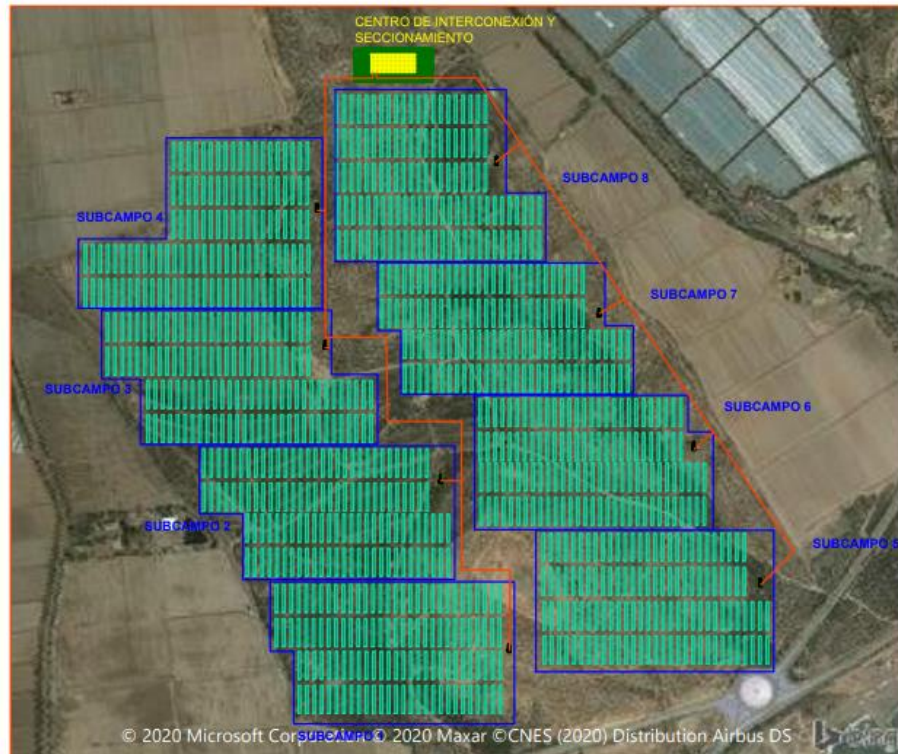
PLANO DE EMPLAZAMIENTO



COORDENADAS GEOGRAFICAS

LATITUD 37,43 N
LONGITUD -1,61 O

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		<i>Firma:</i> M.A.G.	UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS - ICAI 
<i>Nombre</i>	M. A. G.		
<i>Fecha</i>	17/07/2020		
<i>Escala:</i>	TÍTULO:	<i>PLANO Nº</i>	
--/--	PLANO DE SITUACIÓN Y LOCALIZACIÓN	1	



LEYENDA

-  **LÍNEAS DE GENERACIÓN**
-  **SEGUIDORES SOLARES**
-  **LOSA HORMIGÓN**
-  **CONJUNTO INVERSOR + SKID (POWER STATIONS)**

"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"

Nombre M. A. C.

Fecha 17/07/2020

Escala: 1:10.000
TÍTULO: PLANO DE IMPLANTACIÓN

Firma:

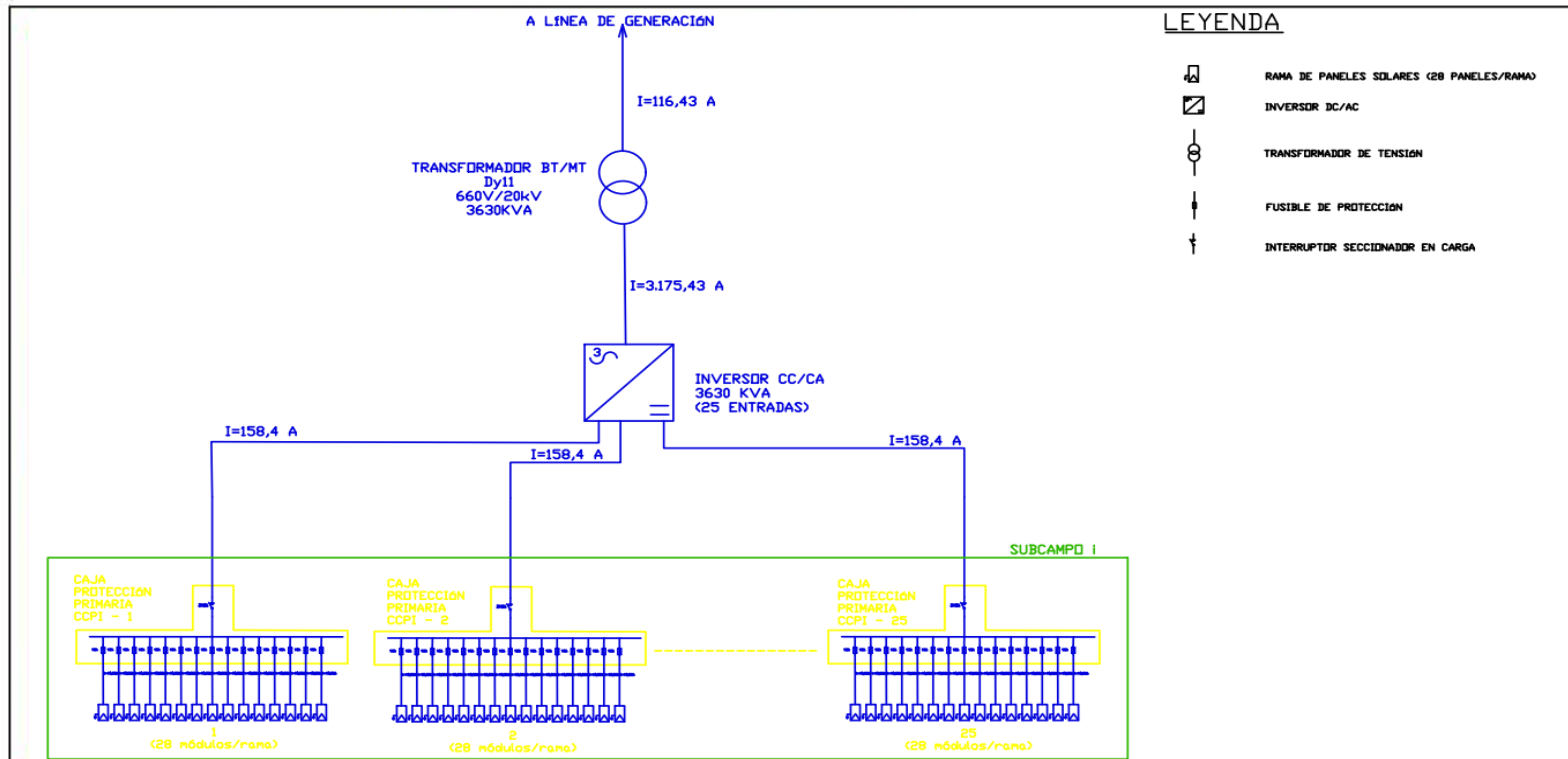
M.A.G.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS - ICAI



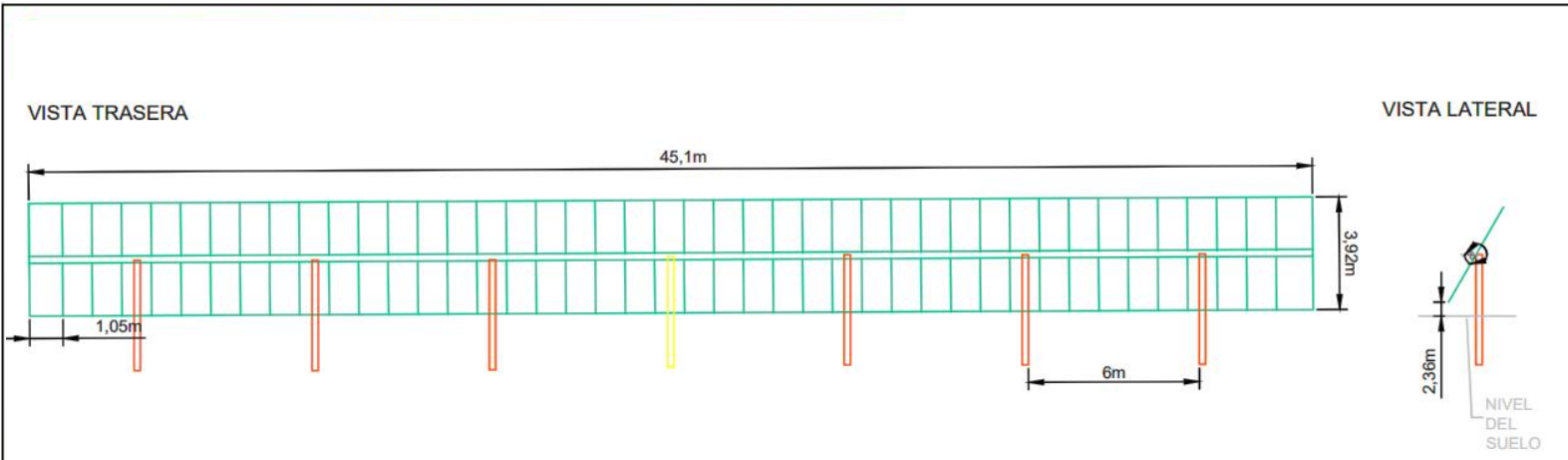
PLANO N°

2



- LEYENDA**
- RAMA DE PANELES SOLARES (28 PANELES/RAMA)
 - INVERSOR DC/AC
 - TRANSFORMADOR DE TENSION
 - FUSIBLE DE PROTECCION
 - INTERRUPTOR SECCIONADOR EN CARGA

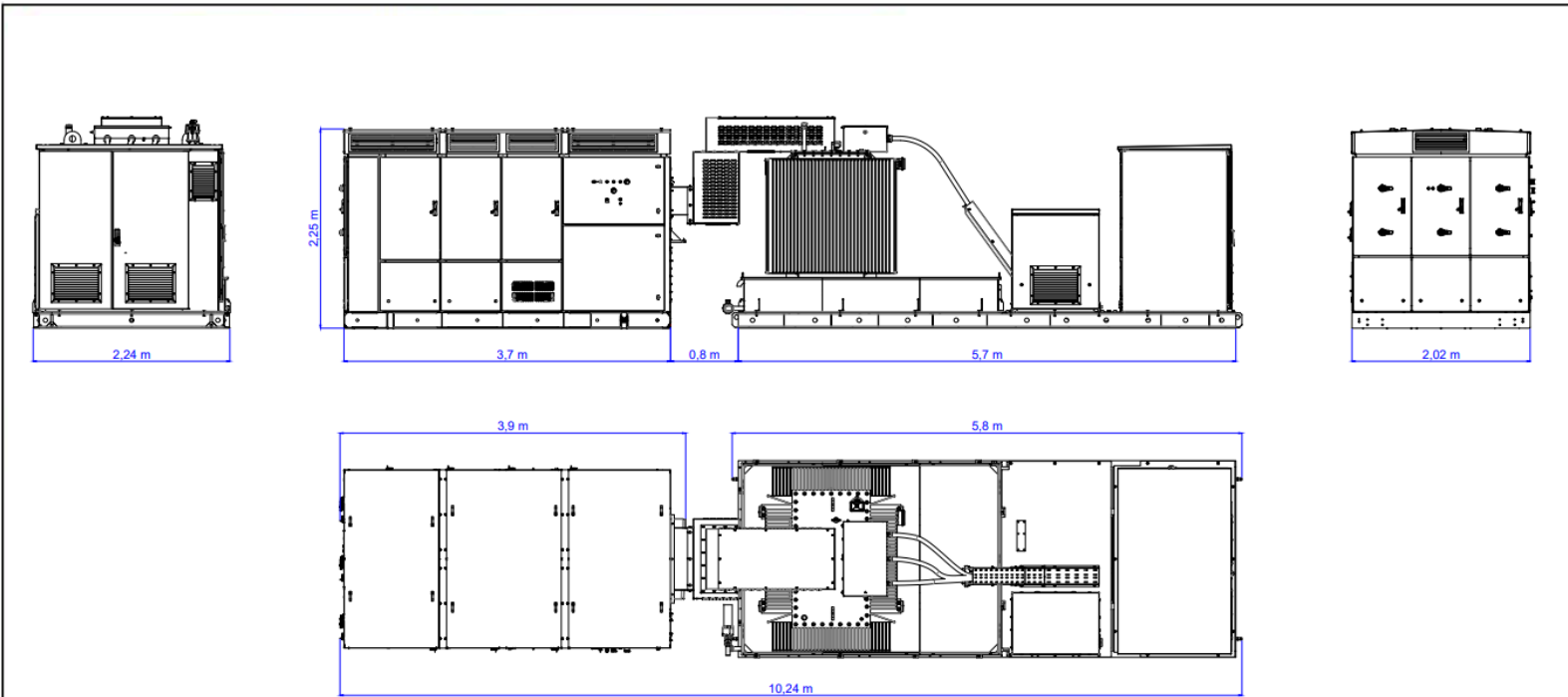
"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"		Firma: M.A.G.	UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS - ICAI
Nombre	M. A. G.	PLANO N° <div style="text-align: center; font-size: 2em;">3</div>	
Fecha	17/07/2020		
Escala: --/--	TITULO: UNIFILAR SUBCAMPO TIPO		




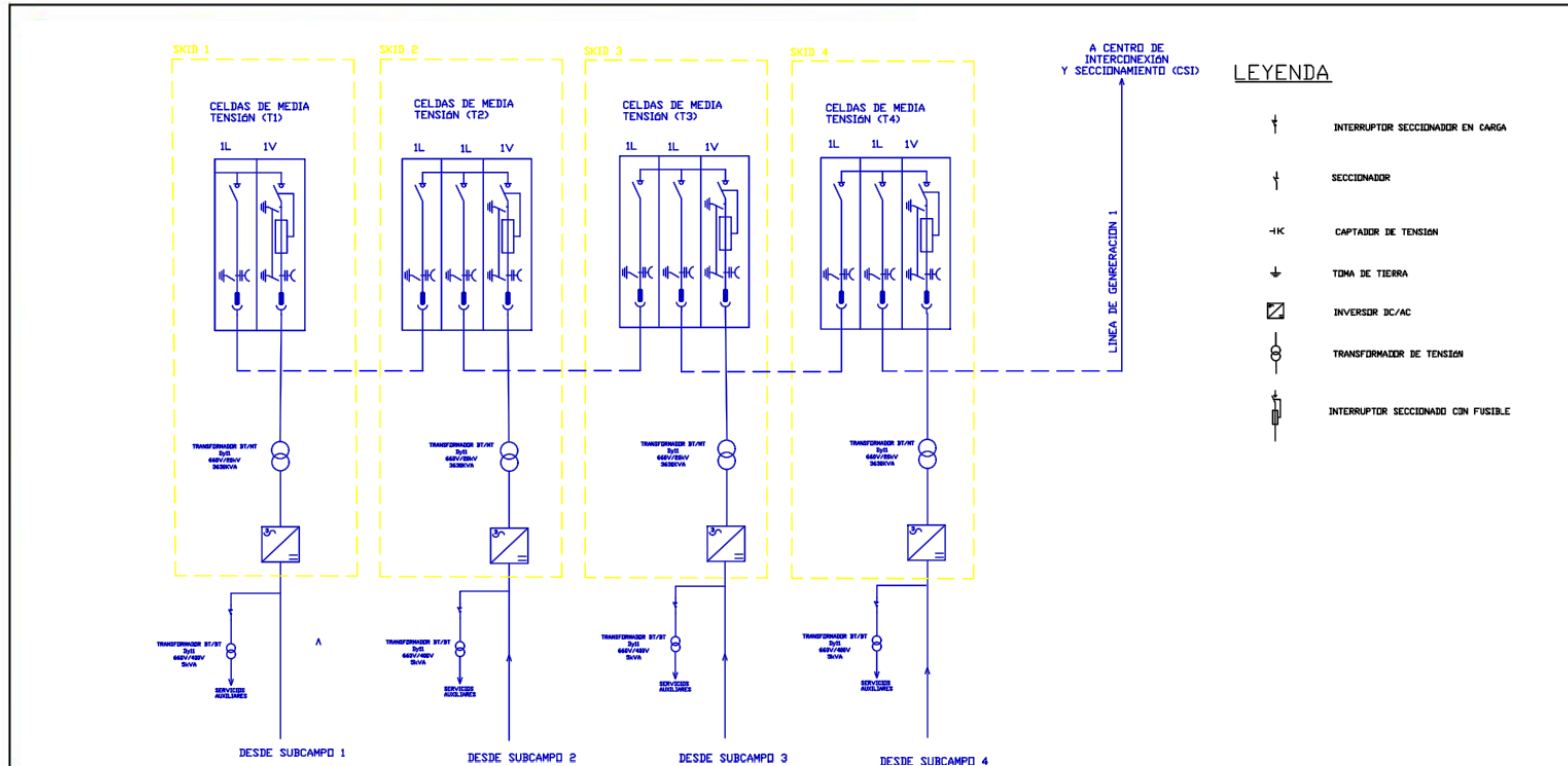
LEYENDA

- PANELES C3W-415P CANADIAN SOLAR
- APOYOS NORMALES
- APOYO DEL MOTOR

"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"		Firma: M.A.G.	UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS - ICAI
Nombre	M. A. G.		
Fecha	17/07/2020		
Escala: 1/250	TITULO: PLANO ESTRUCTURA SEGUIDORES SOLARES	PLANO N° 4	



"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"		<i>Firma:</i> C.Miranda	UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS - ICAI 
<i>Nombre</i>	M. A. G.		
<i>Fecha</i>	17/07/2020		
<i>Escala:</i> 1/50	TITULO: DIMENSIONES GENERALES MV SKID 3510	<i>PLANO N°</i> 5	



"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"

Nombre M. A. G.

