

ANEJO 012. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Madrid, 30 de octubre de 2024

El Ingeniero Industrial
al servicio de la empresa
Izharia Ingeniería

David Blanco de Miguel
Colegiado Nº17.831 – COIIM

Mario Quiñonez Alonso
Colegio de Ingenieros de Caminos Canales y Puertos
Nº Colegiado: 23696

INDICE

1. ANTECEDENTES	5	7.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA PSFV LLANERA	14
2. OBJETO	8	7.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO	15
2.1. PROPONENTE Y PROMOTOR	8	7.3. ESTRUCTURA PORTANTE	15
3. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL PROYECTO...	9	7.4. SISTEMA INVERSOR CC/CA DE STRING	16
3.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES PSFV LLANERA .	9	7.5. GRUPOS ELECTRÓGENOS	17
4. ESTUDIO RECURSO SOLAR Y PRODUCCIÓN.....	10	7.6. SISTEMA ANTI-VERTIDO	19
4.1. RECURSO SOLAR LLANERA	10	7.7. EDIFICACIONES.....	19
4.2. PRODUCCIÓN PSFV LLANERA	10	7.7.1. EDIFICIO CONTROL	20
5. POTENCIA DE LA PLANTA.....	11	7.7.2. ALMACÉN	20
5.1. POTENCIA PSFV LLANERA	11	7.7.3. TALLER.....	21
6. ESTUDIO DE APROVECHAMIENTO	12	7.8. INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN	21
7. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	14	7.8.1. CRITERIOS GENERALES.....	21
		7.8.2. ZANJAS.....	22
		7.8.3. DESCRIPCIÓN CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA	22

7.8.4. DESCRIPCIÓN CABLEADO CORRIENTE ALTERNA..... 23

7.8.5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN 24

7.8.6. PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS EN EL
TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA..... 24

7.8.7. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES 24

7.9. INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN 25

7.9.1. CABLE EVACUACIÓN SUBTERRÁNEO..... 26

7.9.2. TRANSFORMADORES DE ELEVACIÓN A MT 27

7.9.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 27

7.10. PUESTA A TIERRA..... 27

7.11. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN 29

7.12. SEGURIDAD Y VIGILANCIA..... 29

7.13. ESTACIÓN METEOROLÓGICA 30

INFORME DE SIMULACIÓN PVSYS..... 32

MEMORIA CÁLCULO DE CABLES.. 45

1. ANTECEDENTES

Las plantas de generación renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente.

Las crecientes necesidades de energía, la mayor preocupación por el medio ambiente, la naturaleza y la calidad de vida, obligan a investigar nuevas fuentes de energía limpias y renovables que contribuyan a una oferta energética sólida, diversificada y eficaz con garantías de abastecimiento y sin connotaciones negativas. La energía proporcionada por el Sol resulta ser una vía alternativa a las fuentes convencionales. Se utilizan para este fin las más recientes tecnologías desarrolladas, siempre bajo el criterio de un máximo respeto al entorno y medio ambiente natural.

En el año 2021, las energías renovables representaron el 21,8% del consumo final bruto de energía en la Unión Europea. En España, esta cifra creció aún más, alcanzando el 24,8%. La mayor parte de la energía renovable producida en España se utiliza en la generación de electricidad. No en vano, la generación renovable alcanzó una cuota del 42,2% en 2022. Además, el 2023 fue el año más renovable de la historia y marcó un punto de inflexión en la transición ecológica de España, superando la cifra de todo el 2022.

Las energías renovables desempeñan un papel crucial en la lucha contra el cambio climático y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. A continuación, se presentan algunos datos estadísticos relevantes sobre las energías renovables en España:

- Generación eléctrica procedente de fuentes renovables: En 2023, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables alcanzó 134.321 GWh.
- Potencia renovable instalada: En 2023, la potencia eléctrica procedente de fuentes renovables en España fue de 77.039 MW.

Estos datos reflejan el compromiso de España con la transición hacia un sistema energético más sostenible y limpio. Las energías renovables, como la eólica, la solar

fotovoltaica y la hidráulica, son fundamentales para garantizar un suministro autóctono y seguro, así como para reducir nuestra dependencia de combustibles fósiles.

Actualmente España cuenta con la energía más barata de Europa, gracias a la energía solar. Y es que de la necesidad de combatir con fuerza la emergencia climática a través de la integración de una energía limpia y barata, ha construido la oportunidad de transformar la sociedad y generar oportunidades, gracias a la reducción de los costes energéticos de empresas y familias y a la generación de empleo de calidad descentralizado de las grandes ciudades. Una ventaja económica significativa que ocurre cada vez más a menudo gracias a una ecuación perfecta: España suma más horas de sol que el resto de los vecinos europeos, tiene territorio disponible y compatible con otras actividades económicas y cuenta, además, con una tecnología sencilla y económica.

Unas condiciones óptimas que han generado en 2022 un incremento continuado de la capacidad instalada fotovoltaica, aumentando su presencia en el mix de generación de nuestro país. Entre 2008 y 2018 la contribución de la fotovoltaica al mix eléctrico oscilaba en torno a un 3%, en 2020 esta cifra alcanzó el 6,9%, en 2021 aumentó hasta el 8,1% y en 2022 aumentó a 10,7%. En 2023 se llegó a 15%.

En los últimos años, la industria de producción energética fotovoltaica ha experimentado un crecimiento notable, especialmente en lo que respecta a los sistemas de conexión a la red eléctrica. En España, el impulso de la energía fotovoltaica ha sido destacado durante un período considerable.

Los datos del sector fotovoltaico provenientes del informe anual de Unión española fotovoltaica (UNEF) en 2023 así lo demostraron, se llegó a 4.701 MW de nueva potencia instalada en suelo, lo que junto con las instalaciones de autoconsumo supusieron 197.300 empleos directos, indirectos e inducidos a lo largo de todo el territorio español. Por su parte, también en 2022, se instalaron 2507 MW de nueva potencia de autoconsumo, un incremento del 108% respecto a 2021.

El otorgamiento del régimen económico de energías renovables en España se lleva a cabo mediante subastas. Estas subastas garantizan la concesión de una forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria. A continuación, algunos detalles sobre las subastas de energías renovables en España:

- Subasta de 22 de noviembre de 2022: En esta subasta, se asignaron 3.124 MW de capacidad de generación renovable.
- Subasta de 25 de octubre de 2022: En esta subasta, se adjudicaron proyectos de energía renovable a precios muy competitivos, lo que contribuirá a reducir la factura de electricidad para los consumidores.
- Subasta de 19 de octubre de 2021: En esta subasta, se otorgaron proyectos de energía renovable, incluyendo tecnologías como la fotovoltaica y la eólica.
- Subasta de 26 de enero de 2021: Otra subasta que contribuyó al crecimiento de las energías renovables en España.

Estas subastas son parte fundamental de la estrategia para fomentar el uso de fuentes limpias y sostenibles en el país. La asignación de proyectos se basa en criterios técnicos, económicos y medioambientales, y busca impulsar la transición hacia una economía descarbonizada.

Este tipo de proyectos, presentan las siguientes ventajas respecto a otras instalaciones energéticas convencionales, entre las que se encuentran:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético renovable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía.
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Sería por tanto compatible con los intereses del Estado, que busca una planificación energética que contenga entre otros los siguientes aspectos (extracto artículo 79 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible): “Optimizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y, en particular en la eléctrica”.

A lo largo de los últimos años, ha quedado evidenciado que el grado de autoabastecimiento en el debate energético es uno de los temas centrales del

panorama estratégico de los diferentes países tanto a corto como a largo plazo.

Esta situación hace que los proyectos de energías renovables sean tomados muy en consideración a la hora de realizar la planificación energética en los diferentes países y regiones.

En cuanto a los diferentes convenios internacionales a los que está ligada España, buscan principalmente una reducción en la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero, y la necesidad de desarrollar proyectos con fuentes autóctonas para garantizar el suministro energético y disminuir la dependencia exterior. Razones entre otras por las que se desarrolla la planta fotovoltaica objeto del presente estudio.

El uso de esta energía renovable permite evitar la generación de emisiones asociadas al uso de energías fósiles. En este sentido, el ahorro de combustible previsto significa evitar una emisión equivalente de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y partículas.

A la vista de los objetivos definidos en el PNIEC 2021-2030 y teniendo en cuenta el largo periodo de maduración de los proyectos de tecnologías renovables, así como la reducción de los costes experimentada por la tecnología fotovoltaica, en junio de 2020 se publica el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, buscando dar respuesta a la urgente necesidad de establecer nuevos mecanismos de impulso que permitan dotar a las instalaciones renovables de un marco retributivo predecible y estable, de forma, que se favorezca su desarrollo.

En los últimos años, la energía fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en España. Las instalaciones de conexión a la red eléctrica han sido la principal aplicación que ha impulsado este desarrollo. A continuación, algunos datos relevantes sobre la energía fotovoltaica en el país:

- Potencia instalada en 2021: La potencia instalada de solar fotovoltaica en España aumentó casi un 30% en 2021, alcanzando un total de 2.300 MW.
- Generación de energía solar fotovoltaica en 2022: En 2022, la generación de energía solar fotovoltaica en España ascendió a aproximadamente 27.865 gigavatios-hora.

- Autoconsumo fotovoltaico en 2023: Durante 2023, se instalaron en España 1.706 MW de nueva potencia de autoconsumo fotovoltaico. El crecimiento fue especialmente significativo en el sector industrial, seguido por el residencial, comercial y aislado.

Estos datos reflejan el impulso y la importancia de la energía fotovoltaica en la transición hacia un sistema energético más sostenible y limpio. Las subastas de energía renovable también han desempeñado un papel fundamental en el crecimiento exponencial del sector.

En octubre de 2023, la actualización de la Directiva sobre fuentes de energía renovables aumentó el objetivo en materia de fuentes de energía renovables hasta el 42,5 % para 2030, aunque los Estados miembros deben esforzarse por alcanzar el 45 %. El plan REPowerEU introdujo una estrategia para duplicar la capacidad solar fotovoltaica a 320 GW de aquí a 2025 e instalar 600 GW de aquí a 2030.

En el borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 que ha sido elaborado se da respuesta a varios factores clave, como el aumento de la ambición climática a nivel europeo, el contexto energético actual y los avances logrados gracias al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

A continuación, se presentan los objetivos concretos actualizados para el año 2030:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero: Se busca una reducción del 32% respecto a 1990.
- Energías renovables: El objetivo es alcanzar un 48% de renovables sobre el uso final de la energía.
- Eficiencia energética: Se pretende lograr una mejora del 44% en términos de energía final.
- Generación eléctrica renovable: El objetivo es que el 81% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables.
- Reducción de la dependencia energética: Se busca reducir la dependencia hasta un 51%.

Este plan es fundamental para garantizar una transición hacia un sistema energético más sostenible y limpio en España. La participación pública ha sido parte integral del proceso de actualización, y se han tenido en cuenta las aportaciones de diversos agentes y sectores de la sociedad civil. El documento definitivo será remitido a la Comisión Europea en junio de 2024.

2. OBJETO

El presente documento tiene como objeto describir las características de la planta Solar Fotovoltaica PSFV LLANERA y su infraestructura de evacuación, para dar apoyo en la infraestructura clave del trasvase Júcar Vinalopó.

2.1. PROPONENTE Y PROMOTOR

La empresa ACUAMED AGUAS DE LAS CUENCAS MEDITERRANEAS S.M.E. SA. promueve la construcción de una planta solar fotovoltaica denominada PSFV EL LLANERA situada en el término municipal de Llanera de Ranes en la provincia de Valencia, comunidad Autónoma Valenciana. Para la evacuación de la energía generada en dicha planta se contempla la construcción de una nueva línea subterránea de 6,3 kV para LLANERA que se dirigirá a la EB.

A continuación, se resumen los datos principales del titular y a la vez promotor del Proyecto:

🚦 Nombre de la empresa: ACUAMED, Aguas de las Cuencas Mediterráneas SME. S.A.

🚦 CIF: A83174524

🚦 Domicilio social: Calle Albasanz, 11, Madrid, 28037, Madrid España.

3. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL PROYECTO

En este apartado se exponen las características principales de la planta. La memoria del cálculo de cables se muestra en el apéndice del Anejo.

3.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES PSFV LLANERA

A continuación, se resumen las características principales de la planta solar fotovoltaica LLANERA.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN				
Denominación	PSFV LLANERA			
Promotor	ACUAMED, AGUAS DE LAS CUENCAS MEDITERRÁNEAS S.M.E. SA.			
Emplazamiento	Coordenadas centroide ETRS89 UTM (X)		708.623	
	Coordenadas centroide ETRS89 UTM (Y)		4.320.124	
Huso	30			
Municipio	Llanera de Ranes			
Provincia	Valencia			
Tipo	Planta Solar Fotovoltaica			
Superficie	10,81 Has			
Superficie vallada	59,21 Has			
Ratio DC/AC	1,518			
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS				
Potencia pico total	24,29 MWp			
Potencia Panel	710 Wp			
Número por <i>string</i>	28			
Número total	34.216			
Número String	1.222			
Tipo	Bifacial			
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE				
Tipo	Bifila			
Número total seguidores	139	2x(1Vx28)	236	2x(1Vx56)
Pitch	7,8 m			
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS INVERSORES				
Potencia nominal a 40 °C	330,50 kVA			
Número total	59			
Potencia nominal total	19,50 MWac			
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES CT'S				
Tipo	Oil immersed 800 V / 6,3 kV			
Potencia nominal a 25 °C	2	(6,6 MVA)	1	(4,9 MVA)
Número total	2			
Potencia nominal total	Limitada a 16 MWac			
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES LINEAS DE MT (6,3 kV)				

Montaje	Subterráneo, directamente enterradas bajo zanja / enterrado bajo tubo
Conductor	RHZ1-OL AL 6/10 KV 1X630 AL + H16
Sección	630 mm²
Número de circuitos	3

Tabla 1 Características principales PSFV LLANERA

4. ESTUDIO RECURSO SOLAR Y PRODUCCIÓN

Para la evaluación del recurso solar en el emplazamiento se han utilizado los datos obtenidos de la base de datos meteorológica Meteonorm 8.1 de un año meteorológico típico (TMY), proveniente del software de referencia PVSyst en su versión 7.4, ampliamente utilizado y reconocido en el diseño y cálculo de producción y rendimiento de instalaciones de plantas fotovoltaicas.

4.1. RECURSO SOLAR LLANERA

A continuación, se presentan los valores de radiación/climatológicos mensuales, utilizados para el cálculo de las prestaciones de la instalación, siendo los valores dados por PVSyst 7.4 para la PSFV LLANERA.