Fecha 17/07/2020

Escala:

--/--

TITULO:
ESQUEMA UNIFILAR DE LÍNEA
DE GENERACIÓN 1

Firma:

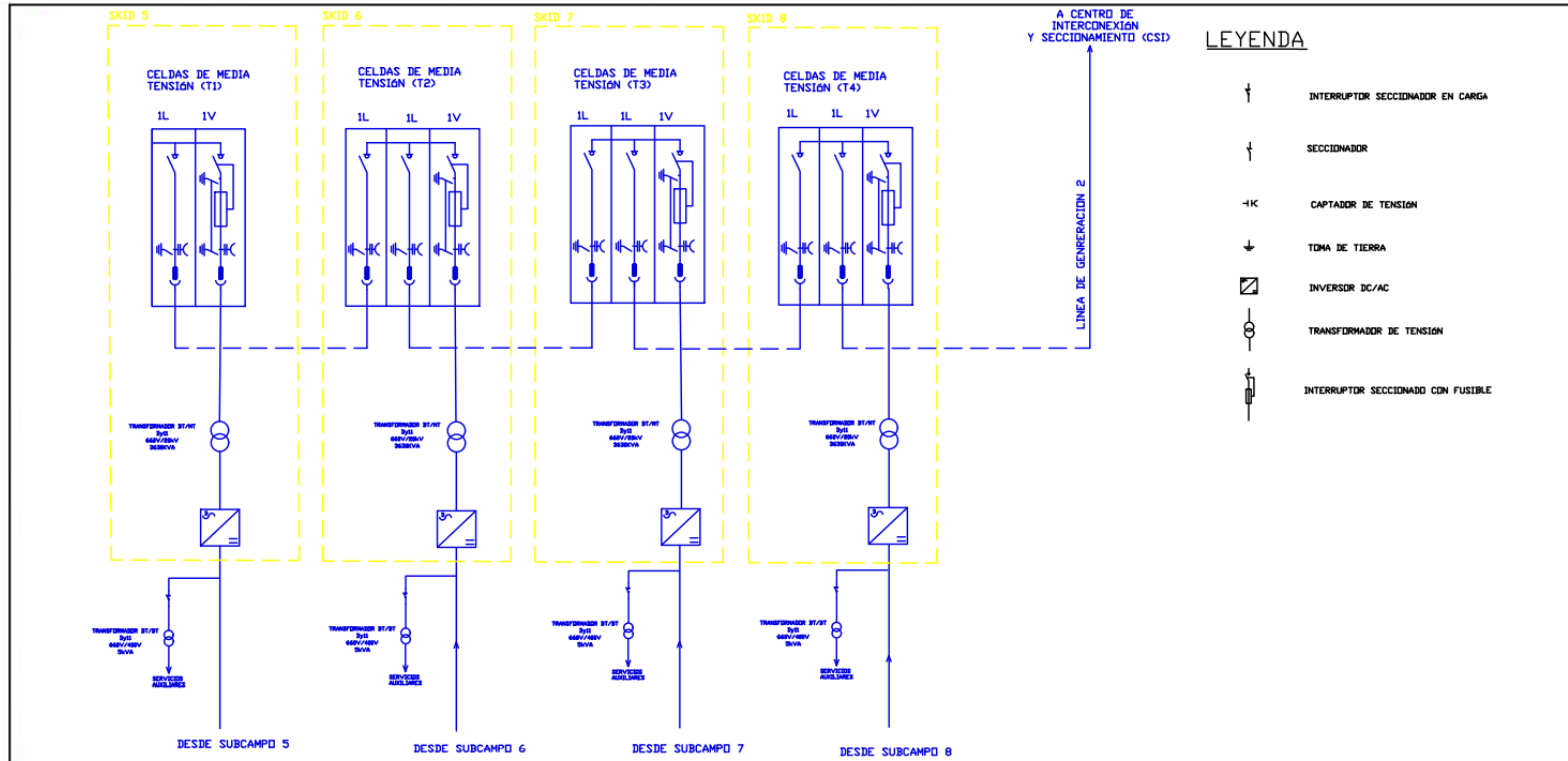
M.A.G.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE
COMILLAS - ICAI



PLANO Nº

6



"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"

Nombre M. A. G.

Fecha 17/07/2020

Escala:

--/--

TITULO:
ESQUEMA UNIFILAR DE LÍNEA
DE GENERACIÓN 2

Firma:

M.A.G.

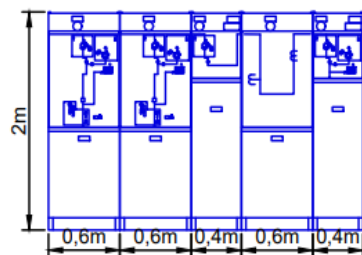
UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE
COMILLAS - ICAI



PLANO Nº

7

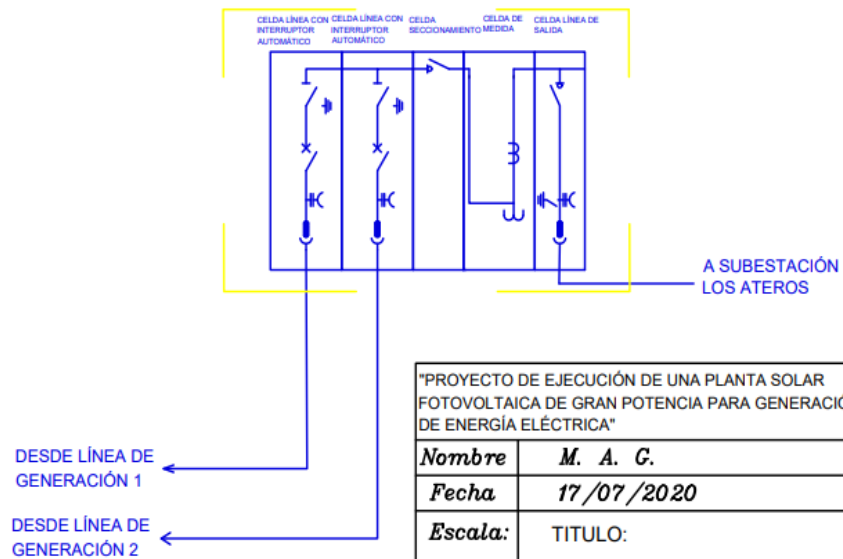
VISTA FRONTAL CELDAS MEDIA TENSION




LEYENDA

- † INTERRUPTOR SECCIONADOR EN CARGA
- † SECCIONADOR
- K- CAPTADOR DE TENSION
- ↓ TOMA DE TIERRA
- ⌋ INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- ⌋ TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- ⌋ TRANSFORMADOR DE TENSION

C. INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO. ESQUEMA CELDAS MEDIA TENSION



"PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN POTENCIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"		Firma: M.A.G.	UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS - ICAI
Nombre	M. A. G.		
Fecha	17/07/2020		
Escala: --/--	TITULO: ESQUEMA UNIFILAR CENTRO DE INTERCONEXIÓN	PLANO N° 8	

DOCUMENTO III.
MEDICIONES Y PRESUPUESTO

En el presente documento se procede a desglosar las mediciones y presupuesto de ejecución del proyecto a realizar, teniendo en cuenta el número de unidades a adquirir, el precio unitario y el importe total. La partida de presupuesto de ejecución material se dividirá en el importe de obra civil, en el importe al que asciende la instalación eléctrica y en el presupuesto de los equipos, tal y como se adjunta en las tablas dispuestas a continuación. Además, se adjunta el presupuesto de ejecución por contrata con las partidas correspondientes a los gastos generales y al beneficio industrial

OBRA CIVIL				
UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
Ud	OBRA CIVIL INSTALACIÓN CENTRO DE INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO - CONTAINER + CELDAS	1	1.178.742,60	1.178.742,60
Ud	MOVIMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO	1	1.500.000,00	1.500.000,00
Ud	MONTAJE DE SEGUIDORES	1	1.071.400,00	1.071.400,00
m2	CIMENTACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS	538,05	700,00	376.633,68
	URBANIZACIÓN	1	150.000,00	150.000,00
	INSTALACIÓN DE BT Y MT	1	2.500.000,00	2.500.000,00
Ud	INSTALACIÓN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	1	2.415.798,00	2.415.798,00
Ud	SOTERRAMIENTOS	1	76.000,00	76.000,00
SUBTOTAL OBRA CIVIL				9.268.574,28 €

Tabla 19. Presupuesto de la obra civil. Fuente: Propia.

INSTALACION ELÉCTRICA					
UD		DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
Ud	StringBox M 16 1500V	CAJA DE PROTECCIÓN PRIMARIA	200	4.290,00	858.000,00

Ud	GAE1250 Kmax	CENTRO DE INTERCONEXIÓN - CELDAS DE MEDIA TENSIÓN + CONTENEDOR	1	2.400.000,00	2.400.000,00
m	TECSUN H1Z2Z2- K	CABLE BAJA TENSIÓN TRAMO 1 (1x6 mm ²)	3000	4,82	14.472,00
m	TECSUN H1Z2Z2- K	CABLE BAJA TENSIÓN TRAMO 2 (1x150 mm ²)	8000	4,82	38.592,00
m	AL EPROTEN AX H COMPAC T HEPRZ1	CABLE MEDIA TENSIÓN TRAMO 4 (1x150 mm ²)	1200	12,00	14.400,00
m	AL EPROTEN AX H COMPAC T HEPRZ2	CABLE MEDIA TENSIÓN TRAMO 5(2x240 mm ²)	600	12,00	7.200,00
m	AL EPROTE NAX H COMPAC T HEPRZ3	CABLE MEDIA TENSIÓN TRAMO 6(4x400 mm ²)	12000	12,00	144.000,00
m	Cobre electrolític o rígido Clase II - RCT	CONDUCTOR DE PAT CORRIENTE CONTINUA	500	3,00	1.500,00
Ud	-	ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA CORRIENTE CONTINUA	4	20,00	80,00
m	Cobre electrolític o rígido Clase II - RCT	CONDUCTOR DE PAT CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO - PAT SERVICIO	1000	4,20	4.200,00

m	-	ELECTRODO PAT CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO - PAT DE SERVICIO	9	900,00	8.100,00
Ud	Cobre electrolítico o rígido Clase II - RCT	ELECTRODO DE PAT CENTROS DE TRANSFORMACIÓN E INTERCONEXIÓN Y SECCIONAMIENTO - PAT PROTECCIÓN	9	1.050,00	9.450,00
Ud	Iberdrola	CONTADOR	1	15.000,00	15.000,00
m		CABLES DE DATOS	0	0,00	0,00
Ud	Iberdrola	CELDAS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIÓN	1	150.000,00	150.000,00
SUBTOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA					3.664.994,00 €

Tabla 20. Presupuesto de la instalación eléctrica. Fuente: Propia.

EQUIPOS					
UD		DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
Ud	CS3W-415P	Módulos Fotovoltaicos Canadian Solar	84000	74,70	6.274.800,00
Ud	SF7 SINGLE-AXIS TRACKER	Seguidor Solar	946	3.080,13	2.913.802,98
Ud	HEMK 660V - FS3510K	Inversores	8	145.170,00	1.161.360,00
	MVS3510 SKID	Transformadores	8		
SUBTOTAL EQUIPOS					10.349.962,98 €

Tabla 21 Presupuesto de los equipos. Fuente: Propia.

TOTAL INSTALACIÓN	12.933.568,28 €
TOTAL EQUIPOS	10.349.962,98 €

TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	23.283.531,26 €
--	------------------------

Tabla 22. Resumen del presupuesto. Fuente propia.

TOTAL GASTOS GENERALES (16%)	3.026.859,06 €
TOTAL BENEFICIO INDUSTRIAL (3%)	698.505,94 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	27.008.896,27 €

El presupuesto total de ejecución por contrata del proyecto asciende a VEINTISIETE MILLONES OCHO MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y SEIS EUROS CON VEINTISIETE CÉNTIMOS, IVA incluido.

DOCUMENTO IV. ANEXOS

Índice de Anexos

<i>Anexo I. Análisis de las alternativas</i>	89
<i>Anexo II. Cálculos eléctricos</i>	96
<i>Dimensionamiento del generador solar</i>	96
<i>Cálculo de cables en baja tensión</i>	100
<i>Dimensionamiento de cables en corriente continua</i>	103
<i>Dimensionamiento de cables en corriente alterna</i>	104
<i>Cálculo de cables en media tensión</i>	105
<i>Cálculo de las corrientes de cortocircuito</i>	109
<i>Dimensionamiento de la puesta a tierra (PAT)</i>	111
<i>Anexo III. Estudio de sostenibilidad (ODS)</i>	119
<i>Valoración del impacto</i>	120
<i>Anexo IV. Simulación PVsyst</i>	124
<i>Anexo V. Fichas técnicas</i>	131

ANEXO I. ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

De cara a seleccionar la ubicación definitiva del presente proyecto, se procede en primer lugar a analizar las zonas de gran radiación localizadas en España con la ayuda de un mapa solar de la península ibérica. Tras la identificación de estas, se busca un emplazamiento con orografía llana o semi llana ubicado a no más de 20km de distancia a una subestación o línea eléctricas de tensión 132kV. Además, se tiene en consideración que el emplazamiento deberá ubicarse fuera de la Red de Espacios Naturales Protegidos.

Con todo ello, se parte de tres ubicaciones localizadas en diferentes puntos de la península y se analiza cuál de estas tres ubicaciones tiene un mayor potencial de explotación solar. Las tres ubicaciones seleccionadas son las siguientes:

<i>EMPLAZAMIENTO</i>	<i>LATITUD (°)</i>	<i>LONGITUD (°)</i>	<i>ALTURA (m)</i>	<i>DISTANCIA A RED (m)</i>	<i>ESPACIOS PROTEGIDOS</i>
El Judío	38,92	-6,29	280,00	2210,18	NO
Alarcos	38,95	-3,95	680,00	1419,59	NO
Los Ateros	37,43	-1,61	88,00	1532,07	NO

Tabla 23. Emplazamientos de partida. Fuente: Propia.

Tras la selección de los emplazamientos, se procede a hacer una comparativa de su recurso solar empleando las bases de datos de METEONORM, PVGIS-CMSAF y NASA.

El Judío

El emplazamiento seleccionado se trata de una parcela localizada a unos 2,2 Km de la subestación “El Judío” de 132 kV localizada cerca de Mérida, un municipio de la provincia de Badajoz, Extremadura.

	<i>METEONORM</i>		<i>PVGIS-CMSAF</i>		<i>NASA</i>	
	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)

Enero	71	8,8	65,685	8,9	72,87	6,60
Febrero	86	10,7	91,285	9,9	90,02	7,85
Marzo	139	13,9	140,68	12,4	138,38	10,84
Abril	180	15,6	169,303	15,0	164,40	13,30
Mayo	215	19,8	217,428	18,9	199,68	17,48
Junio	233	25,3	233,986	23,2	224,11	23,43
Julio	255	26,7	253,932	26,1	241,92	27,07
Agosto	220	26,9	221,661	26,1	212,96	26,87
Septiembre	166	23,5	162,183	22,2	157,26	22,72
Octubre	116	18,4	117,673	17,9	110,24	16,75
Noviembre	81	12,4	78,293	12,1	76,25	10,83
Diciembre	61	9,3	60,568	9,4	62,48	7,65
Total	1817	17,6	1812,677	16,8	1750,55	15,99

Tabla 24. Valores mensuales de la RGH y temperatura en El Judío en función de la base de datos.

Fuente: Propia.

Alarcos

El emplazamiento en cuestión es un solar cercano a la subestación de 132kV localizada en Alarcos en la provincia de Ciudad Real, en Castilla-La Mancha.

	<i>METEONORM</i>		<i>PVGIS-CMSAF</i>		<i>NASA</i>	
	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)
Enero	61	6,1	65,009	6,2	73,24	4,92
Febrero	87	8,4	88,082	7,3	91,52	6,24
Marzo	133	11,7	137,21	10,0	141,24	9,53
Abril	168	14	164,609	13,1	164,80	12,24
Mayo	187	18,7	210,807	17,6	200,02	16,86
Junio	218	25,3	229,422	23,1	223,28	23,03
Julio	222	27,7	248,023	26,9	238,64	26,81
Agosto	192	27,1	217,125	26,5	210,99	26,43
Septiembre	143	22,3	157,515	21,2	157,70	21,58
Octubre	101	16,4	117,874	16,2	111,32	15,44
Noviembre	59	10	77,013	9,8	76,38	9,26
Diciembre	53	6,7	61,058	6,9	64,57	5,97
Total	1622	16,2	1773,747	15,4	1753,69	14,91

Tabla 25. Valores mensuales de la RGH y temperatura en Alarcos en función de la base de datos.

Fuente: Propia.

Los Ateros

Finalmente, el último emplazamiento se encuentra junto a la subestación de 132 kV llamada Los Ateros, en el municipio de Águilas, Murcia.

	<i>METEONORM</i>		<i>PVGIS-CMSAF</i>		<i>NASA</i>	
	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)	Radiación Global Horizontal (kWh/m ²)	Temperatura Media (°C)
Enero	83	11,1	83,912	12,9	78,09	10,42
Febrero	94	12,6	101,87	12,9	95,91	11,05
Marzo	149	15,6	158,884	14,2	142,35	13,09
Abril	185	17,9	185,06	16,1	172,04	15,27
Mayo	220	21,5	229,974	19,0	199,62	18,47
Junio	231	26,1	244,833	22,3	218,46	22,56
Julio	246	28,3	248,825	25,1	222,87	25,40
Agosto	212	28,2	221,543	25,7	198,91	25,79
Septiembre	163	24,5	166,08	23,4	144,54	22,91
Octubre	123	20,6	128,322	20,5	110,07	18,90
Noviembre	92	14,9	89,597	16,3	78,67	14,30
Diciembre	79	11,9	75,603	13,8	68,01	11,48
Total	1873	19,4	1934,503	18,5	1729,54	17,51

Tabla 26. Valores mensuales de la RGH y temperatura en Los Ateros en función de la base de datos.

Fuente: Propia.

Como criterio para seleccionar la referencia de datos en cada emplazamiento, se considera la fuente de datos con menos desviación al valor promedio de radiación global horizontal, teniendo en cada caso:

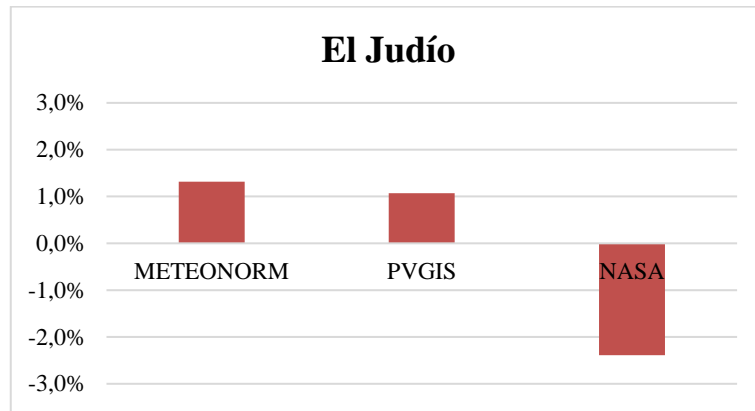


Figura 23. Desviación porcentual de los datos de radiación respecto al valor promedio en El Judío.

Fuente: Propia.

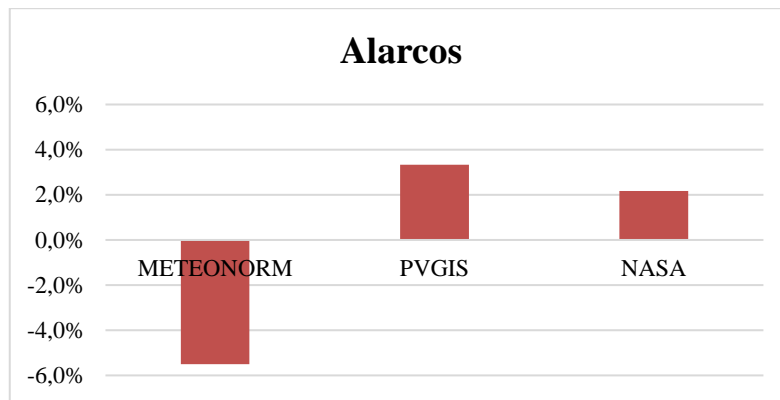


Figura 24.. Desviación porcentual de los datos de radiación respecto al valor promedio en

Marmolejo. Fuente: Propia.

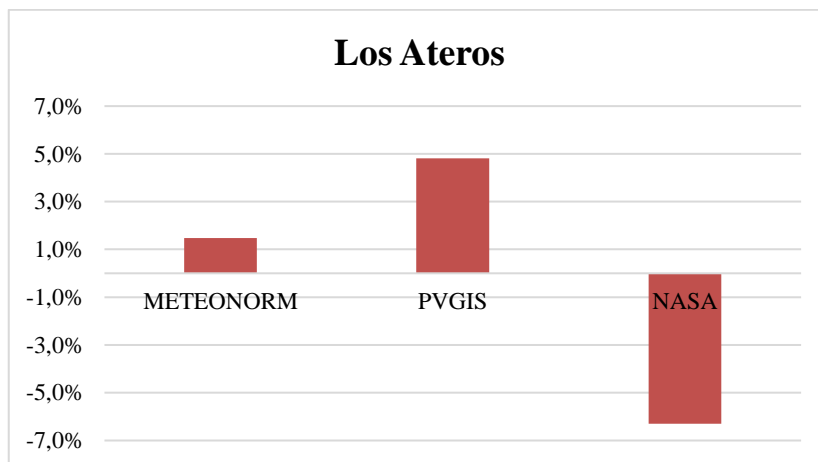


Figura 25. Desviación porcentual de los datos de radiación respecto al valor promedio en Los

Ateros. Fuente: Propia.

A la vista de los resultados indicados en las figuras anteriores, los datos tomados como referencia serán los de PVGIS en el caso de El Judío, NASA en el caso de Alarcos y Meteonorm en el caso de Los Ateros.

Además, con ayuda del programa PVSyst, se ha llevado a cabo un pre-dimensionamiento de una instalación de potencia 1MWp en cada una de las ubicaciones de cara a realizar una evaluación rápida de la producción del sistema a partir de los valores mensuales. Así, con módulos estándar con células policristalinas y una inclinación de 30°, los resultados obtenidos se adjuntan a continuación:

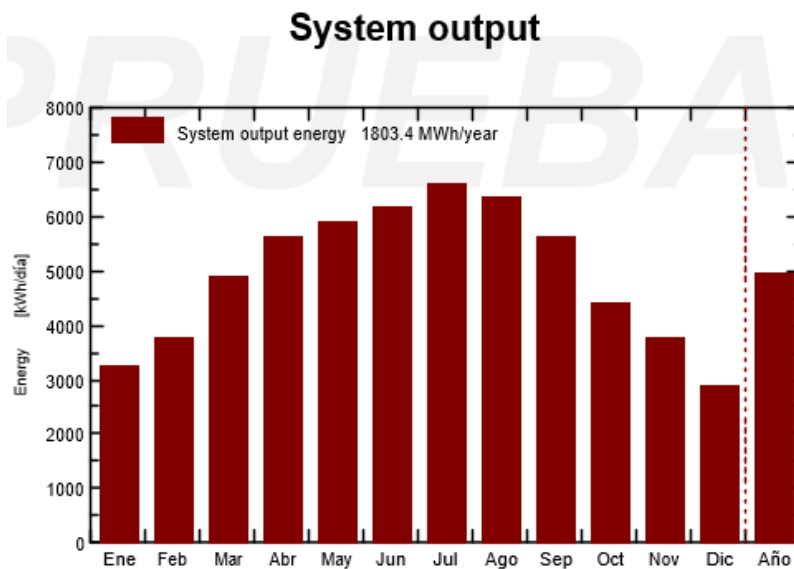


Figura 26. Energía vertida a la red en la instalación localizada en El Judío. Fuente: PVSyst.

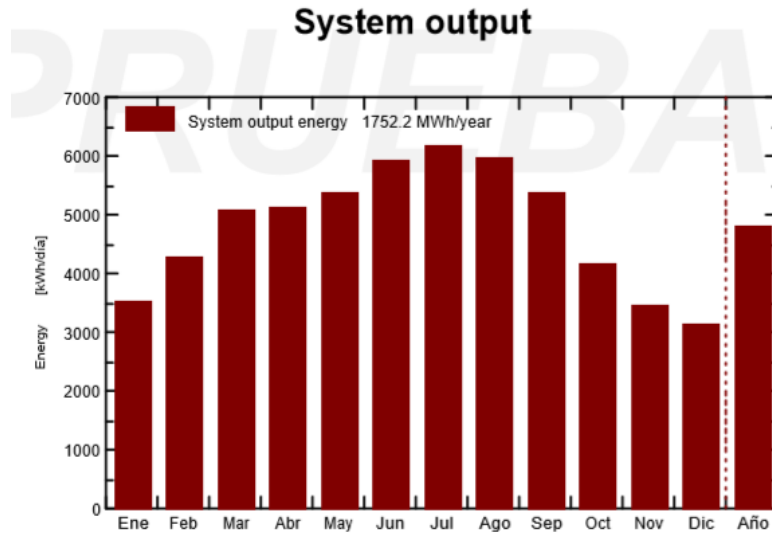


Figura 27. Energía vertida a la red en la instalación localizada en Alarcos. Fuente: PVsyst.

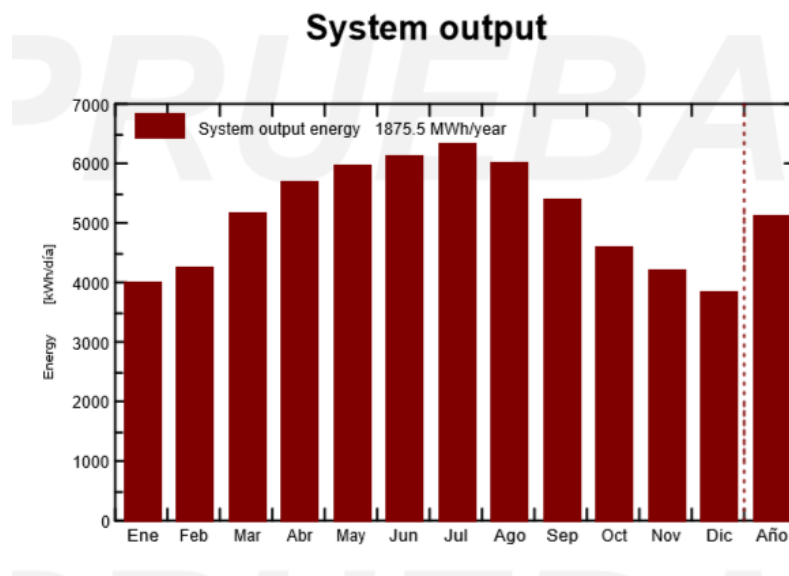


Figura 28. Energía vertida a la red en la instalación localizada en Los Ateros. Fuente: PVsyst.

Finalmente, para seleccionar el emplazamiento final de nuestra instalación, se ponderarán los datos de distancia a la red, temperatura media, radiación y energía vertida a la red en función de aquel que presente una circunstancia más favorable, siendo 1 lo más positivo y 3

lo más negativo. Aquel emplazamiento que recoja el mejor contexto para llevar a cabo la planta solar será el seleccionado.

	<i>EL JUDÍO</i>	<i>ALARCOS</i>	<i>LOS ATEROS</i>
Distancia a la red	3	1	2
Temperatura Media	2	1	3
Radiación Global Horizontal	2	3	1
Energía Vertida a la red.	2	3	1

Figura 29. Balance de las ubicaciones en función de los datos obtenidos.

Con todo ello, la ubicación seleccionada es aquella localizada en Los Ateros.

ANEXO II. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR SOLAR

De cara a dimensionar el presente proyecto, cabe resaltar de nuevo las características de este, definiéndose por tanto un campo solar fotovoltaico de aproximadamente 30 MW de potencia nominal compuesto por los equipos siguientes:

Características del inversor HEMK FS3510K

Potencia Nominal a 40°C	3630 kW ac
Tensión salida (fases)	660 V
Nominal/Max corriente de salida	3175 A
Frecuencia de salida	50/60 Hz
Máxima tensión de entrada	1500 V
Rango tensión mpp entrada	934V-1310 V
Máxima corriente de entrada (SC)	6000 A

Tabla 27. Características del inversor.

Características del panel CS3W 415P

Potencia	415 Wp
Corriente de punto máxima potencia	10,56 A
Tensión punto máxima potencia	39,3 V
Corriente cortocircuito	11,14 A
Tensión a circuito abierto	47,8 V

Tabla 28. Características del panel solar

- *N.º de paneles por rama o stream*

Haciendo trabajar al inversor en el rango de máxima potencia, 934-1310 V, para el dimensionamiento se tomará como tensión de entrada al inversor la media aritmética del rango de tensiones de entrada al mismo, esta es:

$$\frac{934 V + 1310 V}{2} = 1122 V$$

Por tanto, el número de paneles por rama es el siguiente:

$$N^{\circ} \text{ paneles por rama} = \frac{1122}{39,3 V_{mpp}} \approx 28 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}}$$

Se tendrán 28 paneles por rama, que suponen la siguiente potencia por rama:

$$28 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}} \times 415 \frac{W_p}{\text{panel}} = 13,384 \frac{kW_p}{\text{rama}}$$

Se verifica que no se supera la máxima tensión de entrada al inversor (<1500 V) cuando los paneles trabajan a tensión a circuito abierto:

$$28 \text{ módulos} \times 47,8 V = 1.338,40 V < 1500 V$$

- ***N.º de paneles y de inversores total***

Para completar los 30 MW de potencia nominal, será necesaria la instalación de varios inversores:

$$\frac{30MW}{3636 kW} = 8,26 \text{ inversores}$$

Para no sobredimensionar la planta por encima de la potencia establecida, se toman 8 inversores. A continuación, se calcula el número de paneles necesario para alcanzar un ratio de 1,20 entre la potencia pico y la potencia nominal en la planta, ya que es el ratio decidido tras las simulaciones realizadas en el programa PVsyst, al encontrar el compromiso entre mínimas pérdidas en el inversor y el coste del mismo. Se tienen, así:

$$\frac{8 \text{ inversores} \times 3630 kW \times 1,20}{415 W_p} = 83.971,08 \approx 83.971,00 \text{ paneles}$$

Por tanto, se tiene el siguiente número ramas:

$$\frac{83.971 \text{ paneles}}{28 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}}} = 2.998,97 \text{ ramas}$$

$$\frac{2.998,97 \text{ ramas}}{8 \text{ inversores}} = 374,87 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}}$$

Al no tratarse de un número entero de ramas, se dificultaría el diseño y distribución eléctrica del sistema, al tener por tanto que tener en cuenta que en algunas ramas se dispondrá de más paneles que en otras, así como los inversores tendrán que disponer de distinto número de ramas, resultando en un diseño poco uniforme. Así, se decide optimizar el número de paneles a disponer, de manera que se consiga un diseño eléctrico uniforme en su mayor medida, al tiempo que se intenta alcanzar el ratio de 1,2 seleccionado.

Tras un redimensionamiento, se alcanzan los siguientes valores:

<i>Nº paneles</i>	84.000
<i>Nº paneles/rama</i>	28
<i>Nº ramas</i>	3000
<i>Nº ramas/inversor</i>	375
<i>Ratio P_P/P_N</i>	1,2

Tabla 29. Valores finales de dimensionamiento de la planta.

Con los valores anteriores, y teniendo en cuenta que por cada rama circulará la corriente de máxima potencia 10,56 A, se tiene la siguiente intensidad en el conjunto de las ramas de entrada a un mismo inversor:

$$I_{\text{Entrada al Inversor}} = 10,56 \text{ A} \times 375 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}} = 3.960 \text{ A} < I_{\text{Max entrada al Inversor}}$$

Por otra parte, en caso de cortocircuito se darían los siguientes valores:

$$I_{\text{Entrada al Inversor en SC}} = 11,14 \text{ A} \times 375 \frac{\text{ramas}}{\text{inversor}} = 4.177,5 \text{ A} < I_{\text{Max entrada al Inversor}}$$

- **Dimensionamiento de los fusibles de las cajas de protección**

Aplicando la norma IEC 62548, en primer lugar, se dimensionan los fusibles de las cajas de protección primaria de las ramas, considerando un coeficiente de 1,4 veces la corriente de cortocircuito de estas últimas.

$$\text{Calibre del fusible} > I_{SC} * 1,4 = 11,14 * 1,4 = 15,6 A$$

El calibre de los fusibles de protección deberá ser mayor que 15,6 A. En este caso, para el dimensionamiento de las cajas de protección, se optará por las opciones comercializadas por Ingecon, proveedor del que ya se ha hablado con anterior en el proyecto, y que posee una amplia gama de productos. De las soluciones que presenta, se seleccionarán para la protección primaria los fusibles de 16 A, teniendo la alternativa de 12, 16, 18, 20, 24 o 32 entradas de strings a la caja.

La siguiente decisión será la referente al número de cajas de protección primarias considerando las 375 ramas por inversor de las que se disponen y las alternativas de agrupación de strings que ofrece la solución de Ingecon. En busca de conseguir un diseño lo más equilibrado posible, se opta por las cajas de protección de 16 entradas, quedando en cada una de ellas 1 entrada libre para posibles ampliaciones futuras de la planta solar. Es decir, se tendrán finalmente **25 cajas de protección de primer nivel** con 15 ramas en paralelo en cada una del modelo StringBox M 16.

Al encontrarse con unas cajas de protección capaces de albergar tantos strings, se es capaz de conectar las 25 cajas de protección directamente al inversor, ya que el modelo seleccionado dispone de hasta 36 entradas. Además, ya que a nivel de seguridad es poco recomendable tener tantos strings en una misma caja ya que, en caso de falta, se perdería una mayor parte del suministro que en las configuraciones habituales con un menor número de ramas, el modelo seleccionado es capaz de detectar corrientes de string defectuosas.

A continuación, se comprueba que se cumplan los parámetros de entrada al inversor. Para ello, se debe calcular el fusible de protección de la unión de 15 ramas en paralelo que se alojarán en las entradas al inversor, el cual ya posee fusibles internos incorporados hasta la corriente máxima de entrada:

$$I_{SC} = 11,14 * 15 = 167,1 A$$

$$\text{Calibre del fusible} > I_{SC} * 1,4 = 167,1 * 1,4 = 233,97 A$$

Luego el fusible interno del inversor debe ser cualquier fusible con mayor calibre de 233,97 A.

Las corrientes que salen de las cajas de primer nivel, y que por tanto llegan a cada entrada del inversor, son las siguientes:

$$I_N \text{ en cada entrada del inversor} = 10,56 A \times 15 \frac{\text{ramas}}{\text{caja}} = 158,4 A$$

$$I_{SC} \text{ en cada entrada del inversor} = 11,14 A \times 15 \frac{\text{ramas}}{\text{caja}} = 167,1 A$$

Como se puede comprobar, cumplen con la limitación de corrientes de entrada a los inversores en el intervalo [150-400] A.