Mes	Rad Glob Hor	Rad Dif Hor	Temperatura	Vel viento
Enero	74,3 kWh/m²	27,98 kWh/m²	10,30 °C	3,40 m/s
Febrero	88,6 kWh/m²	38,10 kWh/m²	10,88 °C	3,50 m/s
Marzo	138,3 kWh/m²	53,41 kWh/m²	13,53 °C	3,50 m/s
Abril	166,9 kWh/m²	57,29 kWh/m²	15,64 °C	3,30 m/s
Mayo	208,3 kWh/m²	80,28 kWh/m²	19,26 °C	2,90 m/s
Junio	218,9 kWh/m²	84,25 kWh/m²	23,39 °C	2,90 m/s
Julio	222,2 kWh/m²	74,88 kWh/m²	26,52 °C	3,00 m/s
Agosto	192,3 kWh/m²	76,39 kWh/m²	26,67 °C	2,79 m/s
Septiembre	146,7 kWh/m²	52,61 kWh/m²	23,11 °C	2,70 m/s
Octubre	110,7 kWh/m²	44,27 kWh/m²	19,49 °C	2,60 m/s
Noviembre	75,5 kWh/m²	32,73 kWh/m²	13,90 °C	3,09 m/s
Diciembre	64,0 kWh/m²	24,15 kWh/m²	10,84 °C	3,00 m/s
Anual	1706,7 kWh/m²	646,34 kWh/m²	17,84 °C	3,06 m/s

Tabla 2 Datos meteorológicos PVSyst 7.4 PSFV LLANERA.

4.2. PRODUCCIÓN PSFV LLANERA

A continuación, se presenta la estimación de la producción de energía anual obtenida para la planta solar fotovoltaica LLANERA. La simulación ha sido realizada con el programa PVSYST. La potencia pico instalada de la instalación es de 24,29 MWp. Esta potencia está limitada por el Power Plan Controller (PPC) de la planta a la potencia máxima de inyección a red en el nudo de conexión que es de 16 MWac. Una estimación de energía producida de 46343,008 MWh/año con una producción específica de 1908 kWh/kWp/año y una proporción de rendimiento del 84,13%.

Mes	Glob Inc	Glob Eff	Earray	E_Grid	PR
Enero	102,9 kWh/m²	99,8 kWh/m²	2426,437 MWh	2382,521 MWh	0,953
Febrero	117,0 kWh/m²	113,8 kWh/m²	2744,094 MWh	2692,381 MWh	0,947
Marzo	183,8 kWh/m²	178,9 kWh/m²	3986,526 MWh	3910,155 MWh	0,876
Abril	223,0 kWh/m²	218,4 kWh/m²	4417,560 MWh	4333,160 MWh	0,800
Mayo	275,4 kWh/m²	269,6 kWh/m²	5423,723 MWh	5318,100 MWh	0,795
Junio	283,8 kWh/m²	278,6 kWh/m²	5621,299 MWh	5509,517 MWh	0,799
Julio	294,3 kWh/m²	288,7 kWh/m²	5649,542 MWh	5534,856 MWh	0,774
Agosto	252,3 kWh/m²	247,0 kWh/m²	5137,374 MWh	5032,213 MWh	0,821
Septiembre	197,6 kWh/m²	192,8 kWh/m²	4073,583 MWh	3991,752 MWh	0,832
Octubre	148,7 kWh/m²	144,5 kWh/m²	3354,773 MWh	3287,909 MWh	0,910
Noviembre	101,2 kWh/m²	98,1 kWh/m²	2366,423 MWh	2322,602 MWh	0,945
Diciembre	87,5 kWh/m²	85,0 kWh/m²	2064,877 MWh	2027,842 MWh	0,954
Anual	2267,6 kWh/m²	2215,5 kWh/m²	47266,212 MWh	46343,008 MWh	0,841

Tabla 3 Resultados producción PVSyst PSFV LLANERA.

5. POTENCIA DE LA PLANTA

5.1. POTENCIA PSFV LLANERA

La PSFV de LLANERA tiene, una potencia instalada de 19,5 MWac limitada a 16 MWac ajustándose a la capacidad de la red actual de la estación de bombeo.

El Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, se modifica la definición de potencia instalada a la siguiente:

«En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

- La suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.
- La potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.»

Atendiendo a este nuevo criterio, la planta solar fotovoltaica se diseñará para generar las potencias indicadas en la siguiente tabla. Asimismo, se indica la capacidad de acceso y conexión solicitada en el nudo mencionado anteriormente.

En este caso, la instalación fotovoltaica se compone de un total de 34.216 módulos fotovoltaicos con una potencia unitaria de 710 Wp, obteniéndose una potencia total de 24,29 MWp instalada en paneles.

Por otro lado, el número de inversores instalados asciende a 59 inversores. Este inversor tiene, una potencia aparente de 19,5 MWac.

POTENCIA PICO (SALIDA MÓDULOS)	POTENCIA INSTALADA (SALIDA INVERSORES)	POTENCIA DE RED ACTUAL
24,29 MWp	19,5 MWac	Limitada a 16 MWac

Tabla 4 Potencias PSFV LLANERA.

6. ESTUDIO DE APROVECHAMIENTO

Se ha realizado un estudio pormenorizado de los consumos eléctricos necesarios para cubrir las necesidades del bombeo estimado para solucionar los problemas de déficit hídrico de la zona. Las instalaciones fotovoltaicas EL PÁNSER, LLANERA y MOIXENT se han diseñado con objeto de cubrir de la manera más eficiente y sostenible el bombeo que se realiza a través de la conducción Júcar-Vinalopó.

En las tablas siguientes se muestran los datos de caudal y consumo de las diferentes Estaciones de bombeo en función de la previsión correspondiente para los siguientes 25 años de vida útil de las plantas. Para la realización de este estudio se han utilizado datos de consumo de las EB consideradas de los años 2014 a 2022, obteniéndose los siguientes datos expuestos:

Año	Caudal trasvase demandado (hm ³)	Consumo Total (MWh/año)			
		Marquesa	El Pánser	Llanera	Moixent
1	31,99	1.688,79	19.522,28	24.937,61	31.185,09
2	32	1.687,59	19.523,55	24.942,47	31.187,56
3	31,99	1.689,49	19.521,88	24.937,81	31.189,24
4	31,99	1.689,33	19.519,09	24.927,90	31.180,77
5	33,16	1.738,46	20.226,99	25.822,04	32.308,82
6	33,05	1.745,62	20.167,78	25.765,36	32.221,39
7	33,04	1.744,82	20.164,34	25.754,39	32.210,72
8	32,95	1.736,81	20.102,60	25.674,57	32.112,19
9	32,92	1.733,50	20.086,25	25.654,16	32.087,41
10	34,42	1.810,01	20.996,00	26.814,29	33.541,14
11	34,38	1.807,88	20.970,95	26.782,02	33.494,12
12	34,36	1.808,08	20.956,04	26.757,57	33.472,07
13	34,34	1.805,58	20.947,16	26.742,30	33.453,40
14	34,32	1.804,10	20.931,90	26.726,60	33.431,78
15	34,3	1.800,60	20.920,06	26.707,94	33.409,73
16	34,3	1.802,90	20.915,91	26.698,98	33.398,57
17	34,28	1.800,09	20.907,99	26.694,01	33.387,87
18	34,22	1.795,55	20.868,28	26.631,64	33.318,93
19	34,18	1.791,16	20.845,66	26.606,81	33.286,54
20	34,19	1.791,12	20.848,44	26.607,30	33.293,50
21	34,14	1.787,98	20.814,62	26.563,05	33.237,50
22	34	1.774,74	20.724,10	26.445,39	33.095,75
23	33,99	1.778,02	20.719,33	26.429,64	33.079,40

24	33,9	1.769,91	20.661,98	26.357,83	32.984,53
25	33,86	1.764,39	20.636,90	26.321,76	32.943,45
Promedio	33,61	1.765,86	20.500,00	26.172,14	32.740,46

Tabla 5 Estudio aprovechamiento consumo total.

Año	Caudal trasvase demandado (hm ³)	Consumo FV (MWh/año)			
		Marquesa	Pánser	Llanera	Moixent
1	31,99	1.671,41	17.890,36	22.590,23	28.287,63
2	32,00	1.668,96	17.901,25	22.560,40	28.305,37
3	31,99	1.669,55	17.887,53	22.586,08	28.243,83
4	31,99	1.669,43	17.875,74	22.559,02	28.241,55
5	33,16	1.717,02	18.531,38	23.354,91	29.293,85
6	33,05	1.718,88	18.444,50	23.300,86	29.196,59
7	33,04	1.721,13	18.411,33	23.255,82	29.140,87
8	32,95	1.713,34	18.349,33	23.180,78	29.036,49
9	32,92	1.708,27	18.333,75	23.129,84	29.000,11
10	34,42	1.782,41	19.152,56	24.132,14	30.269,36
11	34,38	1.778,30	19.113,68	24.088,23	30.215,23
12	34,36	1.774,54	19.083,90	24.070,58	30.205,82
13	34,34	1.773,43	19.074,10	23.998,69	30.079,27
14	34,32	1.772,25	19.045,73	23.945,56	30.083,47
15	34,30	1.766,04	19.026,41	23.940,65	30.030,33
16	34,30	1.765,65	19.033,99	23.903,98	29.994,70
17	34,28	1.763,03	19.017,61	23.879,64	29.954,13
18	34,22	1.758,42	18.956,22	23.828,68	29.847,37
19	34,18	1.755,06	18.916,40	23.779,70	29.830,79
20	34,19	1.756,11	18.894,38	23.761,80	29.797,01
21	34,14	1.749,75	18.858,83	23.715,85	29.694,43
22	34,00	1.737,92	18.756,05	23.591,92	29.527,20
23	33,99	1.743,00	18.721,98	23.541,33	29.473,53
24	33,90	1.735,70	18.627,81	23.422,19	29.352,81
25	33,86	1.727,75	18.578,34	23.332,75	29.318,12
Promedio	33,61	1.735,89	18.659,33	23.498,06	29.456,79

Tabla 6 Estudio de aprovechamiento consumo FV.

Año	Caudal trasvase demandado (hm³)	Consumo Red (MWh/año)			
		Marquesa	Pánser	Llanera	Moixent
1	31,99	17,38	1.631,93	2.347,38	2.897,46
2	32,00	18,62	1.622,30	2.382,07	2.882,19
3	31,99	19,94	1.634,35	2.351,73	2.945,40
4	31,99	19,90	1.643,35	2.368,87	2.939,22
5	33,16	21,44	1.695,61	2.467,13	3.014,97
6	33,05	26,74	1.723,28	2.464,49	3.024,81
7	33,04	23,69	1.753,01	2.498,58	3.069,85
8	32,95	23,47	1.753,26	2.493,79	3.075,71
9	32,92	25,23	1.752,50	2.524,32	3.087,30
10	34,42	27,60	1.843,45	2.682,15	3.271,78
11	34,38	29,59	1.857,27	2.693,79	3.278,89
12	34,36	33,54	1.872,14	2.686,99	3.266,25
13	34,34	32,15	1.873,07	2.743,62	3.374,13
14	34,32	31,84	1.886,17	2.781,05	3.348,31
15	34,30	34,57	1.893,66	2.767,29	3.379,40
16	34,30	37,25	1.881,92	2.795,00	3.403,88
17	34,28	37,06	1.890,37	2.814,38	3.433,74
18	34,22	37,13	1.912,07	2.802,95	3.471,56
19	34,18	36,10	1.929,26	2.827,11	3.455,75
20	34,19	35,01	1.954,06	2.845,50	3.496,49
21	34,14	38,23	1.955,79	2.847,19	3.543,06
22	34,00	36,82	1.968,05	2.853,47	3.568,55
23	33,99	35,01	1.997,35	2.888,31	3.605,87
24	33,90	34,21	2.034,17	2.935,63	3.631,72
25	33,86	36,65	2.058,56	2.989,01	3.625,33
Promedio	33,61	29,97	1.840,68	2.674,07	3.283,66

Tabla 7 Estudio de aprovechamiento consumo de RED.

Año	Caudal trasvase demandado (hm³)	Producción Total (MWh/año)	
		FV	FV + Red
1	31,99	135.470,51	142.364,65
2	32,00	135.192,34	142.097,52
3	31,99	134.874,85	141.826,28
4	31,99	134.517,07	141.488,41
5	33,16	134.116,84	141.315,99
6	33,05	133.644,45	140.883,77

7	33,04	133.103,57	140.448,70
8	32,95	132.538,16	139.884,39
9	32,92	131.962,81	139.352,16
10	34,42	131.391,74	139.216,72
11	34,38	130.887,71	138.747,24
12	34,36	130.458,60	138.317,52
13	34,34	130.052,49	138.075,45
14	34,32	129.663,15	137.710,52
15	34,30	129.284,59	137.359,51
16	34,30	128.936,23	137.054,28
17	34,28	128.603,85	136.779,39
18	34,22	128.241,41	136.465,12
19	34,18	127.828,67	136.076,89
20	34,19	127.343,82	135.674,88
21	34,14	126.674,54	135.058,82
22	34,00	125.807,89	134.234,78
23	33,99	124.844,35	133.370,89
24	33,90	123.790,29	132.426,03
25	33,86	122.651,42	131.360,97
Promedio	33,61	130.075,25	137.903,63

Tabla 8 Estudio de aprovechamiento Producción Total.

Mediante los cuadros precedentes se observa cómo se estima una necesidad media de bombeo por cubrir de 33,61 hm³ anual en los próximos 25 años. Basándonos en el consumo energético de cada una de las Estaciones de Bombeo consideradas del trasvase Júcar Vinalopó.

Previamente a la redacción de este anejo se han valorado una serie de alternativas diferentes para obtener el máximo rendimiento y el alcance de las metas mencionadas del cumplimiento de caudales mínimos. Por tanto, mediante esta alternativa planteada se observa como las mencionadas PSFV con apoyo en RED, cubren las necesidades expuestas.

7. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

El sistema fotovoltaico propuesto se divide en los siguientes sistemas:

- Sistema de generación con módulos fotovoltaicos.
- Sistema de fijación de módulos fotovoltaicos con seguimiento solar polar horizontal.
- Inversores o convertidores continua/alterna para inyección en red de energía y monitorización de la generación.
- Red de cableado e interconexión en baja tensión.
- Cuadros de protecciones en baja tensión.
- Centros de transformación y celdas de protección en media tensión
- Red de evacuación en media tensión hasta el CT existente en instalaciones del cliente.
- Iluminación interior y abastecimiento en baja tensión de sistemas auxiliares.
- Obra civil: vallado perimetral de la planta, vial de acceso desde entrada a planta hasta centro de transformación, canalizaciones, cimentación de centro de transformación y líneas de media y baja tensión necesarias.
- Sistema de seguridad y videovigilancia.

7.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA PSFV LLANERA

El proyecto define una planta solar fotovoltaica en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, evitando por tanto el vertido a la red. La potencia pico total instalada será de 24,29 MWp, y la potencia nominal de la planta será de 19,5 MWac, (Se considerará como potencia de la instalación la potencia nominal de la instalación solar fotovoltaica, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, entendiéndose como la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran la instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente, conocida comúnmente como potencia pico.) limitada a

16 MWac. La tensión se elevará hasta 6,3 kV mediante una serie de transformadores asociados.

Las plantas fotovoltaicas convierten la energía procedente del sol en energía eléctrica de corriente continua a través de módulos fotovoltaicos. Dicha energía es convertida a corriente alterna (800 V, 50 Hz) y a continuación se adapta a la tensión de la red interna de MT (6,3 kV) mediante un transformador de potencia.

La instalación fotovoltaica completa estará formada por 34.216 módulos fotovoltaicos de 132 células de silicio, de tecnología bifacial con una potencia unitaria máxima de 710 Wp, montados sobre seguidor a un eje o *tracker* (1V), agrupándose en cadenas en serie de 28 módulos (*string*). Los conductores eléctricos son de cobre plano bañado en una aleación de estaño – plata que mejora la soldabilidad. Las soldaduras de las células y los conductores están realizadas por tramos para liberación de tensiones. Los módulos cumplirán con la norma IEC 61215:2016 y los requisitos de Seguridad Eléctrica Clase II de acuerdo con la IEC 61730.

Los 1222 string resultantes se conectan a los 59 inversores de cadena (*string inverters*) mediante cable solar de 6 y 10 mm². Este cable discurre en el tramo aéreo por la estructura del tracker y pasa a subterráneo entubado en agrupaciones de dos string (2 cable positivos y 2 cables negativos) hasta los inversores. En los inversores se convierte la corriente continua que producen los módulos a corriente alterna (800 V, 50 Hz).

Los inversores se conectarán al cuadro de protecciones con interruptores automáticos de caja moldeada del centro de transformación mediante cables unipolares de 240 o 400 mm², discurriendo dichos circuitos en zanja directamente enterrados. Dicho cuadro de protecciones conectará con un transformador de elevación de devanado simple en primario y de devanado doble en el secundario, con una potencia de entre 4,9 y 6,6 MVA donde se eleva la tensión de los 800 V que producen los inversores hasta 6,3 kV. Este transformador será ONAN, es decir, de refrigeración por convección natural. El transformador de elevación se conecta a un conjunto de celdas de protección de media tensión, unas del propio transformador y otras de línea.

Una vez se ha elevado la tensión hasta los 6,3 kV se plantea la construcción de una línea eléctrica de 6,3 kV para la evacuación de la energía generada por las plantas fotovoltaicas para dar alimentación a la estación de bombeo EB Llanera.

Se realizarán 3 circuitos desde cada uno de los CT´s a la EB Llanera. El circuito 1 desde CT1 tendrá una longitud de 1.864 metros y transportará 6,6 MVA´s, el circuito 2 desde CT2 a la EB Llanera tendrá una longitud de 1.251 metros y transportará 6,6 MVA´s y el circuito 3 entre CT3 y la EB Llanera tendrá una longitud de 813 metros y transportará 4,9 MVA´s. La línea objeto del Proyecto tendrá una longitud total de 3,86 km.

Esta línea se prevé directamente enterrada en el tramo que discurre en el interior de la planta, mientras que en el exterior de esta discurrirá bajo tubo. Además del propio circuito eléctrico de media tensión la canalización proyectada alojará cables de comunicación, quedando libres conductos para futuras ampliaciones. Los tubos irán protegidos mediante hormigón en los tramos que vayan por calzada.

En el punto de conexión con el anillo de media tensión de la estación de bombeo se instalarán unas celdas de protección de línea y otra celda de medida. Esta medida tomada por los TTs y TIs de la nueva celda (que hace lectura de la generación de la planta) se llevará a un sistema de control que se instalará, tomando la medida de la celda correspondiente que en este caso está midiendo el consumo general de las Instalaciones de la planta de bombeo. El analizador estará conectado a un sistema anti-vertido que comparará sendas medidas para limitar a los inversores en el caso que la generación sea superior al consumo. Por ello los inversores estarán conectados entre sí mediante un bus esclavo maestro a un Smartlogger que recogerá todas las señales de producción de los inversores para dar señal y comunicación al sistema Scada.

7.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Para este proyecto se seleccionarán módulos fotovoltaicos de silicio con componentes sobradamente probados e instalados en numerosas plantas de generación por todo el mundo. Los módulos elegidos serán bifaciales, es decir, que captarán energía tanto por su lado frontal como por su lado posterior. De esta forma se aprovechará la radiación procedente del suelo y de los paneles que se sitúen detrás del módulo conocida como radiación de albedo. El albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella. Se ha tomado un valor de 0,2 en la simulación.

Esta característica hace que se mejore el rendimiento energético del sistema

fotovoltaico entre un 5 - 30% y tendrá las siguientes características:

PARÁMETROS DE MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Potencia nominal (Wp)	710
Tensión a Pmax Vmpp (V)	40,40
Corriente a Pmax Impp (A)	17,59
Tensión a circuito abierto Voc (V)	48,30
Corriente de cortocircuito Isc (A)	18,59
Tipología	Bifacial
N.º de módulos por string	28
Potencia total por string (W)	21.868
Tensión total por string (V)	1.131
Intensidad máxima por string (A)	20,32
Coeficiente de mayoración bifacialidad	10,00%

Tabla 9 Características módulos fotovoltaicos PSFV.

La potencia pico (potencia máxima o nominal de los módulos fotovoltaicos) está sobredimensionada respecto a la potencia nominal de los inversores con el fin de minimizar pérdidas y mejorar el punto de trabajo del inversor.

La elección del factor de dimensionado viene determinada, principalmente, por las características de irradiancia y temperatura de la ubicación, la disposición de los módulos sobre las estructuras considerando las afecciones y el parcelario, las características de los equipos empleados y la retribución por la generación de energía.

También se consideran las posibles pérdidas de energía que puedan aparecer en el tramo comprendido entre el generador fotovoltaico y el inversor (temperatura de operación, sombreados parciales, suciedad de los módulos, dispersión de parámetros, efecto Joule en el cableado de CC).

7.3. ESTRUCTURA PORTANTE

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura con seguimiento solar a un eje Este/Oeste, en orientación Norte/Sur.

La estructura donde se situarán los módulos estará fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes.

Los principales elementos de los que se compondrá la estructura serán los siguientes:

CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS FOTOVOLTAICAS	
Sistema de seguimiento	Bifila
Rango de rotación	+ / - 60º
Alimentación	DC 24V autoalimentado vía batería 6Ah
Seguimiento	TCU + Inclinómetro
Comunicación inalámbrica	Ethernet Modbus TCP/IP para NCU a SCADA ZigBee para control de trackers
Resistencia al viento	Eurocódigo (analizado mediante túnel de viento)
Adaptación al terreno:	Sí
Filas independientes	
Pendiente Norte-Sur	14%
Pendiente Este-Oeste	Ilimitado
Ratio de ocupación	Configurable. Rango típico: 30-50%
Cimentación	Hincado directo, pretaladrado
Rango de temperatura:	
Estándar	De -20º a 55º C
Extendida	De -40º a +55º C
Disponibilidad	>99%
Número de módulos por estructura	28 / 42 / 56
Paso entre filas (<i>pitch</i>)	7,8 m

Tabla 10 Características estructuras módulos fotovoltaicos PSFV.

- Cimentaciones: perfiles hincados con perforación o sin perforación previa.
- Estructura de sustentación: formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado y aluminio.
- Elementos de sujeción y tornillería.
- Elementos de refuerzo.

Con el fin de optimizar la superficie disponible, se adoptará como solución la implantación de una estructura. La ventaja de este sistema en comparación con estructura fija radica en un mayor rendimiento de la producción debido a la optimización en la captación de radiación solar.

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable.

Las piezas de fijación de módulos serán siempre de acero inoxidable. El elemento de

fijación garantizará las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Como elementos de unión entre paneles se emplearán unas pletinas/grapas de fijación metálicas.

La fijación al terreno se realizará siguiendo las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico. Para un terreno medio, la estructura irá fijada mediante el hincado de perfiles directamente al terreno, siempre que sea posible. La cimentación de la estructura ha de resistir los esfuerzos derivados de:

- Sobrecargas del viento en cualquier dirección.
- Peso propio de la estructura y módulos soportados.
- Sobrecargas de nieve sobre la superficie de los módulos (en el caso que aplique).
- Solicitaciones por sismo según la normativa de aplicación.

7.4. SISTEMA INVERSOR CC/CA DE STRING

El uso de un inversor es la solución idónea para la utilización de la energía producida por un generador fotovoltaico en el sistema de bombeo a la que se va a alimentar.

El inversor utilizado en sistemas fotovoltaicos es el equipo encargado de la conversión de la corriente continua en baja tensión generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna en baja tensión a la misma frecuencia de la red eléctrica del punto de interconexión.

Los inversores disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado. Debido a la característica de intermitencia y dependencia del recurso solar para variar la tensión e intensidad del módulo, el inversor debe contar con un rango de tensiones de entrada amplio que permita obtener la máxima eficiencia posible en el rango más amplio de funcionamiento.

La potencia de los inversores se limitará mediante los equipos de control de la planta de tal forma que en el punto de conexión se entregará la potencia limitada a la planta como máximo. La potencia de los inversores, así como el factor de potencia se controlará y limitará mediante los equipos de control de la planta, en concreto a través

del sistema de monitorización (SCADA) y del controlador de los inversores (Power Plant Controller o PPC por sus siglas en inglés).

Esto permitirá de forma dinámica reducir el nivel de potencia activa o variar la potencia reactiva para ayudar en la gestión de la red eléctrica española en el punto de interconexión.

Se justifica lo siguiente según la Disposición Adicional Primera del RD 1183/2020:

“Las instalaciones de generación de electricidad cuya potencia total instalada supere la capacidad de acceso otorgada en su permiso de acceso deberán disponer de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que esta pueda inyectar a la red supere dicha capacidad de acceso”

El inversor incluye fusibles y dos interruptores en carga monitorizados (uno por módulo) en la entrada de CC, además de protección contra sobretensiones tipo II. En la salida del inversor al transformador, irá equipado con dos interruptores magnetotérmicos (uno por módulo) de capacidad adecuada a la potencia monitorizados.

Los inversores previstos emplearán la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de panel (MPPT), que permitirá obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

El equipo permitirá el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático realizará constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien determine el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.

Desde los inversores se irá hasta las cajas de baja tensión en los centros de transformación para realizar en las mismas el paralelo y unificar la salida al transformador del centro. Dichos cuadros irán equipados con un interruptor magnetotérmico de capacidad adecuada a la potencia.

En la siguiente tabla se indican los datos técnicos del modelo de los inversores a utilizar.

RENDIMIENTO	
Eficiencia máxima	≥99,05%
Eficiencia europea	≥98,6%
ENTRADA (DC)	
Máxima tensión entrada	1.500 V
Nº MPPT	12
Máxima corriente por MPPT	45 A
Máximo número de PV entradas por MPPT	2
Voltaje inicio	700 V
Rango voltaje operación MPPT	850 V ~ 1.300 V
SALIDA (AC)	
Máxima potencia aparente	330,5 kVA
Máxima potencia activa a (cosφ=1)	330,5 kW
Tensión nominal salida	800 V, 3W + PE
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Corriente máxima salida	238,5 A
Factor de potencia ajustable	Sí 0 ...1
Distorsión armónica total	<3%
PROTECCIÓN	
Protección sobrecorriente AC	Si
Protección inversión polaridad DC	Si
Monitorización falta PV array	Si
Sobretensión DC	Tipo 2
Sobretensión AC	Tipo 2
Detección de resistencia de aislamiento DC	Si
Protección de falta puesta a tierra AC	Si
COMUNICACIONES	
MBUS	Si
RS485	Si
GENERAL	
Dimensiones (W x H x D)	1.045 x 1.045 x 400 mm
Peso (with mounting plate)	≤ 150 kg
Rango temperatura de operación	-30 °C ~ 60 °C
Método enfriamiento	Ventilación forzada
Altitud máxima de operación	4,000 m (13,123 ft)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector AC	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador

Tabla 11 Características inversor de cadena PSFV.

7.5. GRUPOS ELECTRÓGENOS

La propuesta para el uso de grupos electrógenos en la PSFV tiene la función de

respaldo para poder gestionar la planta ante la posibilidad de ocurrir algún fallo cuando la producción solar no es suficiente debido a días nublados, lluvias o nevadas. Estos grupos pueden funcionar con gasolina o gasóleo. En el caso que nos ocupa son Diesel.

Para el arranque automático del grupo electrógeno, se requiere:

Generador adecuado: Debe tener opciones de arranque automático.

Inversor solar compatible: Debe contar con un contacto seco para activar el generador.

Potencia óptima: Se recomienda que el grupo funcione al 50-75% de su potencia máxima para evitar averías prematuras.

Entre los grupos electrógenos propuestos, se presentan 2 modalidades:

- Grupo electrógeno de 50 kVA ubicado cerca del Centro de Control de la planta.
- Grupo electrógeno de 5,5 kVA ubicados en la proximidad del resto de Centros de Transformación.

Se propone una versión que tendrá una cabina insonorizada construida modularmente con chapa de acero galvanizado. Dispondrá de amplias puertas abatibles e insonorizadas con material fonoabsorbente que permiten un fácil acceso al interior de la máquina, ya sea para inspección de sus componentes, como para efectuar operaciones de mantenimiento. Cerraduras (con llave única) y bisagras en acero inoxidable. Pintura con capa de imprimación y acabado acrílico poliuretano de dos componentes.

Nivel de propagación acústica de acuerdo con la Directiva 2005/88/CE de la Unión Europea.

A su vez se empleará unos cuadros de conmutación Red – Grupo que decidirá el cliente si prefiere sea con contactor o por medio de seccionadores.

Para el caso del GE de 50 kVA se propone un cuadro de conmutación de 90 A y para

el GE de 5,5 uno de 25 A.

Se muestran las características del propuesto de 5,5 kVA:

- Potencia PRP 5/4 kVA/kWe
- Potencia STP 5,5/4,4 kVA/kWe
- Régimen de giro 1500 r.p.m
- Tipo de tensión Trifásico
- Tensión estándar 400/230 V
- Frecuencia 50 Hz
- Factor de potencia cos 0,8 ϕ
- Combustible Diésel
- Depósito (versión abierta) 160 l
- Depósito (versión insonorizada) 200 l

Se muestran las características del propuesto de 50 kVA:

- Potencia PRP 45/36 kVA/kWe
- Potencia STP 50/40 kVA/kWe
- Régimen de giro 1.500 r.p.m
- Tipo de tensión Trifásico
- Tensión estándar 400/230 V

- Consultar Frecuencia 50 Hz
- Factor de potencia cos ϕ 0,8
- Combustible Diésel
- Depósito (versión abierta) 160 l
- Depósito (versión insonorizada) 350 l

En cualquiera de los casos expuestos se propone silenciadores de entrada y salida de aire de -30 dB a fin de minimizar las afecciones sonoras.