CÁLCULO DE CABLES EN BAJA TENSIÓN

Al estar trabajando con tensiones menores a 1000V, se dimensionarán las secciones del cableado de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente de acuerdo con sus Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-07 de Redes Subterráneas para Distribución en Baja tensión y la norma UNE 211435.

Por otro lado, se tendrá en cuenta el catálogo y los cables ofrecidos por el proveedor Prymision Cables Spain S.A.U, una filial del Prymision Group especializada en la fabricación de cables de baja, media y alta tensión, con servicios de instalación de estos “llave en mano”.

El dimensionamiento de la sección de los cables se hará de acuerdo los métodos presentados a continuación, seleccionando aquella más desfavorable para el diseño del presente proyecto.

- Intensidad máxima admisible por el cable de servicio permanente. Según el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento, la temperatura del conductor en su

régimen permanente no debe superar la temperatura máxima admisible propia del material aislante del cable, especificada en las características técnicas de este.

Según el punto cinco de la ITC-BT-40, la intensidad considerada deberá ser mayorada un 125% de la máxima intensidad del generador fotovoltaico, para asegurar que los conductores sean capaces de soportar las condiciones más desfavorables en caso de tener temperaturas muy elevadas.

Además, esta intensidad deberá ser corregida con factores de corrección tabulados en el REBT en función del modo de instalación del cable, bien sea al aire o soterrado. En caso de cables instalados al aire se usará la siguiente expresión:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * I}{F_1 * F_2}$$

I=Intensidad nominal de la línea (A)

F₁ =Factor de corrección de cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta a 40°C.

F₂ =Factor de corrección por agrupación de cables.

En caso de cables soterrados se empleará la siguiente expresión:

$$I_{adm} = \frac{1,25 * I}{F_1 * F_2 * F_3 * F_4}$$

I=Intensidad nominal de la línea (A)

F₁ =Factor de corrección por temperatura del terreno distinta a 25°C.

F₂ =Factor de corrección por resistividad térmica distinta a 1,5 km/W.

F₃ =Factor de corrección por agrupación de cables.

F₄ =Factor de corrección por profundidad de enterramiento.

b) Caída de tensión. Los cables presentan una resistividad a la corriente que origina pérdidas traducidas en caídas de tensión en los cables. Es por ello por lo que esta caída de tensión ha de tenerse presente para no superar los límites establecidos en el REBT.

El cálculo de esta caída de tensión se diferenciará en función de la tipología de las líneas, ya sean monofásicas o trifásicas.

Para una línea monofásica se tendrá la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \frac{2 * L * I * \cos \varphi}{\gamma * S}$$

Para una línea trifásica se tendrá la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{\gamma * S}$$

Teniendo en ambos casos los siguientes parámetros:

- L: longitud de la línea (m).
- I: intensidad nominal de la línea (A).
- S: sección del cable (mm).
- cos ϕ : factor de potencia.
- γ : conductividad (m/ Ω *mm²).

En cuando a la conductividad de los conductores, se seleccionará su valor de acuerdo con la siguiente tabla:

	Conductividad (m/ Ω *mm ²)			Resistividad (Ω *mm ² /m)			Coeficiente de T ^α (°C ⁻¹)
	γ_{20°	γ_{70°	γ_{90°	ρ_{20°	ρ_{70°	ρ_{90°	
Cobre	56	48	44	0.0172	0.0206	0.0220	0.00393
Aluminio	35	30	28	0.0283	0.0340	0.0362	0.00403

Resistividad a cualquier temperatura: $\rho_\theta = \rho_{20^\circ} * [1 + \alpha * (\theta - 20)]$

Tabla 30. Parámetros cobre y aluminio. Fuente: REBT.

En primer lugar, se calculará la máxima corriente en condiciones normales de funcionamiento por el cable, considerando la potencia que ha de transmitir y el voltaje nominal de funcionamiento, es decir, la Iadm.

En función de ésta última, se determinará la sección del cable a partir de las tablas incluidas en el REBT, para posteriormente comprobar si la caída de tensión en el mismo se encuentra dentro de los límites preestablecidos con la sección seleccionada.

Para los dimensionamientos efectuados a continuación, ya que existen una cantidad demasiado amplia de cables con diferentes longitudes, se tomará para seleccionar la sección aquella longitud de cable para cada tramo que sea mayor, de manera que se toma la situación más desfavorable. Esto hará que algunos cables de los tramos estén sobredimensionados, pero asignar una misma sección a cada tramo facilitará posteriormente el montaje y mantenimiento de la instalación, así como mantener una cierta simetría eléctrica en el circuito.

DIMENSIONAMIENTO DE CABLES EN CORRIENTE CONTINUA

Para el cálculo de secciones para el cableado en corriente continua, se tomarán las expresiones expuestas con anterioridad, en concreto aquellas que se correspondan con líneas monofásicas. Además, para el cableado en corriente continua se tomará un $\cos \phi$ igual a 1 y se considerarán conductores de cobre.

- **Tramo 1. Módulos fotovoltaicos – armario de continua.**

En este tramo el cableado circula al aire, uniendo ramas hasta la conexión con el armario de protección primaria. El modelo empleado de cable será el TECSUN H1Z2Z2-K, unipolar, hecho de cobre con aislamiento XLPE y una temperatura de servicio de 90 grados ($\gamma=44$).

Módulos fotovoltaicos - Armario de continua							
Tensión (V)	I (A)	I_{adm} (A)	S (mm ²)	L(m)	ΔV (%)	F ₁	F ₂
1100,4	10,56	11,58	6	20	0,15	1,14	1

Tabla 31. Dimensionamiento cableado Tramo 1. Fuente: Propia.

Se aplica el factor F₁ por considerarse que el ambiente se encuentra a una temperatura distinta a 40°C, en concreto se considera la temperatura ambiente media que ronda los 25°C. Por su parte, no se aplica factor de corrección por agrupación de cables, siendo el coeficiente igual a 1 ya que con el neutro se trataría de dos cables unipolares en contacto mutuo, tal y como se establece en la norma UNE.

- **Tramo 2. Armario de continua - inversores.**

En este tramo el cableado circula subterráneo en zanja directamente enterrado, uniendo las cajas de continua con el inversor de corriente. El modelo empleado de cable será de nuevo el TECSUN H1Z2Z2- K, hecho de cobre con aislamiento XLPE y una temperatura de servicio de 90 grados ($\gamma=44$).

Armario de continua - Inversor

Tensión(V)	I(A)	I _{adm} (A)	S(mm ²)	L(m)	ΔV (%)	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄
1100,4	158,4	294,64	150	30	0,13	0,96	1	0,7	1

Tabla 32. Dimensionamiento cableado Tramo 2. Fuente: Propia.

Se aplica un factor de corrección F₁ de 0,96 considerando que por la incidencia del sol directa durante tantas horas el suelo alcanza temperaturas de 30grados. Teniendo un terreno arenoso y muy seco, considerando así una resistividad térmica del terreno de 1,5 K*m/W, no se aplica factor de corrección por resistividad térmica. Por otro lado, se agrupan en una misma zanja previo a llegar al inversor, cables de salida de las cajas de protección de 5 en 5 con una separación de 200mm, por lo que se aplica un factor de corrección F₃ de 0,7. Además, los cables estarán soterrados a una profundidad de 0,7 m por lo que no se aplica el factor de corrección correspondiente.

Con ambos tramos, se tiene que la máxima caída de tensión en la zona de continua es del **0,28%**, menor que el 1,5% estipulado por la norma.

DIMENSIONAMIENTO DE CABLES EN CORRIENTE ALTERNA

Para el cálculo de la sección de los cables en corriente alterna se tomarán las expresiones expuestas con anterioridad, en concreto aquellas que se correspondan con líneas trifásicas. Además, para el cableado en corriente alterna se tomará un $\cos \phi$ igual a 0,5 ya que el inversor es capaz de regular potencia reactiva.

• ***Tramo3. Inversores – Centro de transformación BT/MT***

En este tramo el cableado circula al aire. El cable que se utilizará para el dimensionamiento será el AFUMEX CLASS BLINDEX 1000 V (AS) Z1C4Z1-K, de cobre con aislamiento de

PVC y temperatura de servicio 70°C ($\gamma=48$). No obstante, esta conexión viene incluida en la Power Station.

<i>Inversor - CT</i>							
Tensión (V)	I (A)	I _{adm} (A)	S (mm ²)	L(m)	ΔV (%)	F ₁	F ₂
660	3175,43	3253,51	X	10	X	1,22	1

Tabla 33. Dimensionamiento cableado Tramo 3. Fuente: Propia.

Como se puede observar en la tabla anterior, la intensidad de corriente que circula en este tramo es demasiado grande como para que cualquier sección lo soporte, por lo que será necesario dividir el flujo en varios conductores.

<i>Inversor - CT (9 conductores/fase)</i>							
Tensión (V)	I (A)	I _{adm} (A)	S (mm ²)	L(m)	ΔV (%)	F ₁	F ₂
660	3175,43	482,00	240	10	0,0402	1,22	1

Tabla 34. Dimensionamiento cableado Tramo 3 para 9 cables. Fuente: Propia.

CÁLCULO DE CABLES EN MEDIA TENSIÓN

Al estar trabajando con tensiones mayores de 1kV, se dimensionarán las secciones del cableado de acuerdo con las prescripciones técnicas del RD 223/2008, del 15 de febrero, que aprueba el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y las Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT-01 a 09. En concreto, se dimensionarán las secciones de los cables de acuerdo con la ITC-LAT-06.

Por otro lado, se tendrá en cuenta de nuevo el catálogo y los cables ofrecidos por el proveedor Prymision Cables Spain S.A.U.

El dimensionamiento de la sección de los cables se hará, además de con los criterios explicados con anterioridad para el cableado en baja tensión, teniendo en consideración también la intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.

Mientras que este criterio no tiene mucha relevancia en instalaciones de baja tensión, en instalaciones de media tensión es recomendable tenerlo en consideración.

$$I_{cc} = k * \frac{S}{\sqrt{t}}$$

I_{cc} =Intensidad de cortocircuito de la línea (A).

k =Constante en función del conductor según la norma UNE 20460-4-43.
($k=94$ para una temperatura inicial de 90°C y una temperatura final de 250°C para conductores de aluminio y aislamiento PR/EPR)

S =Sección de la línea (mm^2).

t =Duración cortocircuito (mínimo 0,1s; máximo 5 s)

- **Tramo 4. Centro de transformación BT/MT – Unión en líneas de generación**

Para alcanzar la corriente de 400 A necesaria para las cabinas de media tensión del centro de interconexión y seccionamiento, será necesario unir las salidas de los trafos en líneas de generación. El tramo realizado hasta la unión de las salidas de los trafos se realizará de manera subterránea.

El conductor empleado será el AL EPROTENAX H COMPACT HEPRZ1, de aluminio, con aislamiento de HEPR y pantalla de cobre. Su temperatura de servicio es 105°C ($Y=26,31$). Además, se considera un factor de potencia de 0,9.

Por otra parte, la compañía propietaria de la subestación Los Ateros, impone que las instalaciones conectadas soporten una corriente de cortocircuito de 12,5 kA durante 1s para tensiones de hasta 24kV (Iberdrola, 2003), por lo que se toma este valor como corriente de cortocircuito a soportar.

CT – Línea de generación								
Tensión(V)	I(A)	I_{adm} (A)	$S(\text{mm}^2)$	L(m)	$\Delta V(\%)$	I_{cc} (A)	I_{cc_adm} (A)	F_1
20000	116,43	150,04	150	300	0,07	12500	14100	0,97

Tabla 35. Dimensionamiento cableado Tramo 4. Fuente: Propia.

Aunque por el criterio térmico la sección podría ser mucho menor, para que se cumpliese el criterio de la intensidad máxima admisible de cortocircuito la sección asciende hasta 150mm^2 . Se ha aplicado el factor de corrección de temperatura del terreno, considerando que asciende hasta los 30°C .

- **Tramo 5. Líneas de generación – Centro de Interconexión y Seccionamiento**

Esta unión se realizará mediante líneas subterráneas de cables directamente enterrados hasta la entrada de las celdas de media tensión de la estación de interconexión con la red eléctrica. Se utilizará el mismo modelo de conductor y los mismos parámetros que en el tramo anterior. El cable empleado será el mismo modelo que en el caso anterior.

Línea de generación – C. Interconexión y Seccionamiento								
Tensión(V)	I(A)	I _{adm} (A)	S(mm ²)	L(m)	ΔV (%)	I _{cc_adm} (A)	F ₁	F ₃
20000	465,73	759,7	X	800	X	X	0,97	1

Tabla 36. Dimensionamiento cableado Tramo 5. Fuente: Propia.

Como se puede observar, la corriente admisible de las líneas de generación es demasiado elevada como para que la sección de un solo conductor de aluminio la pueda soportar tras aplicar los factores de corrección. Éstos se han aplicado para considerar una temperatura del suelo que alcance los 30°C . Para poder transmitir la potencia hasta el centro de interconexión, será necesario aumentar el número de conductores.

Línea de generación – C. Interconexión y Seccionamiento (2 conductores/fase)								
Tensión(V)	I(A)	I _{adm} (A)	S(mm ²)	L(m)	ΔV (%)	I _{cc_adm} (A)	F ₁	F ₃
20000	232,86	348,93	240	800	0,23	22560	0,97	0,87

Tabla 37. Dimensionamiento cableado Tramo 5 para 2 cables. Fuente: Propia.

En este caso, ha habido que aplicar un factor de corrección por agrupación de dos cables a una distancia de 0,4m. Como se puede observar, dividiendo la intensidad en varios conductores, se cumplen los criterios térmicos, de caída de tensión y de cortocircuito.

- **Tramo 6. Centro de Interconexión y Seccionamiento – Subestación Los Ateros**

Se trata de la línea de evacuación a la subestación propiedad de Iberdrola. La intensidad que debe llevar es elevada por lo que se requerirá de múltiples conductores que irán soterrados bajo tubo a una profundidad de 1m siguiendo el trayecto más corto por la vía pública, que se aproxima a unos 3000m. El modelo de cable empleado será el mismo que el empleado con anterioridad en media tensión en la presente sección.

C. Interconexión y Seccionamiento – Subestación “Los Ateros” (4 conductores/fase)

Tensión(V)	I(A)	I _{adm} (A)	S(mm ²)	L(m)	Δ V(%)	I _{cc_adm} (A)	F ₁	F ₃
20000	232,86	428,69	400	3000	0,0531%	37600	0,97	0,7

Tabla 38. Dimensionamiento cableado Tramo 6 para 4 conductores por fase. Fuente: Propia.

Se ha decidido emplear 4 conductores por fase para poder transportar la electricidad hasta la subestación, por lo que se deberá tener en cuenta el factor de corrección correspondiente asociado a la agrupación de cables. En este caso el factor de corrección por agrupación toma el valor de 0,7 al tratarse de 4 conductores separados 20cm entre sí bajo tubo. Además, se ha vuelto a considerar el factor de corrección asociado a la temperatura de terreno estimada en 30°C.

Con esto, se tiene que la caída de tensión total desde la salida del inversor hasta la entrada al centro de interconexión es la siguiente:

Caída de Tensión Total en Alterna (%)	
Tramo3. Inversores – Centro de transformación BT/MT	0,0402
Tramo 4. Centro de transformación BT/MT – Unión en líneas de generación	0,07

Tramo 5. Líneas de generación – Centro de Interconexión y Seccionamiento.	0,23	
Tramo 6. Centro de Interconexión y Seccionamiento – Subestación Los Ateros.	0,0531	
TOTAL	0,39	<1,5

Tabla 39. Caída de tensión en la parte alterna total. Fuente: Propia.

CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los cortocircuitos en el sistema tienen consecuencias que pueden suponer un deterioro de los aislantes, una fusión de los conductores o incluso un incendio en el lugar del defecto, o bajadas de tensión y perturbaciones en los circuitos de mando y control en otros circuitos de la red afectada o de las redes próximas (Rica & Corriente, 2006). Es por ello por lo que es necesario que los equipos de la instalación estén lo más preparados posible en caso de defecto.

Aunque solo suponen un 5% de los casos, el defecto trifásico supone la mayor intensidad de cortocircuito por lo que se calcularán la corriente para este tipo de defecto.

En cuanto a la corriente de cortocircuito en el secundario de los transformadores de la instalación, ya se especificó con anterioridad la información aportada por Iberdrola de suponer una corriente de cortocircuito de 12,5kA para tensiones menores de 36kV, como es nuestro caso (20kV).

- *Corriente de cortocircuito en el lado de BT de los transformadores.*

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en el lado de baja tensión de los transformadores presentes en las Power Stations, se usarán las siguientes fórmulas. Al estar

la instalación dimensionada de manera equilibrada, la corriente será la misma para los 8 transformadores.

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n * (z_{red_{pu}} + z_{cc_{pu}})}$$

$$z_{red_{pu}} = \frac{S_n}{S_{cc}}$$

S_n = Potencia nominal de los transformadores

U_n = Tensión nominal en el lado de BT

Z_{cc_pu} = Impedancia de cortocircuito del transformador en magnitudes unitarias. (A falta de datos en la ficha técnica, se tomará el valor aproximado de 0,1pu.

Z_{cc_pu} = Impedancia de cortocircuito de la red en magnitudes unitarias

S_{cc} = Potencia de cortocircuito en la red de MT. (Se tomará el valor de 500MVA como referencia)

Las ecuaciones anteriores responden al método de las impedancias para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, de acuerdo con el siguiente esquema unifilar y despreciando las impedancias de las líneas:

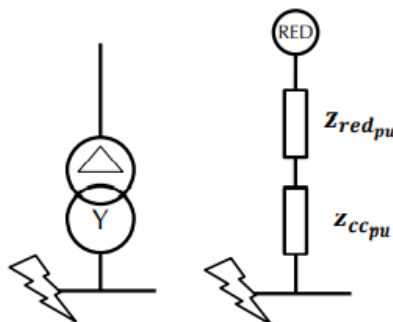


Figura 30. Esquema unifilar de la instalación hasta la falta trifásica en MT. Fuente: ICAI.

Tenemos, por tanto, la siguiente corriente de cortocircuito trifásico en el primario de los transformadores:

$$z_{red_{pu}} = \frac{S_n}{S_{cc}} = \frac{3630 \text{ kVA}}{500 \text{ MVA}} = 0.00726 \text{ pu}$$

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n * (z_{red_{pu}} + z_{cc_{pu}})} = \frac{3630 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 660 \text{ V} * (0.00726 + 0.1)} = 29.604,95 \text{ A}$$

DIMENSIONAMIENTO DE LA PUESTA A TIERRA (PAT)

El correcto dimensionamiento de la puesta a tierra (PAT) es imprescindible para proteger a los equipos y al personal de la instalación ante posibles descargas que pudieran provocar incidentes en el emplazamiento. A continuación, se procede a calcular las puestas a tierra de la red de seguidores que componen el generador fotovoltaico, así como los centros de transformación y el centro de interconexión y seccionamiento, que llevará la misma dinámica de cálculo que los centros de transformación de BT/MT.

- ***Puesta a tierra del generador fotovoltaico.***

Según el REBT y la ITC-BT-18, se dimensionará el valor de la resistencia de tierra de tal manera que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V.

La resistencia de puesta a tierra máxima en un sistema TT debe cumplir la siguiente condición:

$$R_A * I_A \leq U$$

R_A = Suma de las resistencias de la toma de tierra.

U = Tensión de contacto límite, en este caso 24V.

I_A = intensidad máxima de defecto. Intensidad de ajuste del diferencial 300mA.

$$R_A \leq \frac{24V}{0.3A} = 80 \Omega$$

Así, el conjunto de resistencias que formen la puesta a tierra debe alcanzar un valor inferior al calculado en la anterior ecuación. Siguiendo la siguiente ecuación para el cálculo de la resistencia formada por electrodos normalizados se comprobará que la disposición de picas cumpla con el límite de 80Ω .

$$R = k_r * \rho$$

R = resistencia del electrodo de puesta a tierra.

k_r = Coeficiente de resistencia de puesta a tierra para el electrodo seleccionado.

ρ = Resistividad del terreno. En el caso del terreno de Águilas $250 \Omega \cdot m$.

Si se considera un electrodo de 4 picas de 2 metros de longitud, se tiene un valor de k_r de 0,076 (código de la configuración 70-40/5/42). La resistencia del electrodo será, entonces:

$$R = 0,076 * 250 = 19 \Omega$$

Se cumple, por tanto, la condición límite de 80Ω .

Por su parte, la sección del conductor de protección deberá tener la siguientes dimensiones conforme a la ITC-BT-18:

<i>Sección conductores de protección</i>	
Módulos fotovoltaicos – armario de continua.	6 mm ²
Armario de continua - inversores.	75 mm ²
Inversores-pica de puesta a tierra	80 mm ²

Tabla 40. Sección de los conductores de protección de la puesta a tierra del generador fotovoltaico.

Fuente: Propia.

- ***Puesta a tierra de los centros de transformación e interconexión.***

En la protección de los centros de transformación es necesario proveer al sistema de dos circuitos independientes de conexión a tierra, denominados tierra de protección y tierra de servicio. Al estar el sistema sometido a la misma corriente de defecto al estar uniformemente

conectado a la misma red de distribución, tanto los centros de transformación de BT/MT como el centro de interconexión, seguirán el mismo dimensionamiento de la puesta a tierra.

Puesta a tierra de servicio

Los neutros de los transformadores deben estar aislados de la toma de tierra del sistema de media tensión para no interferir con esta en caso de tensiones peligrosas. Para ello se usará un cable de cobre aislado.

Como se comentaba con anterioridad, el valor máximo de la resistencia de puesta a tierra debe ser el siguiente en función de la tensión de contacto máxima y el nivel de disparo de las protecciones:

$$R_A \leq \frac{24V}{0.3A} = 80 \Omega$$

Para la tierra de servicio se empleará una pica conectada a través de un conductor de cobre enterrado a 0,5m de profundidad. La longitud del conductor de cobre dependerá de la distancia mínima que deba haber entre las puestas a tierra de servicio y de protección, que responde a la siguiente ecuación:

$$D = \rho * \frac{I_D}{2 * \pi * U}$$

I_D = Intensidad máxima de defecto a tierra, en amperios, para el lado de alta tensión facilitada por la empresa eléctrica. En este caso, 500 A. (Iberdrola, 2003)

U = 1200V para sistemas de distribución TT.

ρ = resistividad del terreno (250 ohm*m en este caso).

Sustituyendo los valores en la ecuación tenemos una distancia mínima de 16,6m entre puestas a tierra. Considerando el electrodo seleccionado como tierra de protección, como se expondrá más adelante, te tendrá un conductor de cobre de 25m, al que se unirá una pica de 2m.

Con ello tenemos una resistencia de puesta a tierra total de:

$$R = (R_{cond} * R_{pica}) / (R_{cond} + R_{pica}) = (2 * \frac{\rho}{L_{cond}} * \frac{\rho}{L_{pica}}) / (2 * \frac{\rho}{L_{cond}} + \frac{\rho}{L_{pica}})$$

$$= 17,24 \Omega < 80 \Omega$$

Puesta a tierra de protección

Las partes metálicas de los centros de transformación y el centro de interconexión y seccionamiento que normalmente no se encuentran sometidas a tensiones deben conectarse a tierra como medida de protección ante posibles descargas o sobretensiones.

Para la puesta a tierra de protección se selecciona un electrodo perimetral compuesto por un conductor de cobre en torno a cada centro de transformación o interconexión, dispuesto a 0,5 m de profundidad.

Coeficiente de resistencia de puesta a tierra, Kr	Coeficiente de tensión de paso, Kp	Coeficiente de tensión de contacto, o paso de acceso, Kc=kp acc	Resistencia de puesta a tierra (kr*p), R (Ω)	Código de la configuración
0,18	0,0395	0,1188	45	70-40/5/00

Tabla 41. Parámetros del electrodo de puesta a tierra de protección. Fuente: Propia.

Al tratarse de instalaciones sometidas a constantes tensiones, es necesario comprobar la seguridad de estas ante la presencia de personas estudiando posibles tensiones peligrosas, como son las tensiones de contacto y de paso que se dan en el emplazamiento.

La tensión de contacto es la diferencia de potencial que se da entre las estructuras metálicas que comprenden la instalación y un punto de la superficie del terreno, de manera que, teniendo en cuenta la resistencia que opone el cuerpo humano al paso de corriente, se podrían dar tensiones peligrosas para la integridad física de las personas. Lo mismo ocurre con la

tensión de paso, ejercida en el cuerpo humano al suponer este un puente entre diferencias de potencial presentes en el terreno de la instalación.

Los centros de transformación y el centro de interconexión y seccionamiento estarán provistos de una acera perimetral de hormigón de 10 cm de espesor y 1,20 m de anchura, lo que hace que la tensión de contacto no sea un problema para esta instalación ya que se considera que los pies sobre el hormigón y la mano sobre la masa metálica del exterior de las instalaciones se encuentran al mismo potencial.

No sucede lo mismo con la tensión de paso, que será necesario comprobar su permanencia dentro de los límites establecidos para con las picas seleccionadas anteriormente.

Se considera un tiempo de actuación de las protecciones de 0.5 s, con lo que se tiene una Tensión de Contacto Admisible, $U_{ca} = 204V$. Los valores máximos admisibles de tensión de paso aplicada U_{pa} entre los dos pies de una persona se define como diez veces el valor máximo admisible de contacto aplicada.

$$U_{pa} = 10 * U_{ca} = 2040V$$

A partir de estos valores se puede determinar la máxima tensión de paso admisible en la instalación, U_p , considerando los parámetros expuestos a continuación. Es necesario considerar que cuando sobre el terreno se añade una capa superficial, en este caso el hormigón, a su resistividad se le debe añadir un coeficiente reductor. La resistividad de la capa superficial multiplicada por este coeficiente reductor será la considerada para la tensión de paso, la denominada resistividad de la superficie aparente.

Resistividad hormigón ($\Omega \cdot m$)	Resistividad media superficial, ρ_s ($\Omega \cdot m$)	Resistividad de la superficie aparente, ρ_s aparente acera ($\Omega \cdot m$)	Coficiente reductor	Tensión Nominal de la red (kV)
3000	250	2047,39	0,68	20000

Tabla 42. Parámetros de cálculo de las tensiones de paso. Fuente: Propia.

Los valores de las tensiones admisibles se calculan a partir de las siguientes ecuaciones. Para la tensión de paso en el exterior con los dos pies fuera de la acera se tiene:

$$U_{p1} = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{4000 + 6 * \rho_s}{1000}\right)$$

Para la tensión de paso admisible en el exterior con un pie en la acera equipotencial y otro en el terreno se tiene:

$$U_{p2} = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{4000 + 3 * \rho_s + 3 * \rho_{s \text{ aparente acera}}}{1000}\right)$$

Sustituyendo los valores de la tabla en las ecuaciones se obtienen los siguientes valores admisibles:

U_{p1} (V)	U_{p2}(V)
13.260,00	41.090,00

Tabla 43. Valores de las tensiones máximas de paso admisibles. Fuente: Propia.

Una vez calculada las tensiones admisibles, se procede a calcular las tensiones que se dan en el circuito para el electrodo seleccionado considerando las constantes propias de los electrodos y la tensión de falta a tierra que atraviesa el electrodo.

$$U'_{p1} = K_p * \rho_s * I_F$$

$$U'_{p2} = K_{pacc} * \rho_s * I_F$$

La intensidad de falta a tierra que atraviesa el electrodo de puesta a tierra se calcula conforme a la siguiente ecuación para transformadores con neutro aislado (MINISTERIO DE INDUSTRIA, 2013):

$$I_F = \frac{3 * c * U_0}{\left((3 * R)^2 + \left(\frac{1}{w * C}\right)^2\right)^{0.5}}$$

$$C = \frac{I_{F \max}}{3 * c * U_0 * w}$$

$I_{F \max}$ = Intensidad de falta trifásica. Impuesta por la compañía en 12.5kA.

c = factor de variación de tensión, la tolerancia de las impedancias y el comportamiento subtransitorio, valorado en 1,1.

U_0 = Tensión simple de servicio de la red.

w = pulsación de la corriente. En España 50 Hz.

Así, finalmente se tienen las siguientes tensiones de paso en el sistema, expuestos en la tabla adjunta a continuación, donde se observa que se cumplen con los valores de tensión admisibles establecidos.

$U'p1$ (V)	$U'p2$ (V)	Kr	$Kc=Kp \text{ acc}$	R (Ω)	I_F (A)
2.786,61	8.380,99	0,18	0,1188	45	282,19

Tabla 44. Resultados y parámetros de las tensiones de paso de la instalación de los centros de transformación e interconexión. Fuente: Propia.

REFERENCIAS

Alonso Alonso, C. (2020). *Docencia Energía Solar*.

BOE. (1997). Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. *Boletín Oficial Del Estado*, 30875–30886. <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/10/24/1627/con>

Eléctrica, I. D. (2016). *Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la Red de Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.*

Guisado Falante, J. M. (2016). *Viabilidad del almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo*. <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/50335>

Iberdrola. (2003). *Normativa particular para instalaciones de clientes en AT*. 0–44.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, T. Y. C. (2013). Instalaciones Interiores O Receptoras. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53, 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Power Electronics. (n.d.). *MV SKID Utility Scale Solar Station*.

Rica, P., & Corriente, M. R. D. E. (2006). *Instalaciones de baja y media tensión*. 1–11.

Taylor, T. (2019). Advantages of Long-Life Roofing for Bifacial Solar Panels - GAF Blog. *GAF Blog*, 1–7. <http://blog.gaf.com/advantages-of-long-life-roofing-for-bifacial-solar-panels/>

ANEXO III. ESTUDIO DE SOSTENIBILIDAD (ODS)

En este apartado se hará un análisis del impacto del proyecto en la economía, la sociedad y el medio ambiente, así como su contribución a contribuir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) adoptados en 2015 por los Estados miembro de las Naciones Unidas en un compromiso para alcanzar el fin de la pobreza, la protección del planeta y garantizar la paz y prosperidad con el horizonte de 2030 (UNDP, s.f.).

Los objetivos son los representados en la siguiente figura:



Figura 31. Objetivos del Desarrollo Sostenible. Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Al tratarse de un proyecto de energía renovable, hay dos claros objetivos a los cuales contribuye la construcción del parque solar, como son el objetivo 7 para garantizar el acceso a una energía asequible, sostenible y moderna para todos, así como el objetivo 13, que se enfoca en la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. No obstante, también contribuye de manera directa e indirecta en la consecución de otros objetivos, como se verá a continuación.

VALORACIÓN DEL IMPACTO

- ***Impacto Económico***

La Región de Murcia y, en concreto, el municipio de Águilas podría beneficiarse enormemente por esta iniciativa, ya que, tras la crisis provocada por el coronavirus en el mundo, saltan las alarmas por las pérdidas millonarias que la comunidad ha tenido debido al desplome del turismo, uno de los sustentos económicos de la comunidad junto con la agricultura y la pesca. Aún se desconocen los datos numéricos del impacto que esta crisis tendrá en el paro y la economía, pero se predice que se experimentará una recesión de proporciones históricas (Aserta Seguros Caución, 2020).

Así, se considera que la implementación del parque solar tratado en el presente proyecto podría suponer una aceleración de la economía de la zona en tiempos de crisis, como ocurrió anteriormente con la localidad de Totana y un parque fotovoltaico de 85MW que Endesa impulsó en el área. Totana, azotada por el paro tras la crisis de 2008, consiguió aumentar su tasa de empleo no solo en los parados de mayores de 45 años consecuencia de la caída de la construcción, sino también de trabajadores jóvenes, dotando a estos trabajadores de formación en energías renovables que les impulsó en el mercado laboral (Lecumberri, 2019).

En busca de obtener los mismos resultados en el municipio de Águilas que en el de Totana, se propone implementar el mismo modelo que se implementó en el segundo: Creating Shared Value (CSV), o creación de valor compartido, un compromiso por el cual se cumplen los intereses del proyecto al mismo que se cumplen los intereses del entorno en el que éste se construye. Esta iniciativa plantea la contratación de la plantilla en el mayor grado de lo posible dentro de la localidad donde se ejecute el proyecto, así como de los servicios de restauración y alojamiento de la *workforce*, favoreciendo notablemente al objetivo de crecimiento económico y trabajo creciente (objetivo 8).

- ***Impacto Social***

El desarrollo del proyecto podría tener un impacto social positivo en la región. Con el plan de implementación de CSV explicado anteriormente, además de colaborar socialmente a la comunidad a través de la creación de empleo, se plantea también la formación en el ámbito de las renovables a los locales en situación de desempleo (objetivo 8) y se impulsan programas de sensibilización ambiental en las escuelas si se permite (objetivo 4) (Lecumberri, 2019).

Por otra parte, un gran impacto social tendría el seguir el ejemplo de empresas locales como Izharia, una empresa de servicios de ingeniería en sectores de generación. Ésta se ha comprometido en reducir la discriminación de la mujer en el sector de la ingeniería con una plantilla compuesta por un 40% de mujeres (Renewable Energy Magazine, 2020). Con esta iniciativa se contribuiría notablemente al objetivo 5 de los ODS, en busca de una igualdad entre los géneros en un sector tan castigado como lo es la ingeniería.

Sin embargo, la instalación del parque solar en Águilas puede tener consecuencias sociales negativas. Al ubicarse relativamente cerca de paisaje protegido de Cuatro Calas, cabe la posibilidad de que grupos ecologistas presenten una amenaza para el proyecto pese a no estar localizado en un espacio protegido, como está ocurriendo con otros proyectos de parques fotovoltaicos en Yecla, donde el grupo ecologista IU-verdes presenta una gran oposición a la instalación de 8km² de paneles solares en la sierra del Cuchillo (Yecla, 2020).

Por otro lado, la zona está llena de invernaderos de los agricultores de la región, que también suponen un gran impacto visual en la zona, por lo que se descarta que pueda aparecer el efecto NIMBY (not in my back yard).

- ***Impacto Ambiental***

De cara a analizar el impacto ambiental de la planta, cabe señalar los factores ambientales que presenta la energía solar fotovoltaica, siendo estos:

- **Clima:** la producción de energía a partir de la luz no supone ningún tipo de emisiones de CO₂ que favorezcan al aumento de los GAI (gases de efecto invernadero) ni requiere de combustión para la generación de energía, evitando la polución térmica.

La energía fotovoltaica está claramente alineada con el objetivo 13 en este aspecto, como se mencionaba.

- Geología y aguas superficiales y subterráneas: Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio (a partir de la arena), abundante en la naturaleza y cuyas cantidades no son significativas en la fabricación. Por lo tanto, en la obtención de las placas solares no se producen modificaciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno. Además, al no producirse grandes excavaciones o vertidos en aguas, no se alteran los acuíferos o las aguas superficiales de la región. Así, la energía solar está también en línea con el objetivo 15 de los ODS.
- Flora y fauna: el cableado de la instalación en cuestión se llevará a cabo de manera soterrada por lo que, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves (objetivo 15).

Cabe subrayar el hecho de que la energía solar no solo no emite gases de efecto invernadero, sino que contribuye a la reducción de emisión de estos al suponer una alternativa de generación para impulsar la descarbonización. Así, como se desarrolló en el punto 15 de la memoria del presente proyecto, el parque solar en Águilas sería capaz de evitar la emisión de 1.587.605,99 Tn de CO₂ a la atmósfera a lo largo de todo el ciclo de vida de la instalación.