7.6. SISTEMA ANTI-VERTIDO

La solución inicialmente adoptada para el sistema de Monitorización y control se compone del Software y Hardware proporcionado y consiste en un sistema capaz de realizar el antivertido de energía a la red y la monitorización de la planta. El sistema cuenta con la posibilidad de la regulación de los grupos de inversión para controlar la inyección 0 a la red. Los Paneles estarán instalados sobre tracker y se leerán por PLC con protocolo MODBUS TCP. Adicionalmente, el sistema instalado será capaz de integrarse con el resto de los equipos de inyección 0 que pudieran existir en las instalaciones del Consumidor Asociado, de manera que se controle como un único sistema de inyección 0, que sean compatibles con los ya existentes en los centros de transformación e inversores.

Los equipos descritos en el presente apartado tienen carácter informativo, no limitativo, dado que los equipos y configuración específicos quedarán reflejados en el Proyecto Técnico Constructivo que se redactará cuando se realice la Ingeniería de detalle.

La Instalación Fotovoltaica contará con dos cuadros de comunicaciones: uno ubicado en el punto de medida del consumo importado de red del consumidor asociado y el otro ubicado en el campo solar donde se encuentren los inversores.

7.7. EDIFICACIONES

Para la cotidianidad ya sea de operaciones de control, almacén o taller durante la

operativa de la vida de la planta, se propone la disposición de una serie de edificaciones en la medida de lo posible en la zona centro de la PSFV.

Todos los módulos que componen los edificios estarán equipados con cáncamos para el izado y montaje en parcela con una grúa de 40Tn necesaria para implantar sobre la cimentación.

Estructura Principal de los módulos compuesta por:

Bastidor de Piso: perfiles en acero laminado en caliente según cálculo todo ello en calidad S275JR. Forjado colaborante de hormigón HA25.

Bastidor de Techo: perfiles en acero laminado según cálculo con correas de estructura secundaria necesarios para soporte de cubierta.

Pilares: perfiles tubulares cuadrados o rectangulares según cálculo necesario.

Ignifugación de la estructura metálica con pintura intumescente R30, debido a la implementación de cubierta ligera.

El cerramiento de fachada se realizará mediante paneles prefabricados de hormigón. Panel formado por capa exterior de hormigón armado, capa intermedia de aislamiento continuo con conectores de fibra de vidrio y capa interior de hormigón armado. Estos paneles pueden requerir de un revestimiento interior.

Instalación eléctrica con mecanismos y luminarias, cuadro general y luminarias led y luminarias de emergencia

Los mecanismos tipo schucko o similar 2P+T de 16 A en cada una de las salas en las proximidades de la puerta.

El Almacén deberá disponer de una toma de fuerza trifásica 3P+T de 16 A.

La sala de control de parque dispondrá además de dos puestos de trabajo con cuatro (2) enchufes y cuatro (2) tomas de red en cada puesto de control.

Instalación de ventilación en edificio de control y almacén mediante ventilador silent 160/100.

Instalación de climatización en edificio de control con unidades Split.

Instalación de fontanería para un inodoro de tanque bajo de porcelana sanitaria color blanco, con cisterna de inodoro, asiento y tapa de caída amortiguada y lavabo de encastrar en encimera de porcelana sanitaria blanco con rebosadero.

7.7.1. EDIFICIO CONTROL

El edificio de control estará compuesto por un módulo basado en el sistema HAUX y cuyas dimensiones serán, 6,06 m de largo 2,43 m de ancho resultando una superficie útil de 14,73 m² para la situación de la equipación de los sistemas de control de la planta.

Estará formado por:

- Estructura edificio.
- Cubierta.
- Fachadas.
- Falsos techos.
- Acabados interiores.
- Carpintería exterior.
- Saneamientos.
- Ventilación.
- Instalación eléctrica.

La tabiquería interior de la sala de control se realizará mediante panel sándwich de machihembrados de lana de roca, clasificación al fuego A2- s1 d0 y con una resistencia al fuego de EI120.

Los paneles sándwich tendrán un espesor mínimo de 75 mm y estarán formados por chapas de 0.6 mm para la cara exterior y 0.6 mm para la cara interior. La chapa exterior dispondrá de un acabado con una categoría de resistencia a la corrosión RC5 en RAL 9010. Características técnicas mínimas del panel: • Coeficiente de transmisión térmica 0.51W/m²K. • Aislamiento acústico 34 dB.

La puerta exterior de acceso a la sala de control de medidas 1.000 mm de paso libre y 2.300 de altura realizada con doble chapa de acero galvanizado de 1 mm. de espesor y panel intermedio, rigidizadores con perfiles de acero conformado en frío, herrajes de colgar, cerco de perfil de acero conformado en frío con garras para recibir a la obra, muelle retenedor, acabado con capa de pintura epoxi polimerizada al horno.

Ventanas fijas con carpintería de aluminio con rotura de puente térmico y acristalamiento con cámara de medidas 1.500 x 800.

7.7.2. ALMACÉN

El edificio de almacén estará compuesto por un módulo basado en el sistema HAUX y cuyas dimensiones serán, 4,13 m de largo 2,43 m de ancho resultando una superficie útil de 10,03 m² para cumplir la función de almacenaje de los repuestos necesarios para las actuaciones de mantenimiento y vida cotidiana a fin del pleno rendimiento de la PSFV.

Estará formado por:

- Estructura edificio.
- Cubierta.
- Fachadas.
- Falsos techos.
- Acabados interiores.
- Carpintería exterior.
- Saneamientos.

- Ventilación.
- Instalación eléctrica.

Puerta exterior de acceso a la sala de almacén de medidas 1.800 mm de paso libre y 2.300 de altura realizada con doble chapa de acero galvanizado de 1 mm. de espesor y panel intermedio, rigidizadores con perfiles de acero conformado en frío, herrajes de colgar, cerco de perfil de acero conformado en frío con garras para recibir a la obra, muelle retenedor, acabado con capa de pintura epoxi polimerizada al horno.

Ventanas fijas con carpintería de aluminio con rotura de puente térmico y acristalamiento con cámara de medidas 1.500 x 800.

7.7.3. TALLER

El edificio de taller estará compuesto por un módulo FEU de 40 pies basado en el sistema HAUX y cuyas dimensiones serán, 12,2 m de largo 2,36 m de ancho resultando una superficie útil de 27 m² para cumplir la función de apoyo a las operaciones necesarias para el mantenimiento y vida cotidiana a fin del pleno rendimiento de la PSFV.

Estará formado por:

- Contenedor de 40 pies.
- Carpintería exterior.
- Ventilación.
- Instalación eléctrica.

Puerta exterior de acceso al taller de medidas 1.000 mm de paso libre y 2.100 de altura realizada con doble chapa de acero galvanizado de 1 mm. de espesor y panel intermedio, rigidizadores con perfiles de acero conformado en frío, herrajes de colgar, cerco de perfil de acero conformado en frío con garras para recibir a la obra, muelle retenedor, acabado con capa de pintura epoxi polimerizada al horno.

7.8. INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

7.8.1. CRITERIOS GENERALES

En primer lugar, se tienen los módulos fotovoltaicos de 710 Wp que están interconectados en serie entre sí en string o cadenas de 28 módulos. Estas cadenas operan a una tensión continua promedio de unos 1131,2 V a 25 °C cuando están en carga y en circuito abierto alcanzan un máximo de 1352,4 V a 25 °C. Cada string se conecta directamente a los inversores en una de las 28 entradas disponibles, con dos conductores de 6 mm² o 10 mm², un positivo y otro negativo.

En corriente continua, los conductores de string (cadenas) serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5% máximo y que no superen los límites de calentamiento recomendados, según se establece en el REBT.

Se ha decidido optar por inversores de string (cadena), que proporcionan la ventaja de obtener menores pérdidas por disparidad y por tanto se consiguen sistemas más eficientes que con inversores centrales.

A cada inversor se conectan un máximo de 22 string en paralelo. De cada inversor saldrá una línea trifásica a 800 V de alterna con 3 conductores unipolares de aluminio de entre 240 y 400 mm² que es conducida directamente hasta una de las entradas del cuadro de baja tensión de la estación de transformación.

En corriente alterna, los conductores serán de aluminio y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5% máximo y que no superen los límites de calentamiento recomendados, según se establece en el REBT.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, en la instalación se tendrán en cuenta los siguientes aspectos adicionales:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP32.
- Los conductores serán de cobre en el caso de los finales de serie de los string que llevan la corriente generada por los módulos hasta los inversores, y de aluminio en el caso de las grandes secciones que llevan la corriente desde los

inversores hasta los centros de transformación. Su sección será la necesaria para asegurar que las pérdidas por caída de tensión en cables sean lo más bajas posibles, en cualquier condición de operación.

- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrados, de acuerdo con la norma UNE 21123.
- Los cables estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y contra sobretensiones. No serán propagadores de incendios, produciendo, en todo caso, emisiones de humos y opacidad reducidos, según las normas UNE 21123.
- Su longitud será la necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos disponibles, evitando la posibilidad de enganches por el tránsito normal de las personas o vehículos.

7.8.2. ZANJAS

Se contemplan para esta planta fotovoltaica zanjas relativas al cableado de baja tensión, media tensión, puesta a tierra, sistemas de comunicaciones, si así es requerido.

En la parte de baja tensión se contemplan las zanjas necesarias, perpendiculares a las estructuras, para recoger el cableado que conecta los distintos string hasta la caja de nivel 1, de la cual sale el cable de nivel 2 hasta el centro de transformación.

Las zanjas que llevan la alimentación hacia el sistema de seguridad perimetral se encuentran en el perímetro de la parcela e incluyen cable de baja tensión y fibra óptica.

Las zanjas previstas para la parte de media tensión discurrirán desde los centros de transformación de cada subcampo, y recorrerán entre a lo largo de las vialidades internas hasta llegar a la subestación del parque fotovoltaico. La correspondiente instalación se efectuará según planos de detalle.

Se deberá cumplir con los siguientes requisitos para todas las instalaciones y tendidos de cableado por zanjas:

- Los cables se tenderán sobre una cama de arena de río y tendrán protección

mecánica situada en el plano superior de los cables. El relleno podrá realizarse con el material previamente extraído.

- Se tenderá una cinta de señalización a lo largo de toda la longitud de los cables.
- Se restaurará el pavimento si se ha cruzado alguna carretera.

En zonas muy reducidas se podrán presentar zanjas en las que coexistan cableados de alterna y de continua.

En el plano detalle de zanjas SV3822-UIH-GEN-003-PLA-REN-017-Detalle zanjas se pueden observar los datos referentes a profundidades y separación entre circuitos y la posible existencia de zanjas compartidas.

7.8.3. DESCRIPCIÓN CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos será conducida hasta la caja de string mediante cables solares de cobre (Cu) H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.) 1 x 6 / 10 mm².

El cableado en corriente continua (CC) se distinguirá entre “al aire” (conexiones entre módulos y ramales entre finales de serie de cadenas e inversores) y “enterrado” (canalizaciones de tubo corrugado desde los finales de serie de cadena hasta los inversores). El cable utilizado será de cobre flexible y con aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos, diseñado para intemperie y con resistencia a rayos ultravioleta, de máximas prestaciones frente a sobrecargas y cortocircuitos, en el caso de instalación “al aire”.

El sistema de CC se diseñará, especificará y se instalará de acuerdo con los requisitos de IEC 60364, IEC 62446 y EN50618 en general y IEC 60364-7-712 en particular.

Todos los componentes de CC están cualificados para un funcionamiento continuo en CC y a 1,500 voltios (CC) y para la corriente máxima ante un posible fallo en CC y se seleccionan para minimizar el riesgo de fallo a tierra y cortocircuitos.

Los cables cumplen los siguientes requisitos:

- Material conductor: cobre estañado trenzado flexible completamente recocido, clase 5 según EN 60228 / IEC 60228.

- Material aislante: XLPE.
- Material de la envoltura: XLPE.
- 1,8kV de tensión máxima en CC.
- Calificado para la instalación en exterior.
- Protección impermeable.
- Resistencia a los rayos UV durante 30 años de exposición directa al sol.
- Libre de halógeno.
- Distinción de colores cableado CC: Rojo positivo / Negro negativo.

Deberán además cumplir los criterios para ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2.
- Libre de halógenos: EN 60754-2.
- Baja opacidad de humos: IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 50305 (ITC < 3).
- Resistencia a temperaturas extremas: IEC 60811-1-4
- No propagación del incendio: UNE-EN 50266-2.

Los módulos fotovoltaicos se conectarán eléctricamente a través del cableado solar en serie respetando la polaridad y el número máximo de módulos en una misma serie.

Los cables de corriente continua (CC) entre string se diseñarán con una caída de voltaje media máxima de 1,5%, en las condiciones estándares (STC) de 25°C, 1000 W/m² e índice de densidad del aire de 1.5 (IAM).

En cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) los cables deben ser 0,6/1 kV (Uo = 1,8 kV) conductor de cobre de un solo núcleo, flexible, no propagación de llama y libre de halógenos, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, la abrasión y los impactos. Además,

los cables de CC se deben fabricar como cable flexible de Clase 5 con protección solar UV especial (ZZ-F). Estos cables irán fijados a la estructura y bajo tubo en zanja hasta llegar al inversor.

Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del equipo de CC (1.500 Vdc).

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable (valor máximo)	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible al aire	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 40 °C y T conductor 120 °C	Caída de tensión V(A·km)
(mm²)	(mm) (l)	(mm)	(mm)	(mm)	(l)	(Ω/km)	A (C)	(C)	(C)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90

Ilustración 1 Características cable de CC.

7.8.4. DESCRIPCIÓN CABLEADO CORRIENTE ALTERNA

Por otro lado, el cable de corriente alterna que conecta los inversores con el centro de transformación será XZ1 (S) o RV-K, de aluminio (Al) con aislante XLPE.

Los cables deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Material conductor: aluminio estañado trenzado flexible completamente recocido, clase 5 según EN 60228 / IEC 60228.
- Material aislante: XLPE.
- Material de la envoltura: XLPE.
- 0,6 / 1,0KV de tensión nominal en CA.
- Calificado para la instalación en exterior.
- Protección impermeable.
- Resistencia a los rayos UV durante 30 años de exposición directa al sol.
- Libre de halógeno.

- Distinción colores Azul, Marrón y Negro para R, S y T.