REFERENCIAS

Lecumberri, J. (19 de Diciembre de 2019). *La Vanguardia*. Obtenido de <https://www.lavanguardia.com/natural/20191219/472329736551/parque-solar-totana-ciudad-azul-empleo.html>

Renewable Energy Magazine. (30 de Junio de 2020). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/izharia-la-dimension-fotovoltaica-de-una-ingenieria-20200630>

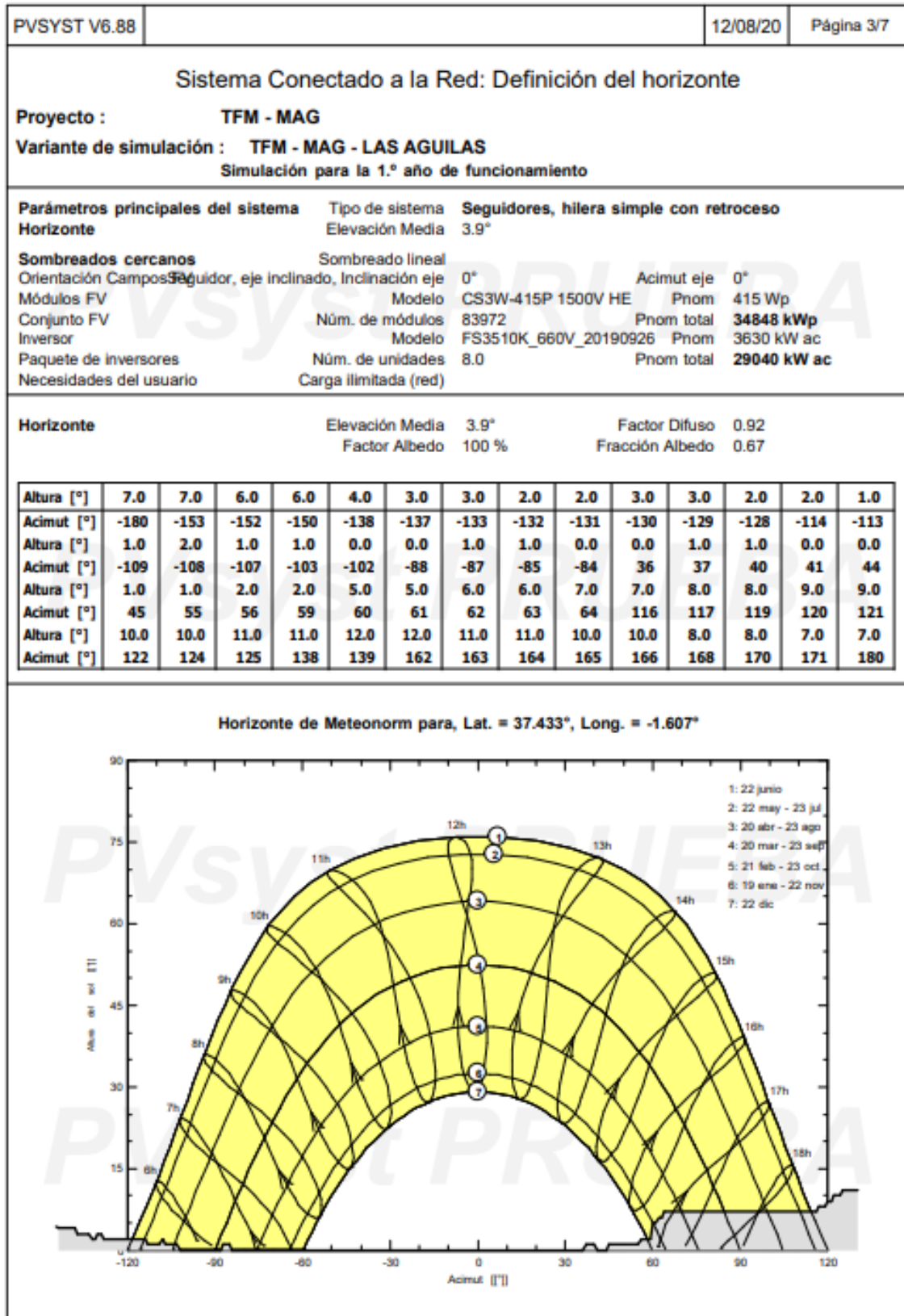
UNDP, P. d. (s.f.). *United Nations Development Programme*. Obtenido de <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>

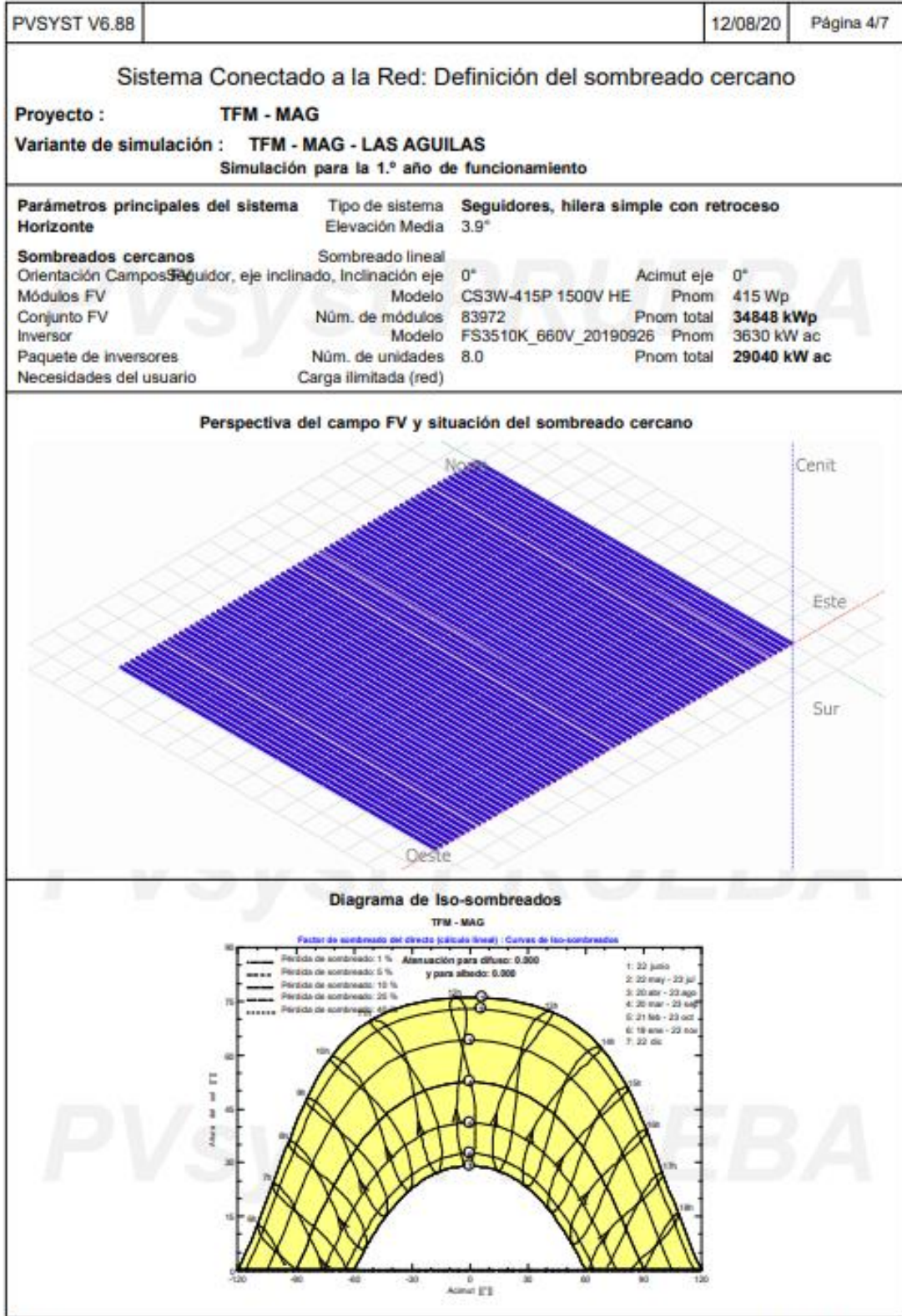
Yecla, I.-v. (07 de Julio de 2020). *Murcia*. Obtenido de murcia.com/yecla/noticias/2020/07/07-nueva-amenaza-para-el-arabi-solicitan-la-instalacion-de-dos-gigantescas-plantas-fotovoltaicas.asp

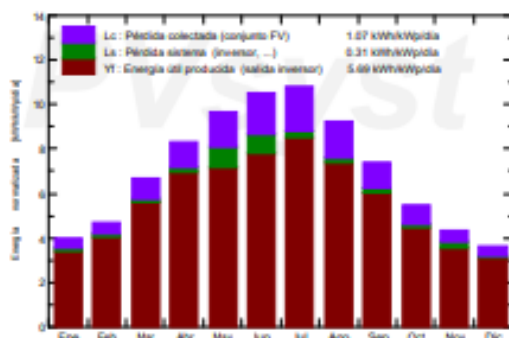
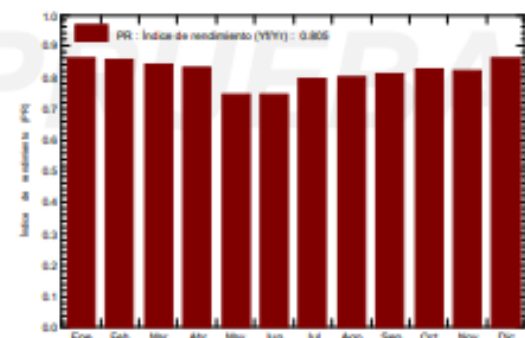
ANEXO IV. SIMULACIÓN PVSYS

PVSYS V6.88		12/08/20	Página 1/7
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : TFM - MAG			
Sitio geográfico	Los Ateros	Pais	España
Ubicación	Latitud 37.43° N	Longitud	-1.61° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT	Altitud	88 m
Datos meteorológicos:	Los Ateros	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético	
Variante de simulación : TFM - MAG - LAS AGUILAS			
	Fecha de simulación	12/08/20 20h14	
	Simulación para la	1.º año de funcionamiento	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo 60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	67 Conjunto en cobertizos simple	
	Separación helióstatos	12.0 m	Ancho receptor 4.00 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	70.5 Ocupación del suelo (GCR) 33.3 %	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Elevación Media	3.9°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)		
Características del conjunto FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3W-415P 1500V HE
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV	En serie	28 módulos	En paralelo 2999 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	83972	Pnom unitaria 415 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	34848 kWp	En cond. de funciona. 31614 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	996 V	I mpp 31739 A
Superficie total	Superficie módulos	185510 m²	Superficie célula 166627 m²
Inversor	Modelo	FS3510K_660V_20190926	
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Power Electronics	
Características	Voltaje de funcionam.	934-1310 V	Pnom unitaria 3630 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	8 unidades	Potencia total 29040 kWac
			Relación Pnom 1.20
Factores de pérdida del conjunto FV			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto 0.35 mOhm	Fracción de pérdidas	1.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"		Fracción de pérdidas	1.5 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de pérdidas	-0.5 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos		Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas		Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm. 1	Factor de pérdidas	1 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp 0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año

PVSYST V6.88	12/08/20	Página 2/7						
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación								
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000
Factores de pérdida del sistema								
Pérdida CA entre transfo e inversor	Voltaje de Red	20 kV						
	Conductores: 3x2000.0 mm²	3000 m	Fracción de pérdidas	0.2 % en STC				
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	41147 W	Fracción de pérdidas	0.1 % en STC				
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	116.7 mOhm	Fracción de pérdidas	1.0 % en STC				
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 periodos		Fracción de tiempo	2.0 %				
Pérdidas auxiliares	Proporcional a la potencia	5.0 W/kW... del umbral de potencia	0.0 kW					





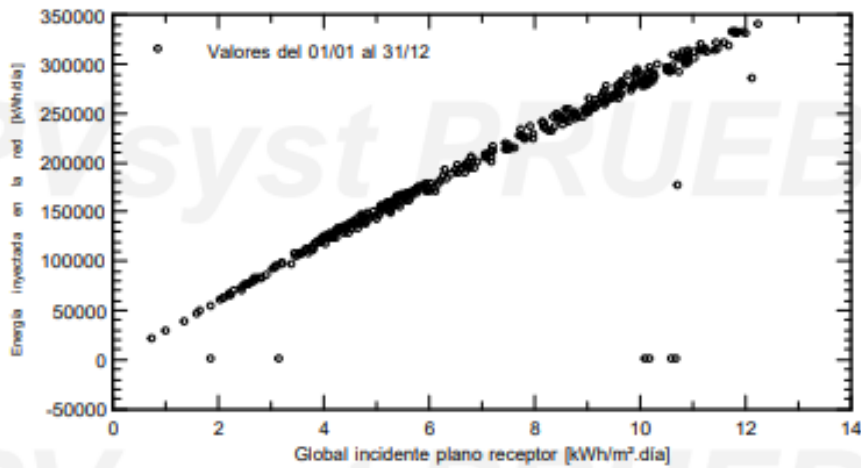
PVSYST V6.88		12/08/20	Página 5/7					
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto : TFM - MAG								
Variante de simulación : TFM - MAG - LAS AGUILAS								
Simulación para la 1.º año de funcionamiento								
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso						
Horizonte	Elevación Media	3.9°						
Sombreados cercanos	Sombreado lineal	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje						
Orientación Campos	Ángulo	0°	Acimut eje 0°					
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P 1500V HE	Pnom 415 Wp					
Conjunto FV	Núm. de módulos	83972	Pnom total 34848 kWp					
Inversor	Modelo	FS3510K_660V_20190926	Pnom 3630 kW ac					
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total 29040 kW ac					
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)							
Resultados principales de la simulación								
Producción del sistema	Energía producida	72366 MWh/año	Produc. específica 2077 kWh/kWp/año					
	Índice de rendimiento (PR)	80.46 %						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 34848 kWp								
								
TFM - MAG - LAS AGUILAS								
Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	85.6	24.80	11.23	123.5	114.9	3827	3702	0.860
Febrero	96.8	34.90	12.56	132.5	123.8	4082	3950	0.856
Marzo	150.9	54.90	15.63	206.5	192.6	6232	6034	0.839
Abril	185.1	58.40	17.69	249.9	236.0	7490	7250	0.833
Mayo	223.0	70.30	21.55	298.3	281.1	8752	7751	0.746
Junio	234.7	69.60	25.79	314.7	296.5	9071	8164	0.745
Julio	246.7	57.60	28.26	334.1	316.3	9540	9342	0.794
Agosto	212.2	65.10	28.16	286.3	270.3	8229	7974	0.799
Septiembre	162.8	53.70	24.18	222.6	209.0	6507	6302	0.813
Octubre	124.1	45.90	20.62	168.9	157.6	5023	4865	0.826
Noviembre	91.6	26.90	14.68	131.0	122.6	4023	3741	0.819
Diciembre	78.5	23.00	11.91	112.7	105.3	3508	3392	0.864
Año	1892.0	585.10	19.40	2580.9	2425.9	76284	72366	0.805
Legendas:				GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	
				DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto	
				T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red	
				GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento	

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

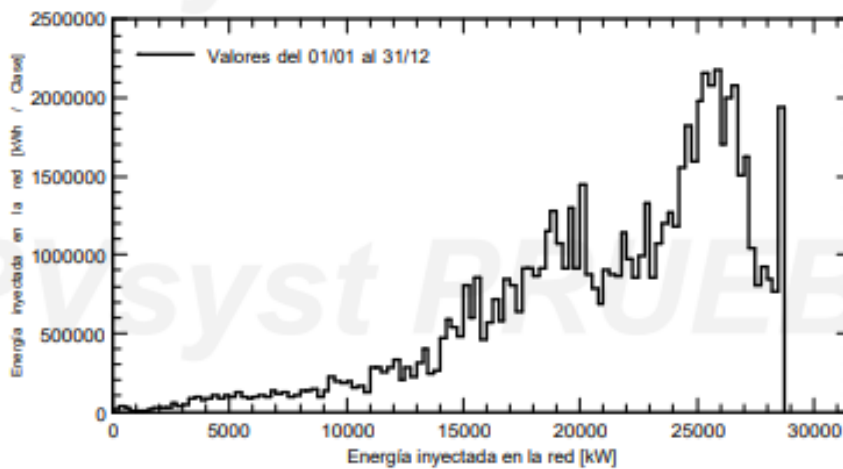
Proyecto : TFM - MAG
Variante de simulación : TFM - MAG - LAS AGUILAS
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