Deberán además cumplir los criterios para ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2.
- Libre de halógenos: EN 60754-2.
- Baja opacidad de humos: IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 50305 (ITC < 3).
- Resistencia a temperaturas extremas: IEC 60811-1-4

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro conductor* (mm)	Espesor de aislam.* (mm)	Diá. nom. aislam. (mm)	Diámetro exterior* (mm)	Radio mínimo de curvatura (posición final) (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad máxima de corriente al aire (I)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (I)			Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (I)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión dc (90°C) (V/A.km)
							2 Cables (A)	3 Cables (A)	1 Cable (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	140	76	64	71	59	1,910	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	180	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	215	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	255	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	257	206	312	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	375	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	357	296	428	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	480	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	544	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	630	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1.055	615	547	715	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1.345	740	663	814	448	370	415	350	0,0778	0,156

Ilustración 2 Características cable de CA.

7.8.5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que intervienen en todo el sistema y deben seguir los requisitos establecidos por la normativa nacional en materia de protecciones eléctricas y la normativa internacional en el caso de que no existieran normas nacionales relacionadas.

Los equipos de la planta estarán provistos de diferentes elementos de protección

siendo los más relevantes:

- Los conductores de CC del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo el 125% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. Las protecciones de corriente continua se realizan mediante fusibles e interruptores magnetotérmicos monitorizados.
- Los inversores cuentan a la entrada de DC con protecciones para evitar corrientes inversas.
- Los conductores de corriente alterna estarán protegidos mediante interruptores magnetotérmicos para proteger el sistema contra sobreintensidades.
- Los inversores dispondrán de un sistema de aislamiento galvánico o similar que evite el paso de corriente continua al lado de corriente alterna de manera efectiva. Asimismo, los inversores incorporarán al menos las siguientes protecciones: frente a cortocircuitos, contra tensiones y frecuencia de red fuera de rango e inversión de polaridad.
- La estructura metálica sobre la que se sitúan los paneles fotovoltaicos dispone de conexión a tierra ofrece protección contra sobrecargas atmosféricas, además de garantizar una superficie equipotencial que previene los contactos indirectos.
- Los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales.

7.8.6. PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS EN EL TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA

Los inversores suelen integrar una protección de tipo fusible electrónico rearmable que protege las entradas de cadena, y que permite evitar el uso de fusibles para la protección de cadenas. En caso de que el inversor de cadenas finalmente utilizado no integrara la protección de tipo fusible electrónico, se deberá instalar previo al inversor una caja de protecciones con bornas portafusibles de 25A en el polo positivo.

7.8.7. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

- Efectos directos.

Se escogerá un pararrayos con dispositivo de cebado y un tiempo de avance del cebado superior a 60 μ s, colocado sobre un mástil de 9 m de altura. Para un Nivel de Protección de categoría II contra sobretensiones, el radio de protección de estos dispositivos será de 107 m, por lo que para proteger la totalidad de la instalación harían falta sobre 20 de estos dispositivos ubicados en los centros de la planta.

Efectos indirectos.

Para la protección contra sobretensiones, ocasionadas por un rayo y/o originadas por las propias instalaciones fotovoltaicas, se emplearán limitadores de sobretensión o varistores en el tramo de corriente continua en los inversores.

- **Protección contra contactos indirectos.**

Para que la instalación esté protegida frente a contactos, se dispone de una instalación de tierra de tipo flotante, que ante un primer fallo de aislamiento emite de forma automática una señal visual que, mediante un adecuado circuito de control, cerrará una serie de contactores para cortocircuitar los polos. Otra opción, sería la de cortocircuitar los polos positivos y negativos de la instalación. De esta manera, cuando se produce un contacto con la estructura después de un fallo de aislamiento, ya no existe ningún riesgo, cumpliendo así la instalación con todos los requerimientos técnicos exigidos en el R.D. 1663/2000.

- **Cuadros de protección y medida de corriente alterna.**

Todas las protecciones de los cuadros eléctricos deben cumplir con lo establecido en el R.D. 1663/2000. Se instalarán fusibles en todos los conductores de fase con un poder de corte de al menos la corriente de cortocircuito, prevista para ese tramo de la instalación. Estarán homologados por la empresa eléctrica instaladora y los elementos son los que se describen a continuación:

- Interruptor automático en corriente continua, que será una base porta-fusible con seccionador y con un calibre adecuado para la intensidad nominal de la instalación.
- Interruptor automático de interconexión para la desconexión-conexión

automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red.

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa en el inversor. Este interruptor será accesible a la empresa en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento del tramo de CA de la instalación. Este interruptor será accesible a la empresa en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

En algunos casos, sobre todo en los inversores de gran potencia, el interruptor automático de desconexión está integrado dentro del propio inversor.

- **Protecciones internas del inversor.**

Los inversores deberán cumplir lo previsto en el R.D. 1663/2000 por lo que tendrán que estar preparados para no mantener la tensión en la línea de distribución en el caso de funcionamiento en isla, lo que deberá estar certificado por el fabricante del inversor o por el laboratorio de certificación pertinente.

Se deben cumplir los ajustes siguientes:

- Para el relé de frecuencia entre 49 y 51 Hz.
- Para el relé de tensión entre 0,85 y 1,1 veces U_n .
- El tiempo de reconexión estará configurado entre 30 segundos y 3 minutos, después del restablecimiento de la tensión de frecuencia.

7.9. INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

La instalación eléctrica en Media Tensión (MT) consiste en la interconexión entre la salida del transformador de potencia y las celdas de MT, que en el caso de estaciones de potencia prefabricadas suelen venir conectadas de fábrica.

Cada una de las estaciones de potencia de MT que conforman la planta cuenta al

menos con los siguientes elementos:

- Transformador BT/MT.
- Un transformador de servicios auxiliares junto con un armario de baja tensión para dar servicio a todas las cargas auxiliares.
- Celdas de MT que permite la conexión en antena de los diferentes centros de transformación de la planta.

La instalación se completa con la conexión eléctrica de todos los transformadores BT/MT de la planta formando varios circuitos eléctricos hasta el centro de seccionamiento ubicado dentro de la planta. La interconexión de los transformadores BT/MT se realizará mediante cable de MT de manera similar al resto de tendidos eléctricos subterráneos de la planta.

El centro de seccionamiento CT, reúne las líneas de la planta fotovoltaica proyectada y se conecta a la estación de bombeo correspondiente mediante línea de evacuación subterránea.

La estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección en 6,3 kV, así como un dispositivo de detección de voltaje que deberá mostrar la presencia o ausencia de voltaje de las tres fases de la red de MT. Este detector proveerá señales independientes de cada fase, evitando el uso de transformadores de tensión.

Se instalarán celdas compactas debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla.

En cada centro de transformación habrá 3 celdas: 2 de línea (entrada y salida) con interruptor o seccionador en carga y 1 celda de protección del transformador. Las características constructivas y de diseño de las celdas responderán a los siguientes valores nominales:

CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS DE MEDIA TENSIÓN	
Tensión nominal	6,3 kV
Tensión máxima de servicio	10 kV

Corriente admisible asignada de corta duración (1 s)	40 kA
Corriente asignada en servicio continuo	240 A
Frecuencia	50 Hz

Tabla 12 Características celdas MT PSFV LLANERA.

7.9.1. CABLE EVACUACIÓN SUBTERRÁNEO

El cable a emplear será unipolar, de campo radial, y quedarán perfectamente definidos por las distintas especificaciones de materiales. Sus principales características constructivas son las siguientes:

- Conductor circular de cuerda redonda compacta, de aluminio. Para secciones superiores a 1000 mm² y cuando una determinada línea requiera un aumento en su capacidad de transporte, se podrá emplear cuerda segmentada (Milliken).
- Aislamiento fabricado por triple extrusión simultánea mediante cabezal triple y reticulación en seco.
- Pantalla sobre el conductor extruida de compuesto semiconductor.
- Aislamiento a base de polietileno reticulado (XLPE) extruido.
- Pantalla sobre el aislamiento extruida de compuesto semiconductor.
- Pantalla metálica constituida por corona de tubo de cobre.

TIPO	RHZ1-OL AL 6/10 KV 1X630 AL + H16
Material de conductor	ALUMINIO
Material de la pantalla	COBRE
Material del aislamiento	POLIETILENO RETICULADO
Sección del conductor (mm²)	630
Sección de la pantalla (mm²)	16
Diámetro exterior del cable (mm)	49,3
Peso aproximado (kg/m)	2,897
Radio mínimo de curvatura final /	783

Tabla 13 Cable evacuación 630mm².

7.9.2. TRANSFORMADORES DE ELEVACIÓN A MT

Con el fin de elevar la tensión alterna en la salida de los inversores hasta la red de MT de cada una de las estaciones de bombeo, cada centro de transformación contará con un transformador con bobinado doble BT. A lo largo de la planta se ubicarán una serie de centros de transformación que irán desde los 4,9 MVA a los 6,6 MVA según especificaciones.

Los transformadores de potencia serán de tres fases, de tipo exterior con regulación en carga (en lado de alta tensión), aislados en baño de aceite y enfriamiento natural/enfriamiento seco encapsulado en resina epoxi. En el caso de transformadores con aislamiento en aceite existirá una cubeta de retención del aceite cuya capacidad será tal que pueda almacenar toda la cantidad de aceite utilizada. Los transformadores serán de baja pérdida eléctrica, especialmente diseñados para instalaciones fotovoltaicas y diseñadas para un funcionamiento continuo a una carga nominal sin exceder los límites de temperatura.

El devanado primario estará marcado permanentemente con U, V y W y el devanado secundario con u, v y w.

CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES MEDIA TENSIÓN	
Centro de transformación 4.900 kVA	1
Centro de transformación 6.600 kVA	2

Tabla 14 Características transformadores PSFV LLANERA

Potencias	4.900 kVA	6.600 kVA
Potencia a 37 °C	4,900 kVA	6,600 kVA
Numero de inversores	14	20
Corriente alterna a 37 °C	3.500 A	4.760 A
Voltaje entrada alterna	3 / PE, 800 V	
Frecuencia	50 / 60 Hz	
Grado Protección	IP 54	

Tabla 15 Características Centros Transformación

7.9.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares se alimentarán desde el lado de baja del transformador de la planta fotovoltaica. Saldrá una línea independiente que alimentará a un transformador de servicios auxiliares cuya potencia es de 5 kVA y se contratará la potencia del transformador de SS.AA. para el respaldo en los momentos que no haya producción en la planta y para el correcto funcionamiento del centro de control, sistemas de CCTV así como iluminación.

En el caso de caída de este sistema de SS.AA., existirá un sistema de alimentación ininterrumpida de respaldo que ayudará hasta el arranque de los grupos electrógenos de respaldo, previamente ya expuestos, de potencias de 5,5 kVA en los CT´s que no alimenten al Centro de Control de la planta y de 50 kVA en caso de estar ubicados en las cercanías del Centro de Control.

Los servicios auxiliares de la planta de generación fotovoltaica se suministran durante el día de la propia generación fotovoltaica, sin embargo, por la noche estos servicios auxiliares son suministrados desde la red. Los servicios auxiliares se alimentarán desde el lado de baja del transformador, teniendo el propio centro de transformación integrado un transformador de servicios auxiliares de 5 kVA.

7.10. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación generadora debe realizarse de tal manera que no altere las condiciones de las puestas a tierra de la empresa eléctrica distribuidora, asegurándose que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución

Además, la masa de la instalación debe estar conectada a una puesta a tierra que no debe coincidir con la del neutro de la empresa eléctrica distribuidora y que será independiente de la masa del resto del suministro.

Su objeto, principalmente, es el delimitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Para el desarrollo de la puesta a

tierra se ha basado en la IEEE 80, la ITC-BT-18 del reglamento de baja tensión y ITC-RAT-13 del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable aislado de cobre de 16 mm² y cable de cobre desnudo enterrado de 35 mm² de sección. El cable desnudo, se enterrará a una profundidad no inferior a 0,8 m, para lo cual se aprovechará la red de zanjas diseñada para la conducción del cableado de BT o MT.

Todos los inversores y estructuras se conectarán equipotencialmente quedando una tierra equipotencial.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, se dispondrá de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito. Para garantizar un buen contacto eléctrico con el electrodo, las conexiones se efectuarán por medio de piezas de empalme adecuadas: terminales bimetalicos, grapas de conexión atornilladas, elementos de compresión o soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión.

Por todo lo anterior se tendrán tres puestas a tierra, distintas e independientes:

- Para la estructura del seguidor solar y partes metálicas del generador.
- Neutro de la red de BT, puesto directamente a tierra.
- Neutro del transformador de la compañía distribuidora.

No se deben superar las tensiones de contacto de 50 V para CA y de 75 V para CC.

Las tomas a tierra estarán constituidas por electrodos simples formados a base de piquetas normalizadas. Las líneas principales de tierra son los conductores que parten del punto de puesta a tierra y a los que se conectan las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de las masas. Dichas derivaciones unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección, que son los que sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra los contactos directos.

Se cumplirán con lo dispuesto en el R.D. 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad

electromagnética, imponiéndose limitaciones a la tasa máxima de armónicos.

Se dotará a la instalación de una malla de tierra inferior enterrada a 0,8 m de profundidad, que se extenderá hacia el exterior del cerramiento perimetral y que permita reducir las tensiones de paso y de contacto a niveles admisibles, anulando el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

La puesta a tierra de la planta estará formada por una red radial que une todas las masas de la planta con un conductor de tierra enterrado bajo zanja, utilizando para ello cable desnudo de cobre enterrado de sección adecuada. El valor de la resistencia de puesta a tierra se determinará aplicando la legislación de referencia y será función de la resistividad del terreno.

Habrà separación galvánica entre la subestación y la instalación fotovoltaica, es decir, la red de tierra de la subestación y la red de tierra de la instalación fotovoltaica serán independientes y no estarán conectadas entre sí.

Según lo establecido en el apartado 6.1 de la ITC-RAT 13, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla de tierra:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las armaduras metálicas de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de transformadores
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

- Pantalla de separación de los circuitos primario y secundario de los transformadores de medida o protección.

Se conectarán directamente a tierra, sin uniones desmontables intermedias, los siguientes elementos, que se consideran puestas a tierra de servicio:

- Los neutros de los transformadores, que lo precisen, en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencias o bobinas.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección, salvo que existan pantallas metálicas de separación conectadas a tierra entre los circuitos de alta y baja tensión de los transformadores.

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión, y protegidos mediante pintura de galvanizado en frio para evitar la oxidación. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión, y conexión mediante crimpado en C, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

7.11. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de control y monitorización de la planta estará basado en productos abiertos del mercado e incluirá el SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) y el sistema de control de la planta, así como todos los equipos necesarios para comunicar con el resto de los sistemas, diseñado para realizar las siguientes funciones desde la sala de control local o desde el centro de control.

El sistema SCADA de control y monitorización permite en términos generales:

- Supervisión y Control en tiempo real de la planta.
 - Arranque y parada de la planta.
 - Operación normal. Regulación de potencia activa y reactiva.
 - Control sobre los diferentes componentes y mandos.