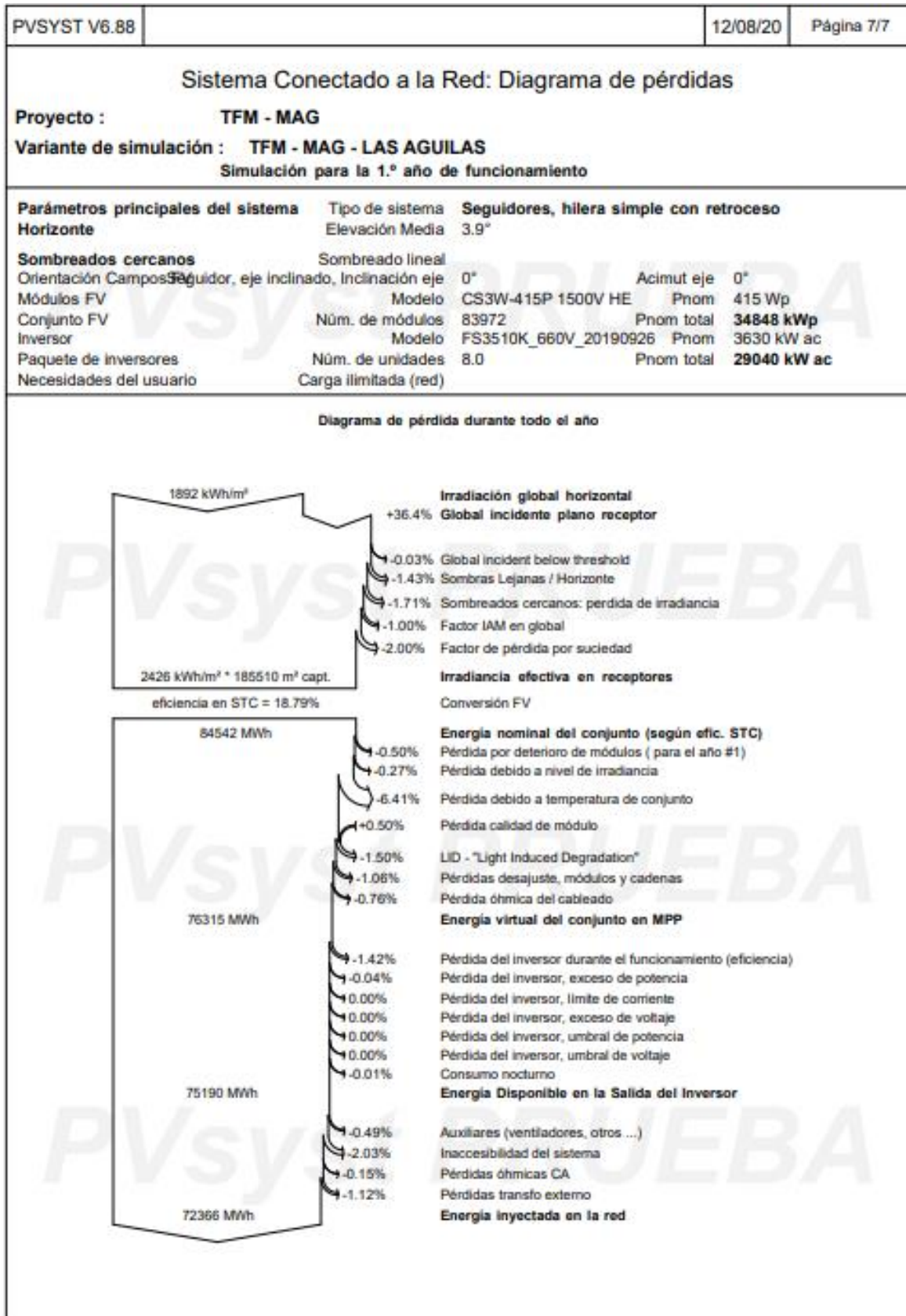
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Horizonte	Elevación Media	3.9°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-415P 1500V HE	Pnom 415 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	83972	Pnom total 34848 kWp
Inversor	Modelo	FS3510K_660V_20190926	Pnom 3630 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	8.0	Pnom total 29040 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





ANEXO V. FICHAS TÉCNICAS



TECHNICAL DATASHEET



MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	120° +
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	AC/DC Universal Input Optional: Self-Powered PV Series
Tracking Algorithm	Astronomical with TeamTrack Backtracking
Communication	
Wire	RS-485 Full Wired
Optional: Wireless	Hybrid Radio + RS-485 Cable
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	17%
Slope East-West	Unlimited
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 28-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	-4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others); Bifacial

MODULE CONFIGURATIONS

1000V	Length	Height	Width	1500V	Length	Height	Width
2x38	38.1 m (124' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x42	42.1 m (138' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")
				2x43.5	44.1 m (144' 8")		
2x40	40.1 m (131' 7")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x45	45.1 m (147' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")

SERVICES

Tracker Advisory Services	Tracker Turnkey Contracting
Technical Support	Commissioning
Pull Test	Maintenance

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY

Structure 10 years (extendable)
Motor 5 years (extendable)
Electronics 5 years (extendable)

www.soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.180509

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ª
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
bras@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 8067 8811

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED





HiKu
SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE
395 W ~ 415 W
CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P

MORE POWER



24 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.37 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials
and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CEC AU
IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE
UL 1703: CSA
Take-a-way



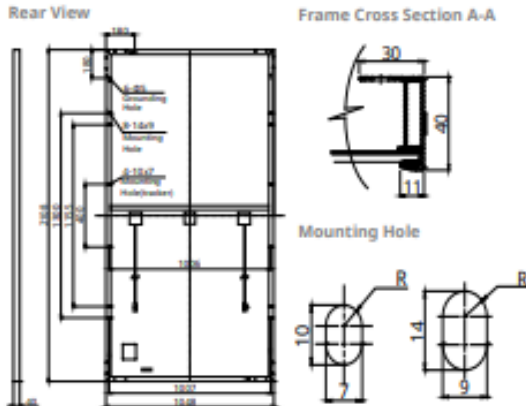
* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, and ammonia tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

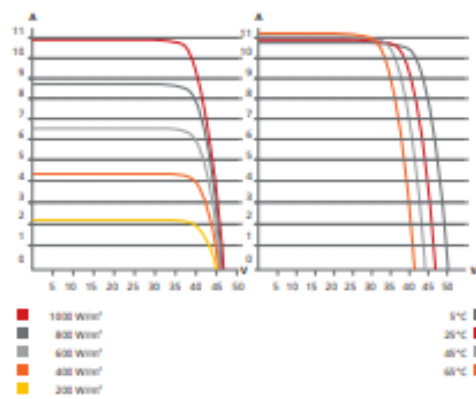
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C – +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 – + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	293 W	297 W	301 W	304 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.1 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.35 A	8.42 A	8.48 A	8.52 A	8.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.72 A	8.78 A	8.85 A	8.90 A	8.97 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

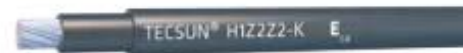
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

TECSUN
H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,5/1,5 kVdc (1,8 kVdc máx.) - 1/1 kVac (1,2 kVac máx.)
Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
EN 50305-9
DIN VDE 0402
parte 363-2-3

LIBRE DE HALÓGENOS
EN 50525-1

BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2

BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS Y REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
EN 50305 (ITC < 3)

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA

RESISTENCIA AL FRÍO

CABLE FLEXIBLE

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES

RESISTENCIA A LOS GOLPES

RESISTENCIA A LA VIBRACIÓN

APTO PARA ENTERRAR DIRECTAMENTE

ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN - H1Z2Z2-K

Vida estimada	30 años
Certificación	TUV
Servicios móviles	SI
Apto para instalación directamente enterrado	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor (20 000 h)	120 °C
Resistencia al ozono	Cobre estañado
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-11 (Método A)
Resistencia a la absorción agua	DNI EN 60811-402
Protección contra el agua	A07 (Inmersión)
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 Anexo B y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C (N-Diacetic acid, N-Sodium hydroxide) per IEC 60811-404; EN 60811-404
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Pyromian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 para IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 para EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60969-2-78
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Penetración dinámica	IEC 62930 anexo D; EN 50618 anexo D
Doblado a baja temperatura	Deblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 para EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C para IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C para EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según EN 60811-508
Dureza Pyromian	Test interno Pyromian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Pyromian DIN ISO 4648 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra res. • Cubierta contra plásticos
Durabilidad del marcado	IEC 62930, EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
3D (D ≤ 12 mm) y 4D (> 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 (ITC < 3).

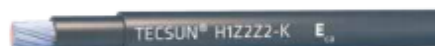
CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSION

TECSUN
H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,5/1,5 kVdc (1,8 kVdc máx.) - 1/1 kVac (1.2 kVac máx.)
Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase S, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años)
250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Cross-linked HERP.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.
Color: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSION V/(A km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	5	35	13,7	24	30	30,48
1 x 2,5	1,9	4,8	5,4	46	8,21	34	41	18,31
1 x 4	2,4	5,3	5,9	61	5,09	46	55	11,45
1 x 6	2,9	5,9	6,5	80	3,39	59	70	7,75
1 x 10	4	7,0	7,6	122	1,95	82	98	4,60
1 x 16	5,6	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1 x 25	6,4	10,3	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1 x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1 x 50	9	13,5	14,5	560	0,393	220	276	0,98
1 x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1 x 95	12,6	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1 x 120	14,2	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1 x 150	15,8	21,4	22,6	1500	0,132	458	566	0,31
1 x 185	17,4	23,7	25,1	1840	0,108	523	644	0,25
1 x 240	20,4	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida útil (25 años).

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS BLINDEX 1000 V (AS) Z1C4Z1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma de referencia: IEC 60502-1
 Designación genérica: Z1C4Z1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

 NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA EN 60332-1-2 IEC 60332-1-2	 NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO EN 60332-3-24 IEC 60332-3-24	 LIBRE DE HALÓGENOS EN 60754-1 IEC 60754-1
 REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS EN 60754-2 NFC 20454 DEF STAN 02-713	 BAJA EMISIÓN DE HUMOS EN 60339	 BAJA OPACIDAD DE HUMOS EN 60339-2 IEC 60339-2
 NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS EN 60754-2 IEC 60754-2 NFC 20453	 BAJA EMISIÓN DE CALOR EN 60339	 REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS / PARTICULAS INFLAMADAS EN 60339



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR



Nº DoP 1006990



ALTA PROTECCIÓN ELECTROMAGNÉTICA
 Gracias a su pantalla de trenza de cobre al 65% de cobertura, muy por encima de las versiones que se pueden encontrar en el mercado, nuestra gama de apantallados proporciona una alta inmunidad a las interferencias. Lo cual supone una óptima calidad en la transmisión de las señales, así como mayor seguridad y vida útil para los equipos. Los cables con pantallas de trenza de cobre, con coberturas inferiores al 60%, incumplen la normativa.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +70 °C. (Cable termoplástico).
- Encayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.
- Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**
- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50376.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
 - No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
 - Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
 - Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
 - Baja emisión de humos: EN 50399.
 - Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
 - Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
 - Baja emisión de calor: EN 50399.
 - Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR
Metal: cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 70 °C en servicio permanente, 160 °C en cortocircuito.
AISLAMIENTO
Materia: poliolefinas Z1.
Colores: Marrón, negro, gris, azul y amarillo/verde (para cables hasta 5 conductores), en el resto de los casos un conductor amarillo verde y el resto negros numerados.

PANTALLA
 - Trenza de hilos de cobre pulido (φ=0,125 mm) con una cobertura superior al 60 %.
 - Cinta de poliéster (bajo trenza).
EUBIERTA
Materia: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.
Color: verde.

APLICACIONES

- Cable flexible de alta seguridad y apantallado con trenza de hilos de cobre para suministro de energía en entornos donde se quieran evitar las influencias electromagnéticas y sea obligatorio instalar cables de alta seguridad (AS) o el riesgo de incendio no sea despreciable. Adecuado para alimentación de motores con variadores de frecuencia hasta 10 mm² (consultar fabricante de variadores). Para secciones superiores consultar Robenax Varinet / Afumex Class Varinet (AS).
- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
- Industriales (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R. D. 2267/2004).
- Edificios en general (Código técnico de la Edificación R. D. 314/2006, art.7).



V-2018-02.26

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS BLINDEX 1000 V (AS)
Z1C4Z1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma de referencia: IEC 60502-1
 Designación genérica: Z1C4Z1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAIDA DE TENSIÓN V/A km (2) Y (3)	
						cos φ = 1	cos φ = 0,8
2 x 1,5	10,1	126	13,3	19	20	28,83	23,22
2 x 2,5	11	159	7,98	26	27	17,66	14,25
2 x 16	18,5	508	1,21	81	76	2,74	2,29
3 G 1,5	10,6	150	13,3	19	20	28,83	23,22
3 G 2,5	11,5	189	7,98	26	27	17,66	14,25
4 G 1,5	11,4	180	13,3	16	17	25,07	20,19
4 G 2,5	12,5	232	7,98	21	22	15,36	12,39
4 G 4	14,9	329	4,95	29	29	9,55	7,48
4 G 6	16,2	419	3,3	37	37	6,38	5,2
4 G 10	18,4	596	1,91	52	49	3,79	3,12
5 G 1,5	12,3	216	13,3	16	17	25,07	21,67
6 G 1,5	13,2	246	13,3	12	10	28,83	23,22
12 G 1,5	16,9	409	13,3	8	7,5	28,83	23,22

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- PVC2 con instalación tipo E → columna 9a (2x y 3G, monofásica).
- PVC3 con instalación tipo E → columna 7a (4G y 5G, trifásica).

(3) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W

- PVC2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → (2x, 3G, monofásica).
- PVC3 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → (4G y 5G, trifásica).

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Valores de Prysmian para cables de más de 5 conductores. Considerados todos 100 % cargados.

Valores de caídas de tensión para cables de más de 5 conductores, medidos entre conductor activo y conductor de protección (amarillo/verde).

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se estruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse defectos y suciedad en las interfaces de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgaste, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redundan en un menor costo de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

+ Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C.
+ Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- + Clase de reacción al fuego (CPR): Fca.
- + Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- + Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- + Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

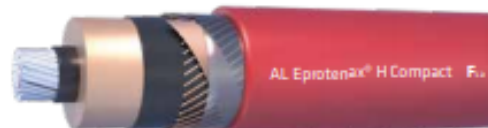
Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- + Libre de halógenos: EN 60754-1, EN 60754-1.
- + Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2, IEC 60754-2.
- + Baja opacidad de humos: EN 61034-2, IEC 61034-2.

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

ASLAMIENTO

Metal: viteluro propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA

Metal: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Metal: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TRÉNSITO) (mm)
12/20 kV							
1x 50/16	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1x 95/16 (I)	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1x 150/16 (I)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1x 240/16 (I)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1x 400/16 (I)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV							
1x 95/25 (I)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1x 150/25 (I)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1x 240/25 (I)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1x 400/25 (I)	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1x 630/25 (I)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(I) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) / (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TIPO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
					12/20 kV (pant. 16 mm ²)	18/30 kV (pant. 25 mm ²)
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una traza de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una traza de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Cálculo de acuerdo con la norma IEC 60849.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A) / SECCIÓN PANTALLA (C) / (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD (μF/km)	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,088	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

NOTA: valores obtenidos para una traza de cables en contacto y al tresbolillo.



ORMAZABAL
velatia

MV Gas Insulated Switchgear (GIS)

GAE1250 kMAX

Fully gas insulated modular system

Up to 24 kV 25 kA 1250 A

IEC Standards

Reliable innovation. Personal solutions.

www.ormazabal.com


CA-440-EN-1202

PREFACE


Following the market success of its antecedents (GE & GAE), GAE630 was launched in 2001, as a fully gas insulated and extensible cubicle range, mainly designed for secondary distribution applications. In 2004, the GAE system upgraded its busbar current ratings to 1250A based on our customers' demands for electrical utility, RES and industrial applications. Finally in 2012, the GAE1250 series was upgraded further to 25 kA to answer the needs of the extended secondary distribution projects. Currently GAE1250 functional units have been in service in more than 30 countries.

STANDARDS

IEC
 IEC 62271-1
 IEC 62271-200
 IEC 62271-100
 IEC 62271-102
 IEC 62271-105
 IEC 61243-5



DESIGN



- 1 Gas Tank
- 1a Switching and breaking devices
- 1b Pressure relief duct
- 2 Busbar compartment
- 3 Driving mechanism and operator interface
- 4 Cable Compartment
- 5 Control Box

SAFETY

- » Internal arc tested (IAC AFL 25 kA 1s)
- » Optional passive & maintenance free arc absorber technology
- » All live components are inside a hermetically sealed gas tank
- » Anti-reverse mechanical / electrical interlocks to prevent unsafe operations
- » Switch position and capacitive voltage presence indicators

TECHNICAL DATA

General

Rated values: 7.2-12-17.5-24 kV
 1250 A
 Up to 25 kA 1 s
 50 Hz

Metal enclosed, single busbar
 Indoor use up to 1000* m altitude

Ambient T_a: Standard -5°C to +40°C*

Loss of service continuity: LSC 2A

Partition class: PM


Internal arc class
 IAC AFL 25 kA 1s

Functions: 1LSV, 1LSVG, 1HT, 1AT,
 1K, 1TS, 1E, 1M1

(*) Other conditions under consultation.


FAMILY

1LSV




Vacuum circuit-breaker

1LSVG




Bus-sectionalizer circuit-breaker

1HT




Bus-riser panel with isolating switch

1AT




Cable connection with isolating switch

1K




Load-break switch

1TS




Fused load-break switch

1E



Earthing panel

1M1



Metering bus riser

RELIABILITY

- » Fully insulated & sealed for life
- » Screened cable connectors
- » Completely designed in Germany
- » 100% routine tested at the factory

EFFICIENCY


- » Modular design suitable to any electrical single line diagram
- » Small size and light weight
- » Easy frontal access to install and to test MV cables and fuses
- » Voltage-transformer pre-installed & tested in factory
- » Customized protection & automation system (client specifications)



SUSTAINABILITY


- » End-of-life management and re-cycling
- » Use of highly recyclable material
- » No use of SF₆ during installation

CONTINUOUS INNOVATION

- » New modules for 25kA
- » Internal arc type tested
- » Connection up to 4 cables per phase





POWER ELECTRONICS



MV SKID

UTILITY SCALE SOLAR STATION



TURN-KEY SOLUTION



HIGH RELIABILITY



EASY TO INSTALL



OUTDOOR DURABILITY

SIMPLIFY YOUR COMMISSIONING WITH THE MOST COMPETITIVE SOLUTION INTEGRATED WITH ALL THE MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT

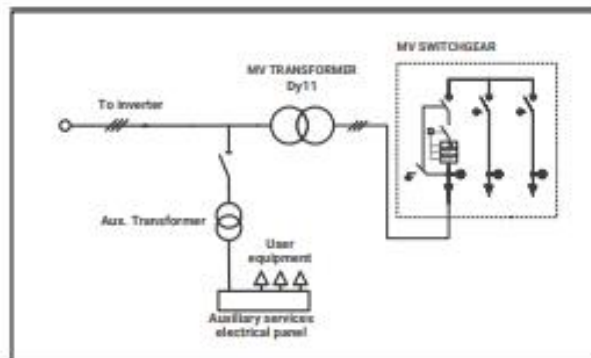
The MV Skid is a compact turnkey outdoor platform made from high resistance galvanized steel with all the medium voltage equipment integrated, including an outdoor power transformer, MV switchgear, oil tank, filter and built in fast power connection to any HEMK solar inverter. With between 600 V - 690 V in the low voltage range and 12 kV to 36 kV in the high voltage range, this compact platform achieves power outputs between 2125 kVA and 3800 kVA.