- Monitorización de los parámetros de los diferentes componentes de la planta.
- Registro de las estaciones meteorológicas.
- Registro de los datos históricos.
- Notificación de alarmas, faltas, eventos y disparos.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible por el usuario, tanto desde la ubicación del Proyecto como mediante un acceso remoto (i.e. a través de internet). Para ellos usará el Protocolo IEC-60870-5-104 (u otro similar dependiendo de los requerimientos del centro de control). Debe existir más de una tarjeta de red para facilitar el acceso de datos a distintos equipos/subredes.

7.12. SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Se instalará un sistema de videovigilancia (CCTV) en tiempo real distribuido por la planta que controlará el acceso a la misma y las zonas comunes, permitiendo la gestión de todas las imágenes desde el punto de control destinado para ello, y emitiendo una señal de alarma si se produce alguna situación de riesgo.

El sistema CCTV tendrá la siguiente funcionalidad:

- Permitir la visualización en tiempo real de todos los eventos producidos dentro del campo de aplicación.
- Permitir una alarma ante cualquier intento de entrada no autorizada y/o intrusión.
- Permitir una visualización a distancia de las instalaciones del recinto.
- Control central y/o remoto de todas las imágenes.
- Almacenamiento y gestión de una base de datos de históricos de alarmas y actuaciones para posteriores consultas.
- Almacenamiento de las imágenes.

Las cámaras de vídeo incluirán cámaras térmicas y convencionales que permitan cubrir el perímetro de la planta y otras de tipo domo que permitan el giro para visualizar zonas de interés para la propiedad del Proyecto; como ocurre en los accesos. Se

pondrá mínimo una cámara domo por acceso. Serán válidas para instalaciones exteriores, a prueba de corrosión, agua, polvo y empañamiento de la lente.

Las cámaras se instalarán con la disposición y la altura adecuadas para evitar obstáculos y ángulos muertos. También permitirán el cambio automático de color a blanco y negro cuando las condiciones de luminosidad sean bajas.

Todas las cámaras se suministrarán con sus respectivas licencias o una licencia general para todo el conjunto de cámaras.

Las lentes de las cámaras garantizarán imágenes nítidas y bien delineadas, por lo que los sistemas de lentes serán diseñados, dimensionados y configurados para operar en zonas en las que se ubicarán las cámaras, teniendo en cuenta la luminosidad del lugar, los requerimientos de zoom y las distancias mínima y máxima entre los objetos que se desean registrar y la cámara.

Durante la construcción se estiman necesarias medidas adicionales de seguridad, a pesar de realizar un cercado de seguridad perimetral, mediante vigilancia permanente.

7.13. ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Las Estaciones Meteorológicas Automáticas son el componente principal del Sistema de Medición de la Energía Solar empleados para registrar todos los aspectos ambientales en instalaciones solares fotovoltaicas.

Estos dispositivos están diseñados específicamente para ser instalados en exteriores, en lugares remotos y sin supervisión, con la capacidad de transmitir los datos de los sensores a un sistema de supervisión para su visualización y almacenamiento.

Los sensores meteorológicos enviarán señales analógicas a la unidad central a través de cables. Para evitar sombras o interferencias de los paneles solares, las estaciones se montarán en una torreta trípode de altura ajustable, sobre la cual se colocarán la unidad central y los sensores. Es crucial destacar que estas estructuras no deben proyectar sombra sobre los paneles solares en ningún momento del año.

Las estaciones se conectarán al Centro de Transformación más cercano a través de Ethernet y protocolo MODBUS/TCP, con una distancia máxima de 100 metros. Cada estación meteorológica estará equipada a su vez con un "data logger" interno para

registrar sus mediciones, las cuales podrán descargarse utilizando el software correspondiente. Este software se instalará en una estación de trabajo estándar del sistema de control y obtendrá la información mediante una conexión Ethernet.

Además, las estaciones contarán con puertos Ethernet para mantener comunicación simultánea con al menos dos clientes MODBUS/TCP y su propio software de monitoreo. Para garantizar la continuidad del funcionamiento, cada estación vendrá equipada con una batería capaz de proporcionar alimentación durante un máximo de 72 horas.

Además, las estaciones deberán sincronizarse con la hora GPS de la planta fotovoltaica mediante el protocolo NTP.

Las estaciones meteorológicas se clasificarán en dos tipos: ET (completas) y EP (Parcial).

Existirá una estación completa (ET) por planta que constará de los siguientes elementos:

- Un sensor de temperatura ambiente y humedad relativa.
- Un sensor de temperatura de panel.
- Un pluviómetro para medida de la cantidad de agua caída sobre el suelo por metro cuadrado en forma de lluvia, nieve o granizo.
- Dos piranómetros para medida de la radiación solar global (directa + difusa), según ISO 9060, para instalar sobre los seguidores.
- Un albedómetro para medición de irradiancia global horizontal y albedo según ISO 9060.
- Un anemómetro para medida de la velocidad del viento.
- Una veleta o instrumento que indique la dirección del viento.
- Un barómetro para medida de presión atmosférica.
- Un equipo para medición de irradiancia difusa con banda solar automatizada.

- Un dispositivo de medición de suciedad con célula limpia y célula sucia.
- Unidad central con teclado y display alfanumérico.
- Panel solar de alimentación

Por cada agrupación de estructuras o Centro de transformación tendremos una estación meteorológica parcial (EP) que constará de los siguientes elementos:

- Un sensor de temperatura ambiente y humedad relativa.
- Un sensor de temperatura de panel con cable.
- Dos piranómetros para medida de la radiación solar global (directa + difusa), según ISO 9060, para instalar sobre los seguidores.
- Un albedómetro para medición de irradiancia global horizontal y albedo según ISO 9060.
- Un anemómetro para medida de la velocidad del viento.
- Una veleta o instrumento que indique la dirección del viento.
- Un barómetro para medida de presión atmosférica.
- Unidad central con teclado y display alfanumérico.
- Torre de instalación de 3 metros y soporte adecuado para cada uno de los sensores.
- Panel solar de alimentación.

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: ACUAMED EB LLANERA

Variante: ACUAMED EB Llanera 24,29 MWp Tracker 1V Bifila 7,75 m Inversor 330,5 kVA Módulo
710 W

Sistema de rastreo, con retroceso

Potencia del sistema: 24.29 MWp

Llanera de Ranes - España

Autor(a)

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)



Proyecto: ACUAMED EB LLANERA



Variante: ACUAMED EB Llanera 24,29 MWp Tracker 1V Bifila 7,75 m
Inversor 330,5 kVA Módulo 710 W

PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Llanera de Ranes
España

Situación

Latitud 39.00 °N
Longitud -0.58 °W
Altitud 145 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Llanera de Ranes
Meteonorm 8.1 (2004-2013), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano de rastreo, eje inclinado
Inclin.media del eje -1 °
Azimut del eje medio 0 °

Sistema de rastreo, con retroceso

Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico
Retroceso activado

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)
Sombreado difuso Automático

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos 34216 unidades
Pnom total 24.29 MWp

Inversores

Núm. de unidades 59 unidades
Pnom total 19.50 MWca
Límite de potencia de red 16.00 MWca
Proporción de red lim. Pnom 1.518

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Resumen de resultados

Energía producida 45184022 kWh/año Producción específica 1860 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 81.80 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos predefinidos	10
Evaluación P50 - P90	11
Diagrama unifilar	12
Balance de emisiones de CO ₂	13



PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano de rastreo, eje inclinado

Inclin.media del eje -1 °

Azimut del eje medio 0 °

Sistema de rastreo, con retroceso

Algoritmo de rastreo

Cálculo astronómico

Retroceso activado

Conjunto de retroceso

Núm. de rastreadores 750 unidades

Conjuntos idénticos

Tamaños

Espaciado de rastreador 7.80 m

Ancho de colector 2.38 m

Proporc. cob. suelo (GCR) 30.6 %

Phi mín/máx. -/+ 55.0 °

Estrategia de retroceso

Límites de phi para BT -/+ 72.1 °

Paso de retroceso 7.80 m

Ancho de retroceso 2.38 m

Modelos usados

Transposición Perez

Difuso Perez, Meteonorm

Circunsolar separado

Horizonte

Altura promedio 2.3 °

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Sombreado difuso Automático

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo

Cálculo 2D

rastreadores ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado de rastreador 7.80 m

Ancho de rastreador 2.38 m

GCR 30.6 %

Altura del eje sobre el suelo 2.10 m

Definiciones del modelo bifacial

Promedio de albedo de tierra 0.14

Factor de bifacialidad 80 %

Fact. sombreado trasero 12.3 %

Fact. desajuste trasero 6.0 %

Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

Valores mensuales de albedo de tierra

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.14	0.13	0.13	0.12	0.14

Limitación de potencia de red

Potencia activa 16.00 MWca

Proporción Pnom 1.518

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante CSI Solar Co., Ltd.

Modelo CS7N-710TB-AG 1500V

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 710 Wp

Número de módulos FV 34216 unidades

Nominal (STC) 24.29 MWp

Módulos 1222 cadena x 28 En serie

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 22.56 MWp

U mpp 1035 V

I mpp 21788 A

Inversor

Fabricante Ingeteam

Modelo INGECON SUN 330TL M12

(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 331 kWca

Número de inversores 59 unidades

Potencia total 19500 kWca

Voltaje de funcionamiento 850-1300 V

Proporción Pnom (CC:CA) 1.25

Reparto de potencia en este inversor



PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Características del generador FV

Potencia FV total

Nominal (STC)	24293 kWp
Total	34216 módulos
Área del módulo	106287 m ²

Potencia total del inversor

Potencia total	19500 kWca
Número de inversores	59 unidades
Proporción Pnom	1.25

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida	2.0 %
------------------	-------

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global	0.27 mΩ
Frac. de pérdida	0.5 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de tensión	0.7 V
Frac. de pérdida	0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida	1.5 %
------------------	-------

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida	-0.4 %
------------------	--------

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida	0.4 % en MPP
------------------	--------------

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida	0.1 %
------------------	-------

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

constante (ventiladores)	6.00 kW
0.0 kW del umbral de potencia	
Proporcional a la potencia	3.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia	

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor	800 Vca tri
Frac. de pérdida	1.48 % en STC

Inversor: INGECON SUN 330TL M12

Sección cables (59 Inv.)	Alu 59 x 3 x 400 mm ²
Longitud media de los cables	296 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV	6.3 kV
Cables	Alu 3 x 2000 mm ²
Longitud	3033 m
Frac. de pérdida	2.89 % en STC



PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio

6.3 kV

Parámetros del transformador

Potencia nominal en STC

24.01 MVA

Iron Loss (Conexión 24/24)

24.01 kVA

Fracción de pérdida de hierro

0.10 % en STC

Pérdida de cobre

172.89 kVA

Fracción de pérdida de cobre

0.72 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas

3 x 0.19 mΩ



PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Definición del horizonte

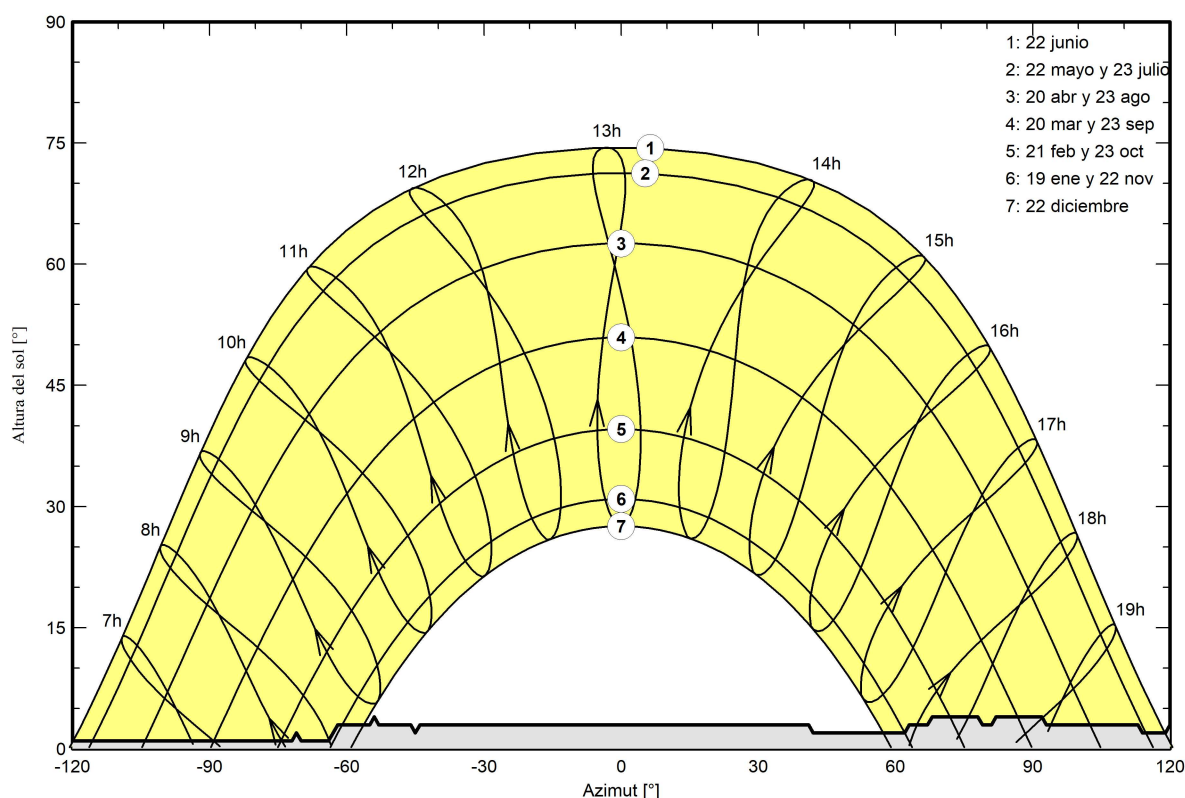
Horizonte del servicio web de Meteonorm, lat=38,9983, lon=-0,5789

Altura promedio 2.3 ° Factor Albedo 0.85
Factor difuso 0.96 Fracción de albedo 100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-179	-178	-176	-141	-140	-139	-133	-132	-131	-130	-72	-71	-70
Altura [°]	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	1.0
Azimut [°]	-64	-62	-55	-54	-53	-46	-45	-44	41	42	62	63	67	68
Altura [°]	1.0	3.0	3.0	4.0	3.0	3.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0
Azimut [°]	78	79	81	82	92	93	113	114	119	120	127	128	133	134
Altura [°]	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0
Azimut [°]	135	136	138	139	147	148	153	154	165	171	172	174	175	179
Altura [°]	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)





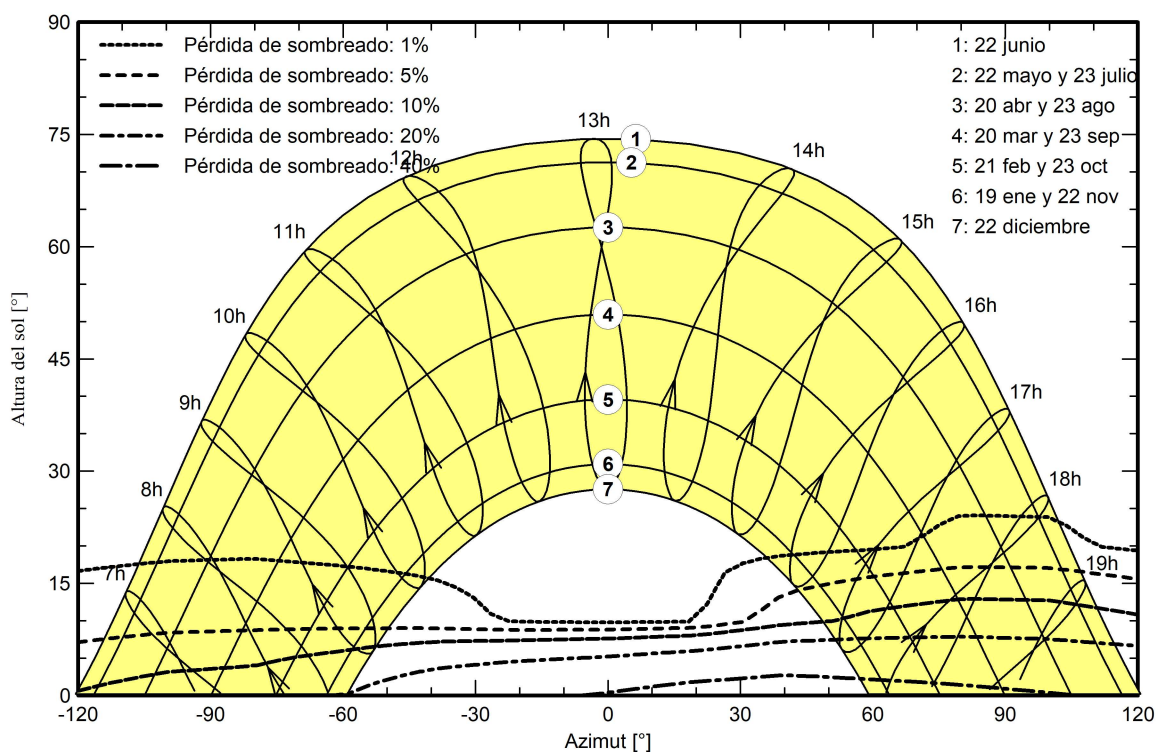
Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

No disponible

Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1





Proyecto: ACUAMED EB LLANERA

Variante: ACUAMED EB Llanera 24,29 MWp Tracker 1V Bifila 7,75 m
Inversor 330,5 kVA Módulo 710 W



PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

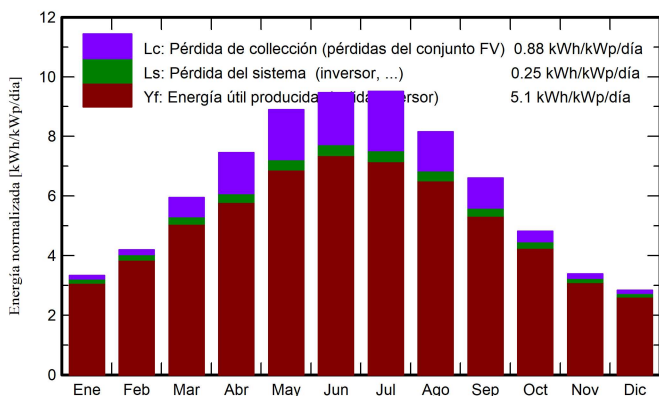
Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Resultados principales

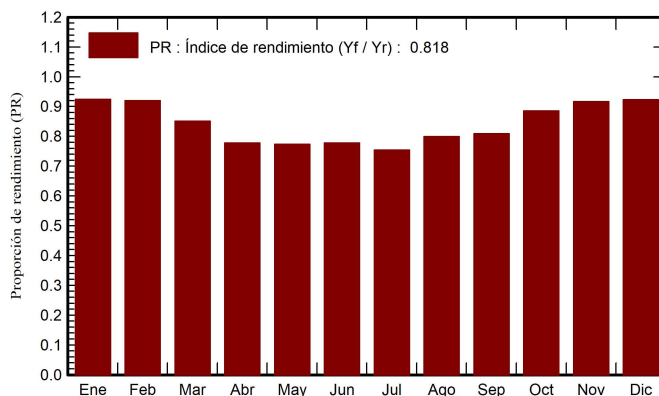
Producción del sistema

Energía producida 45184022 kWh/año Producción específica 1860 kWh/kWp/año
Proporción rend. PR 81.80 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	proporción
Enero	74.3	27.98	10.30	103.4	98.3	2429022	2321152	0.924
Febrero	88.6	38.10	10.88	117.4	111.9	2747975	2622921	0.919
Marzo	138.3	53.41	13.53	184.3	175.8	3997487	3810629	0.851
Abril	166.9	57.29	15.64	223.7	214.6	4434039	4225358	0.778
Mayo	208.3	80.28	19.26	276.0	264.7	5442069	5186129	0.774
Junio	218.9	84.25	23.39	284.2	273.4	5636080	5370165	0.778
Julio	222.2	74.88	26.52	294.8	283.4	5667960	5397467	0.754
Agosto	192.3	76.39	26.67	252.9	242.7	5159074	4911939	0.799
Septiembre	146.7	52.61	23.11	198.0	189.4	4085054	3891157	0.809
Octubre	110.7	44.27	19.49	149.3	142.1	3367142	3209422	0.885
Noviembre	75.5	32.73	13.90	101.6	96.5	2367382	2262180	0.917
Diciembre	64.0	24.15	10.84	88.1	83.7	2066806	1975504	0.923
Año	1706.7	646.34	17.84	2273.8	2176.6	47400089	45184022	0.818

Legendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

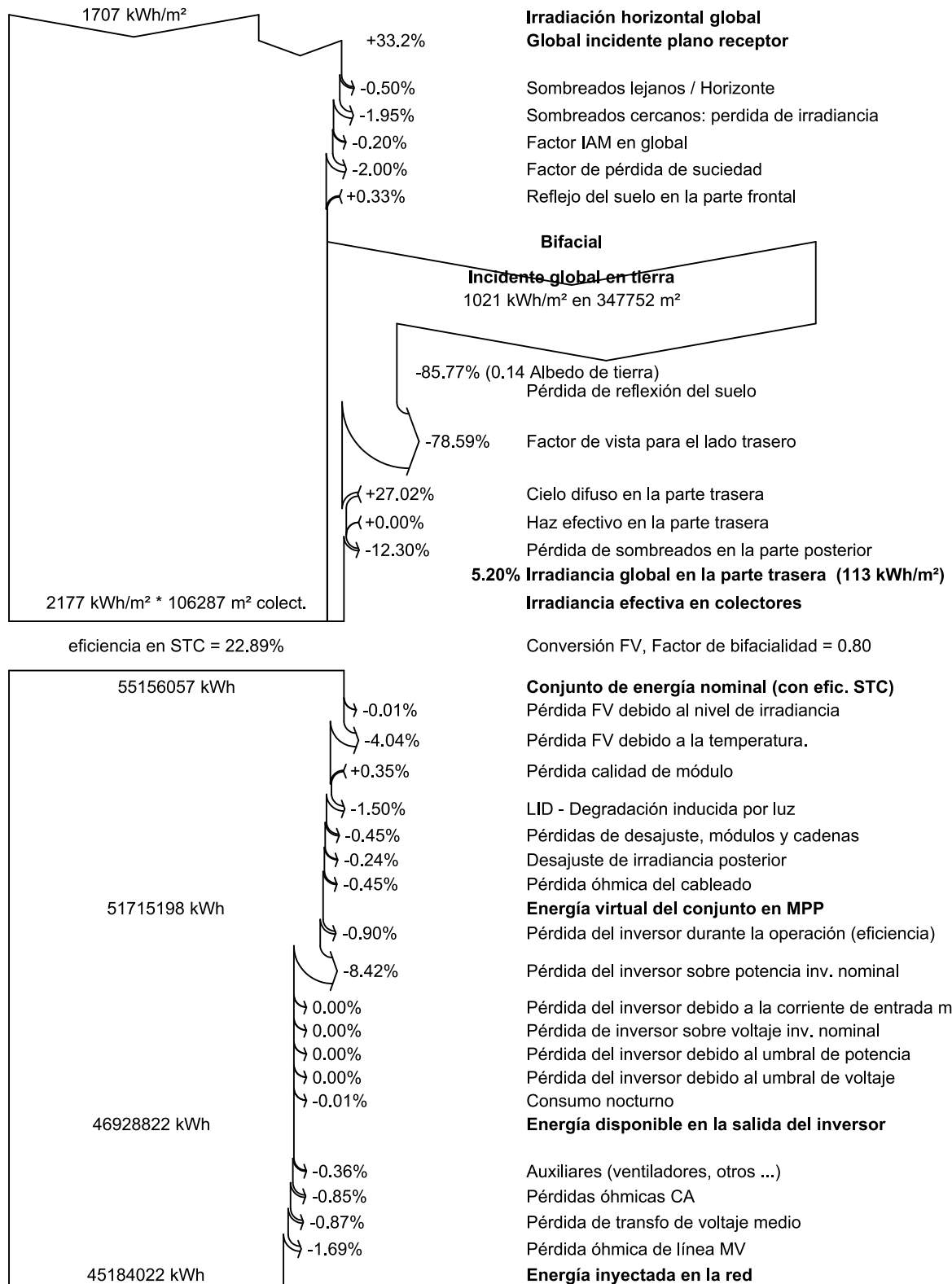


PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Diagrama de pérdida





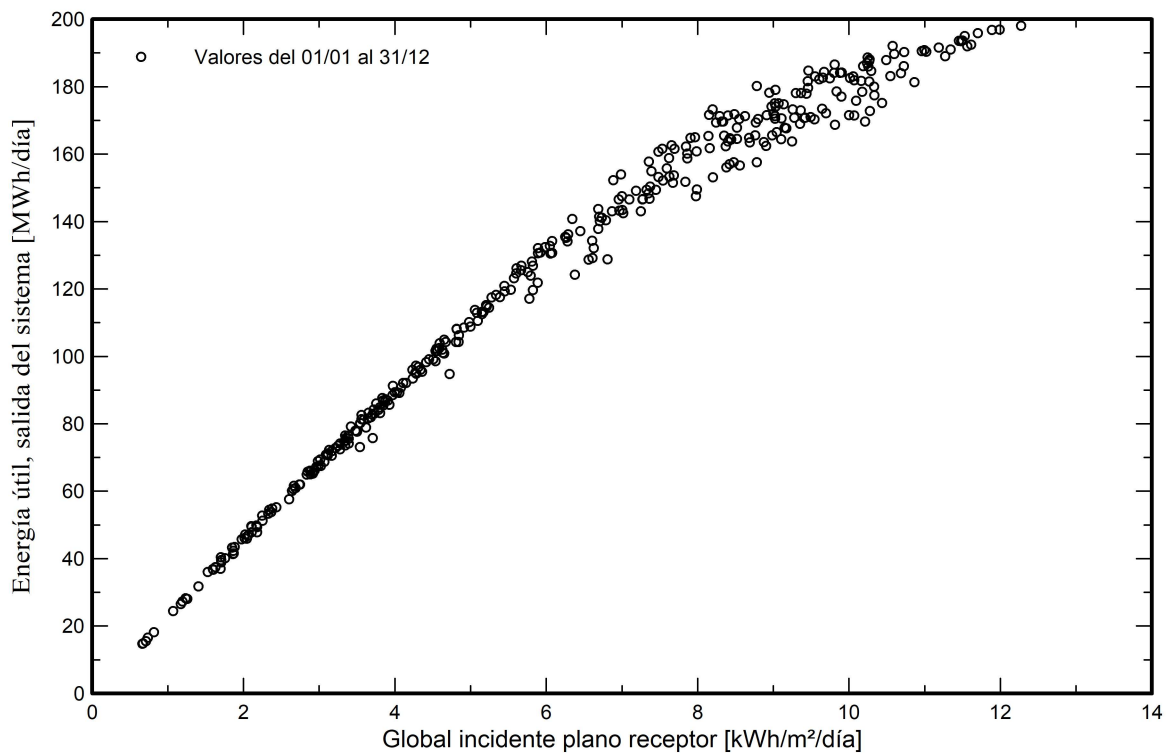
PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

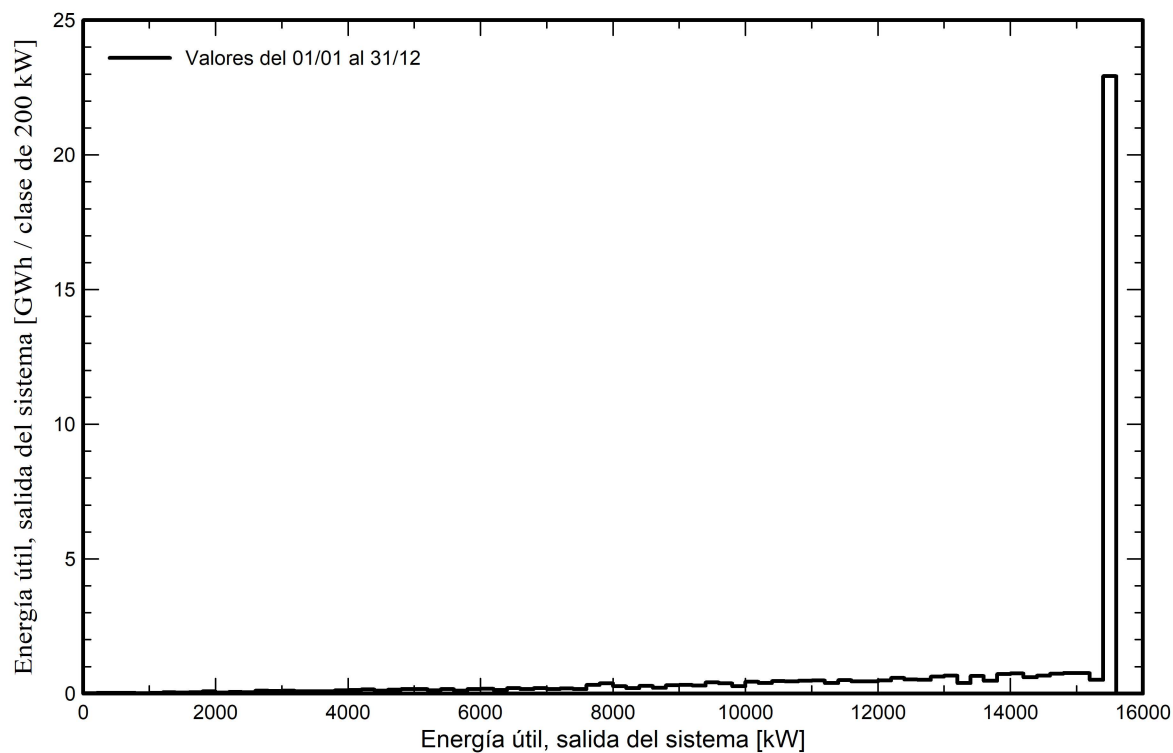
Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Meteonorm 8.1 (2004-2013), Sat=100%
Tipo Promedios mensuales
Sintético - Promedio multianual
Variabilidad año a año(Varianza) 2.7 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (datos meteo + sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 3.3 %