This compact solution also allows the installation of a low voltage cabinet that is fully configurable to the customer needs as well as different types of cells and even an enclosure fence among other options. The MV SKID simplifies the project design of the PV plant, reducing installation costs and the amount of resources needed. The benefits of the MV Skid and the fact that it is also easier to transport and deliver into remote sites makes it the optimal solution for EPC's (engineering, procurement and construction).

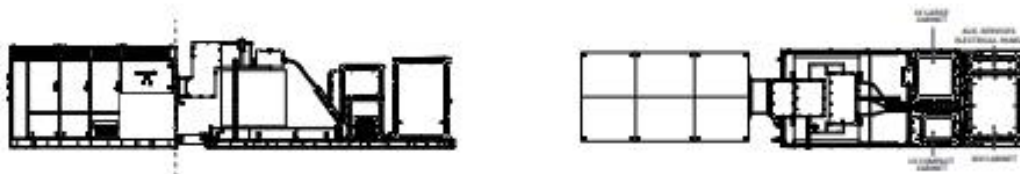
POWER ELECTRONICS

MODEL NUMBERS AND OPERATIONAL DIAGRAM

REFERENCE	RATED POWER @50°C (kVA)
MVS2125	2125
MVS2180	2180
MVS2235	2235
MVS2285	2285
MVS2340	2340
MVS2445	2445
MVS3190	3190
MVS3270	3270
MVS3350	3350
MVS3430	3430
MVS3510	3510
MVS3670	3670



SECTION



For customized solutions, contact Power Electronics.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

MV SKID

MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	Rated power range @50°C	2125 kVA - 3670 kVA
	Rated power range @40°C	2200 kVA - 3800 kVA
	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Type of tank	Hermetically oil-sealed
	Cooling	ONAN
	Vector group	Dy11
	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing. Monitoring of dielectric level decrease. PT100 optional.
	Oil retention tank	Integrated with hydrocarbon filter
	Transformer index of protection	IP54
	Switchgear configuration	Double feeder (2L)
	Switchgear protection ^[1]	Automatic circuit breaker (V)
	CONNECTIONS	Inverter AC connection
LV protection		Circuit breaker included in the inverter
HV AC wiring		MV bridge between transformer and protection switchgear prewired
ENVIRONMENT	Ambient temperature ^[2]	-10°C...+50°C (T=50°C power derating)
	Maximum altitude (above sea level)	Customizable
	Relative humidity	4% to 95% non condensing
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Skid dimensions (WxD) mm ^[3]	5780 x 2340 x 2240
	Skid weight with MV equipment ^[1]	≈ 11 Tn
	Oil retention tank material	Galvanized steel
	Skid material	Galvanized steel
	Cabinet type	Outdoor
	Anti-rodent protection	✓
AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Auxiliary supply ^[4]	400 V (3-phase), 50/60 Hz
	User power supply available	5 kVA / 20 kVA / 40 kVA
	Cabinet type	Outdoor
	Cooling	Air
	Auxiliary supply protection	✓
	Communication ^[5]	Ethernet (Fiber optic or RJ45)
	UPS system ^[1]	1 kW (30 minutes) - 20 kW (20 minutes)
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Interlocking system
	Safety perimeter	Transformer access protection fence
	Backfeed tracker supply	Optional
	Emergency lighting	1h autonomy
	Fire extinguishing system (transformer accessory)	Optional
	LV revenue grade meter	For inverter output / for customer auxiliary supply
	I/O interface	Digital I/O, analog I/O
STANDARDS	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

[1] Depending on customer configuration.

[2] For lower temperatures, consult Power Electronics.

[3] 2515 mm high with the cover for the LV terminals.

[4] By demand.








[5] Optional. For additional information of available configurations, consult Power Electronics.

POWER ELECTRONICS



HEMK

UTILITY SCALE CENTRAL STRING INVERTER

-  **FRU** FIELD REPLACEABLE UNITS
-  **OUTDOOR DURABILITY**
-  **BUS PLUS READY** SOLAR + STORAGE
-  **NEMA 3R / IP55**
-  **iCOOL 3**
-  **ACTIVE HEATING**
-  **3 LEVEL TOPOLOGY**

COMBINING THE BENEFITS OF CENTRAL AND STRING INVERTERS

The HEMK is the second generation 1500V inverter, based on the more than proven HEC V1500. This modular solar inverter offers the advantages of both central and string inverters. Reaching a very high power density, and an output power of 3.8 MW at 40°C, it is available in 6 different AC voltages, providing the flexibility to choose the best solution for each PV plant. The power stage architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production.

The Bus Plus ready feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits.

The innovative iCOOL3 cooling system allows the HEMK to be installed in the harshest environments, thanks to a degree of protection of up to IP55. This advanced air-cooling system, reduces the OPEX cost compared to other cooling solutions, that need the use of complex liquid-cooling systems.

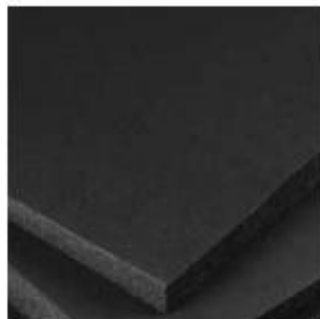
The HEMK has been designed to be the lowest LCOE solution in the market in solar applications.

POWER ELECTRONICS

ROBUST DESIGN



Polymeric Painting



Closed-Cell Insulation



Galvanized Steel | Stainless Steel (Optional)

HEMK inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEMK units are tested and ready to withstand conditions from the frozen Siberian tundra to the Californian Death Valley, featuring:

Totally sealed electronics cabinet protects electronics against dust and moisture.

Conformal coating on electronic boards shields PCBs from harsh atmospheres.

Temperature and humidity controlled active heating prevents internal water condensation.

C4 degree of protection according to ISO 12944.
Up to C5-M optional.

Closed-Cell insulation panel isolates the cabinet from solar heat gains.

Roof cover designed to dissipate solar radiation, reduce heat build-up and avoid water leakages.

The solid HEMK structure avoids the need of additional external structures.

Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

NEMA 3R / IP55.

POWER ELECTRONICS

COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8 MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time, and therefore will minimize the LCOE.



STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEMK is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 system allows to get IP55 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP55 degree of protec-

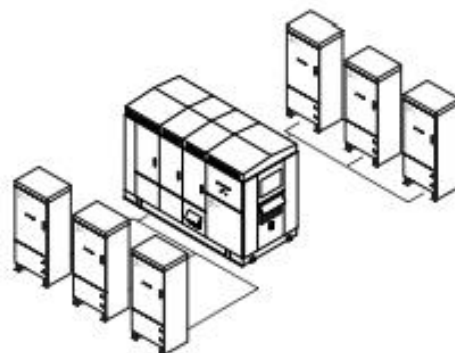
tion, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings in CAPEX.

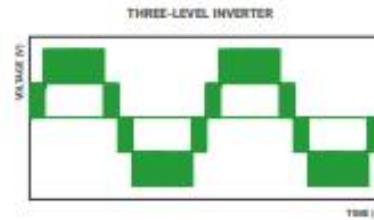
Power Electronics Freemaq DC/DC is a modular outdoor solution available from 500 kW to 3000 kW, fully compatible with different battery technologies and manufacturers. Freemaq DC/DC converter allows clipping energy recovery that will boost customer revenues and avoids the installation of additional station with a dedicated MV transformer.



POWER ELECTRONICS

MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEMK design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion. High efficiency to deliver the lowest LCOE.



VAR AT NIGHT

At night, in case of solar applications, the HEMK inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVar).

ACTIVE HEATING

At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors.

This autonomous heating system is the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing maintenance. **PATENTED**

EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates

and information without the need to open cabinet doors.

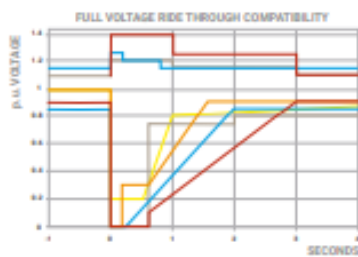
The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).



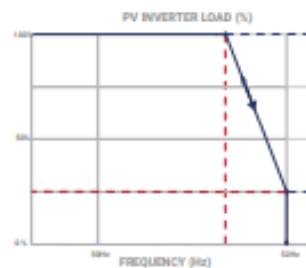
AVAILABLE INFORMATION	Grid and PV field data, inverter and power module data (voltages, currents, power, temperatures, I/O status...), weather conditions, alarms and warnings events, energy registers. Others.
FEATURES	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Real time data. Save and copy settings.
LANGUAGE	English, Spanish.
SYSTEM REQUIREMENTS	iOS or Android devices.
SETTINGS CONTROL	Yes.

DYNAMIC GRID SUPPORT

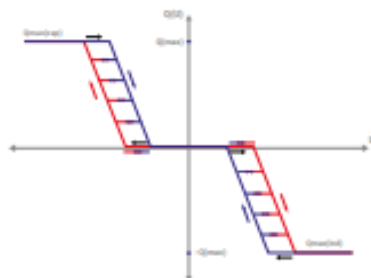
HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.



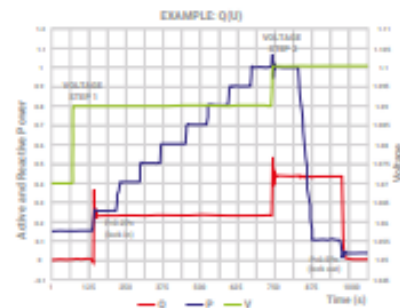
Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT). Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.



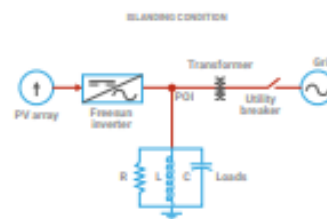
Frequency Regulation System (FRS). Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



Q(V) curve. It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



Frequency Ride Through (FRT). Fronius solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.



Anti-islanding. This protection combines passive and active detection methods that eliminate nuisance tripping and allow to comply with the IEC 62116 and IEEE 1547 standards.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 660V

		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2340K	FS3510K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2340	3510
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC)	934V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of PV inputs ^[4]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[6]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[6]	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (%)	98.84%	98.90%
	Euroeta (%)	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ff)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lb)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / +50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; +2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[7]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No 107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017 / IEC	
	Utility interconnect	EEE 1547.1:2005 / UL1741SA Feb. 2018 / IEC62116:2014	

[1] Values at 1.00Vac nom and cos φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: Q(kVA)~V(SkVA)*P(kW)
[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.
[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.



ORMAZABAL
velatia

Subestaciones de MT/MT y MT/BT
para soluciones de subestación

ormaccontainer
Subestaciones móviles en contenedor

Hasta 40,5 kV Normas IEC

Reliable innovation. Personal solutions.

CA-451-ES-1407 www.ormazabal.com

Prólogo

Ormazabal lleva casi tres décadas diseñando, desarrollando, fabricando y suministrando centros de transformación y reparto prefabricados.

Durante todos estos años, nuestros centros prefabricados han ido evolucionando hasta formar una gama más amplia con configuraciones flexibles para múltiples aplicaciones, con más acabados tanto en metal como en hormigón, y en diferentes tamaños. Las subestaciones móviles de tipo **ormacontainer** son las últimas subestaciones metálicas fabricadas y ensayadas en fábrica, diseñadas y desarrolladas principalmente para hacer frente a necesidades temporales o urgentes de subestaciones y centros de transformación o reparto.

Además de las subestaciones en contenedor del tipo **ormacontainer**, Ormazabal ofrece también soluciones ideales para aplicaciones de energías renovables, tales como plantas fotovoltaicas (PV), así como aplicaciones industriales, especialmente en los sectores de la minería y de la producción de gas y petróleo.

Seguridad

- » Misma red de tierra equipotencial en toda la estructura
- » Delimitación del transformador mediante malla protectora

Fiabilidad

- » Calidad industrial uniforme
- » Montaje, control de procesos y ensayos completos en fábrica
- » Filosofía plug & play para MT

Eficacia

- » Maniobra de la aparamenta desde el interior
- » No se requieren permisos especiales para su transporte
- » Instalación rápida y sencilla, con optimización de costes y tiempo
- » Conexión sencilla de cables de MT gracias a orificios de acceso en la base

Sostenibilidad

- » Vida útil más prolongada frente a condiciones ambientales extremas

Innovación continua

- » Aplicaciones para parques eólicos offshore
- » Aplicaciones para plantas fotovoltaicas
- » Aplicación para grupos electrógenos diésel

Características Técnicas

Todos los **ormacontainers** consisten en contenedores metálicos personalizados, aptos tanto para transporte terrestre como marítimo, y contienen todos los elementos que componen las subestaciones, tales como:

- » Celdas de media tensión (MT).
- » Transformador auxiliar o de distribución (MT/ST)
- » Cuadro de baja tensión (BT) CA/CC
- » Cargadores de baterías de CC
- » Inversores (en caso de plantas fotovoltaicas)
- » Grupos electrógenos diésel
- » Red de tierras interior
- » Ventilación (extractor o aire acondicionado)
- » Componentes auxiliares
 - » Armario de talemando
 - » Antena de telecomunicaciones
 - » Sistemas de seguridad (detección de incendios, iluminación de emergencia, primeros auxilios, etc.)
 - » etc...

Dimensiones exteriores

[mm]	Longitud	Anchura	Altura total	Altura interna
20 pies	6096	2438	2895	2700
30 pies	9144	2438	2896	2700
40 pies	12192	2438	2896	2700
Móvil(*)	13176	2600	4200	2700

Con estas dimensiones, combinadas con un peso de menos de 24 T, permiten su transporte en camión sin necesidad de emplear un vehículo de acompañamiento. Si desea conocer otras dimensiones, póngase en contacto con Ormazabal.



Diseño

ormacontainer.20



ormacontainer.40-pv



ormacontainer.40-m



Opciones:

- » pv: Para plantas fotovoltaicas
- » w: Para parques eólicos
- » gen: Para grupos electrógenos diésel
- » m: Movilidad sobre ruedas



INGECON

SUN

StringBox

**SIMPLE AND SAFE
CONNECTION OF
PHOTOVOLTAIC
STRINGS, 1500 V,
WITH CURRENT
DETECTION**

M12 / M16 / M18 / M20 / M24 / M32

The new INGECON® SUN StringBox M is a device for measuring each PV generator string current and detecting defective string current through INGECON® SUN Manager software, INGECON® SUN SCADA and/or other monitoring system. String currents can be monitored through the RS485 serial port.

The new INGECON® SUN StringBox M is a cost-effective PV string monitoring box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox M features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox M provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox M is an intelligent combiner box and are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- RS485 serial port for currents monitoring.
- On-board temperature sensor.
- Supervision of the DC isolating switch and SPD protection.
- One analog input for external RTD.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs versions.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.

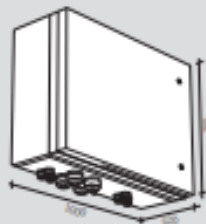


INGECON SUN StringBox

	1,500 V			
	StringBox M 12	StringBox M 12B	StringBox M 16	StringBox M 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ¹⁾	12 / 24 ¹⁾	16 / 32 ¹⁾	16 / 32 ¹⁾
Max. number of measurable inputs	12	12	16	16
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 30 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 35 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		9.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)			
Weight (kg)	39	41	41	43
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



- M 12**
39 kg.
- M 12B**
41 kg.
- M 16**
41 kg.
- M 16B**
43 kg.

Cables Cobre desnudo

Cobre desnudo rígido



Descripción

Estos cables de cobre desnudo son los indicados para la realización de instalaciones de puesta a tierra de dispositivos eléctricos en instalaciones tanto domésticas como industriales.

Normas de Referencia: UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:
- ITC-BT 18 Instalaciones de puesta a tierra

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico rígido (Clase II) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
--------------	--

Los datos contenidos en esta página, así como en otros documentos, no constituyen ni representan un compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Al utilizar Cables RCT, el usuario de su producto acepta las condiciones de uso y el derecho de modificación de cualquier momento.

Cables Cobre desnudo
Cobre desnudo rígido



Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohms/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	12,1	1,55	13
1x2,5	7,41	2,00	22
1x6	3,08	2,95	50
1x10	1,83	3,70	82
1x16	1,15	4,55	134
1x25	0,727	6,30	205
1x35	0,524	7,55	288
1x50	0,387	8,90	409
1x70	0,268	10,10	618
1x95	0,193	11,90	859
1x120	0,153	13,10	1.044
1x150	0,124	14,75	1.238
1x185	0,101	16,60	1.596
1x240	0,0775	18,75	2.039
1x300	0,062	21,30	2.578
1x400	0,0465	26,00	3.552

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyen compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Air Fibero Cables RCT, dentro de su política de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
bama@rct.es

Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es