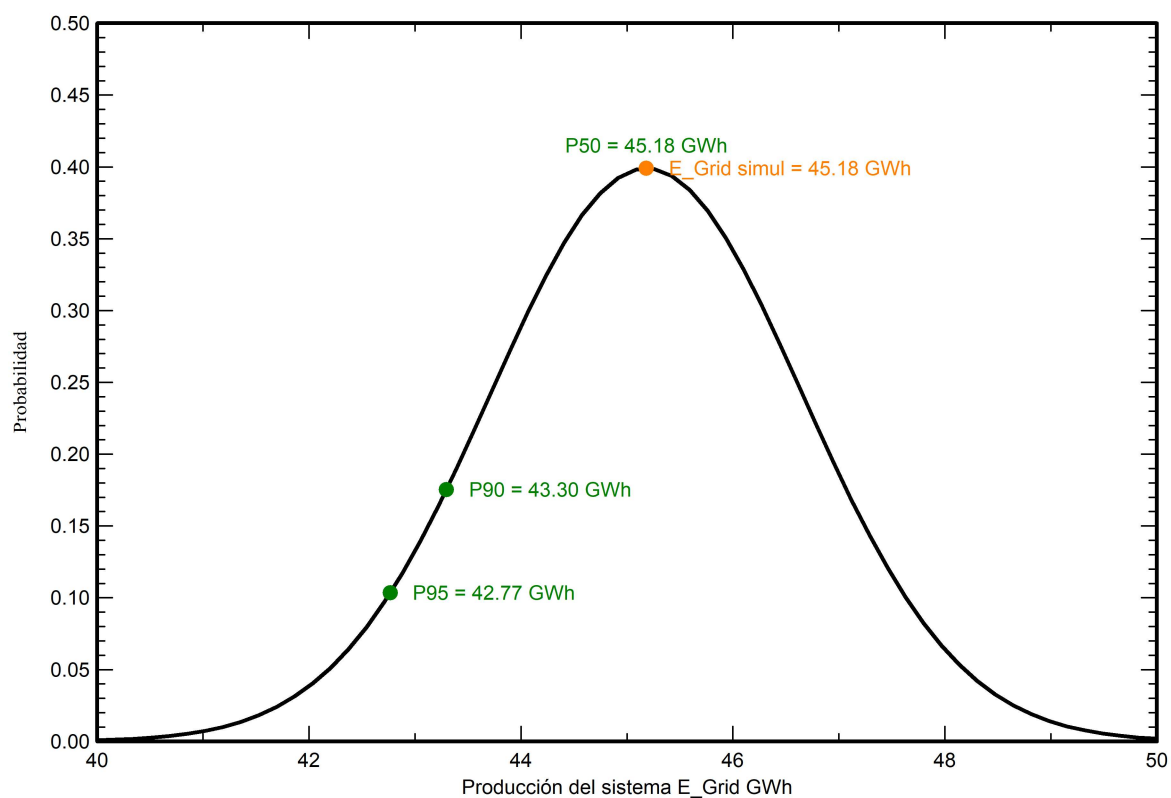
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 1.47 GWh
P50 45.18 GWh
P90 43.30 GWh
P95 42.77 GWh

Distribución de probabilidad





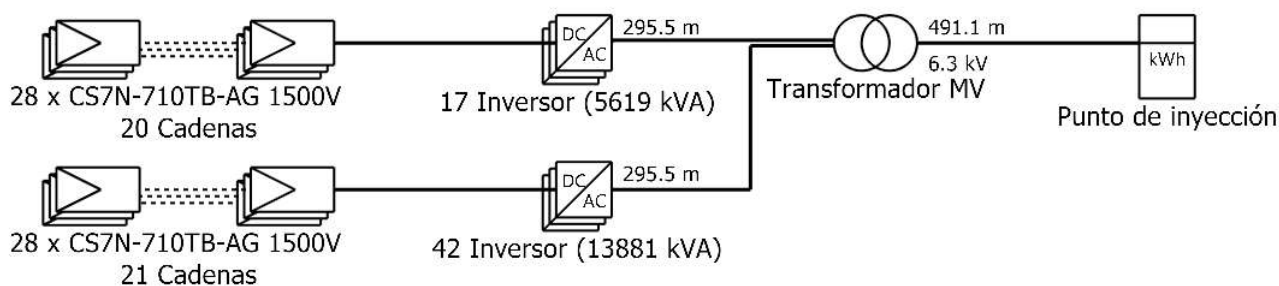
PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:

06/11/24 11:25

con V7.4.8

Diagrama unifilar



Módulo FV	CS7N-710TB-AG 1500V
Inversor	INGECON SUN 330TL M12
Cadena	28 x CS7N-710TB-AG 1500V



ACUAMED EB LLANERA

Izharia Ingeniería
y Consultoría SL (S

VCA : ACUAMED EB Llanera 24,29 MW
p Tracker 1V Bifila 7,75 m Inversor 33

06/11/24



PVsyst V7.4.8

VCA, Fecha de simulación:
06/11/24 17:01
con V7.4.8

Izharia Ingeniería y Consultoría SL (Spain)

Balance de emisiones de CO₂

Total: 727086.6 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 49164.74 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla

Emisiones reemplazadas

Total: 894643.6 tCO₂

Sistema de producción: 45184.02 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 660 gCO₂/kWh

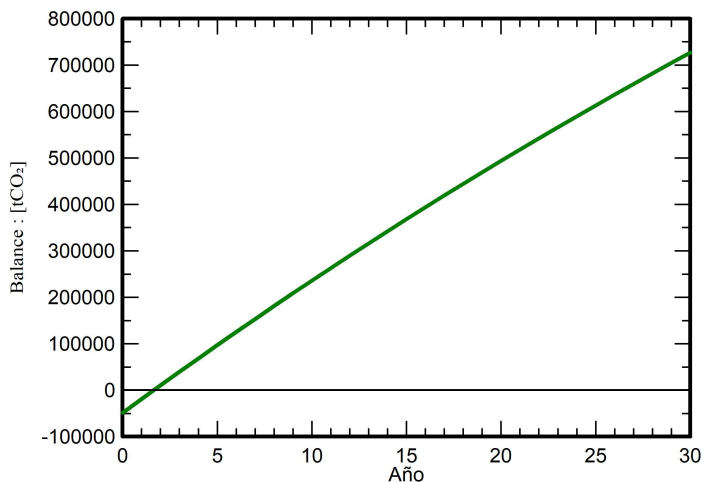
Fuente: Lista IEA

País: Zimbabwe

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	24293 kWp	41607724
Soportes	4.40 kgCO ₂ /kg	1710800 kg	7531284
Inversores	436 kgCO ₂ /unidades	59.0 unidades	25732

ANEJO 012. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

APÉNDICE 001. MEMORIA DE CÁLCULO DE CABLES

Madrid, 30 de octubre de 2024

El Ingeniero Industrial
al servicio de la empresa
Izharia Ingeniería

David Blanco de Miguel
Colegiado Nº17.831 – COIIM

INDICE

1. MEMORIA CÁLCULO DE CABLES LLANERA 5

1.1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO
5

1.1.1. CÁLCULO DE NÚMERO DE MÓDULOS POR SERIE 5

1.1.1. CÁLCULO NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO 7

1.2. CÁLCULOS DE BAJA TENSIÓN 8

1.2.1. OBJETO 8

1.2.2. NORMATIVA QUE APLICA 8

1.2.3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN CC
..... 9

1.2.4. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN CA
..... 9

1.2.5. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO CORRIENTE CONTINUA
..... 9

1.2.6. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO CORRIENTE ALTERNA 9

1.2.7. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE CC 10

1.2.8. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE CA 12

1.2.9. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN CC 15

1.2.10. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN CA 16

1.2.11. RESULTADOS CÁLCULOS BAJA TENSIÓN 17

1.3. CÁLCULO RED DE TIERRAS 32

1.3.1. OBJETO 32

1.3.2. DOCUMENTACIÓN, NORMATIVA Y MARCO LEGAL 32

1.3.3. PROGRAMA DE CÁLCULO 32

1.3.4. CÁLCULOS DE PUESTA A TIERRA DE BAJA TENSIÓN 32

1.3.5. PUESTA A TIERRA 33

1.3.6. DATOS DE PARTIDA 34

1.3.7. GEOMETRÍA DE LA RED DE TIERRAS 34

1.3.8. CÁLCULOS 35

1.3.9. RESULTADOS TEÓRICOS 38

1.3.10. INTERPRETACIÓN Y CONCLUSIÓN 39

1.4. ESTUDIO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS 40

1.4.1. NORMATIVA 40

1.4.2. INTRODUCCIÓN 40

1.4.3. ALCANCE 40

1.4.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN 40

1.4.5. CÁLCULO DEL CAMPO ELECTROMAGNÉTICO 41

1.4.6. CONCLUSIONES 42

1. MEMORIA CÁLCULO DE CABLES LLANERA

1.1. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico estará sobredimensionado un 24,56% respecto a la potencia nominal de los inversores con el fin de minimizar pérdidas y mejorar el punto de trabajo del inversor. La elección del factor de dimensionado viene determinada, principalmente, por las características de irradiancia y temperatura de la ubicación, la disposición de los módulos, las características de los equipos empleados y la retribución por la generación de energía.

Para seleccionar el factor de dimensionado que optimiza la captación de energía en relación a los metros cuadrados de captación instalados, se han considerado las características eléctricas de entrada del inversor seleccionado, así como las posibles pérdidas de energía que puedan aparecer en el tramo comprendido entre el generador fotovoltaico y el inversor (temperatura de operación, sombreados parciales, suciedad de los módulos, dispersión de parámetros, efecto Joule en el cableado de CC, etc.).

Se ha optado por una configuración de inversores conectados a centros de transformación. Dichos inversores tienen una potencia nominal de 330,50 KVA. El rango de tensión continua de trabajo del inversor es de 700 - 1.500 V.

1.1.1. CÁLCULO DE NÚMERO DE MÓDULOS POR SERIE

1.1.1.1. Número máximo de módulos por serie

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima en vacío de entrada al inversor (1.500 V). Ésta se corresponde con la tensión de circuito abierto del generador FV cuando la temperatura del módulo es mínima y la irradiancia es máxima.

Para ello, a partir de los datos meteorológicos de un año meteorológico típico (TMY), adquiridos con el software Meteonorm 8.1, y de los datos del módulo en cuestión, se analiza para un año las distintas situaciones que encontraremos en términos de irradiancia y temperatura. Con ello, se ajustará la tensión de vacío de cada momento y verificamos que nunca supera los 1.500 V.

La tensión máxima permitida para la entrada del inversor se determina por la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. Esta temperatura hace referencia a la temperatura ambiente mínima de la zona. En invierno, para las coordenadas seleccionadas en el municipio de Llanera de Ranes, esta temperatura se considera de -1°C, con una irradiancia mínima de 100 W/m².

La temperatura del módulo a dicha temperatura ambiente se determinará mediante la siguiente expresión:

$$T_{módulo} = T + \left(\frac{T_{NOC} - 20^{\circ}C}{800} \right) \times G$$

Donde:

$T_{módulo}$ es la temperatura del módulo a una determinada temperatura ambiente

T es la temperatura ambiente del emplazamiento

T_{NOC} es la temperatura de la célula cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m²

G es la irradiancia media del entorno

$$T_{módulo} = -1 + \left(\frac{41 - 20^{\circ}C}{800} \right) \times 100 = 1,63^{\circ}C$$

En cuanto a la tensión a circuito abierto medida a la salida del módulo, cuando se trabaja en condiciones diferentes de temperatura de 25°C, se utiliza el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto.

$$V_{OC} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \beta \times (T_{módulo} - 25^{\circ}C)$$

Donde:

V_{OC} es la tensión a circuito abierto del módulo

$V_{OC(25^{\circ}C)}$ es la tensión a circuito abierto del módulo a 25°C

β es el coeficiente de temperatura de la V_{OC}

En nuestro caso es igual a -0,25%/°C o lo que es igual -0,12075 V.

La tensión de circuito abierto para esta temperatura de módulo será, por tanto:

$$V_{OC} = 48,3 + (-0,12075) \times (1,63 - 25) = 51,12 \text{ V}$$

En cuanto a la corriente de cortocircuito medida a la salida del módulo cuando se trabaja en condiciones diferentes de temperatura de 25°C, se utiliza el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito.

$$I_{SC} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \alpha \times (T_{\text{módulo}} - 25^{\circ}C)$$

Donde:

I_{SC} es la corriente de cortocircuito del módulo

$I_{SC(25^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito del módulo a 25°C

α es el coeficiente de temperatura de la I_{SC}

En nuestro caso es igual a 0,05%/°C o lo que es igual 0,009295 A.

La corriente de cortocircuito para esta temperatura de módulo será, por tanto:

$$I_{SC} = 18,59 + (0,009295) \times (1,63 - 25) = 18,37 \text{ A}$$

Obtenidos estos resultados, el número máximo de módulos en serie será el cociente

entre la tensión máxima del inversor en el punto de máxima potencia entre la tensión de circuito abierto calculada para una temperatura mínima de módulo de 4,63°C.

$$N_{\text{máx.en serie}} = \frac{U_{\text{máx,MPP}}}{V_{OC}} = \frac{1.500}{51,12} = 29,34 \text{ módulos}$$

1.1.1.2. Número mínimo de módulos por serie

El número mínimo de módulos por serie está limitado por la tensión mínima de entrada al inversor (700 V). El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico. Esto normalmente se corresponde cuando la temperatura ambiente es relativamente elevada y la irradiancia es baja.

La tensión mínima permitida para la entrada del inversor se determina por la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo máxima. Esta temperatura hace referencia a la temperatura ambiente máxima de la zona. En verano, para las coordenadas seleccionadas en el municipio de Llanera de Ranes, esta temperatura se considera de 36°C, con una irradiancia máxima de 1.000 W/m².

La temperatura del módulo a dicha temperatura ambiente se determinará mediante la siguiente expresión:

$$T_{\text{módulo}} = T + \left(\frac{T_{NOC} - 20^{\circ}C}{800} \right) \times G$$

Donde:

$T_{\text{módulo}}$ es la temperatura del módulo a una determinada temperatura ambiente

T es la temperatura ambiente del emplazamiento

T_{NOC} es la temperatura de la célula cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m²

G es la irradiancia media del entorno

$$T_{\text{módulo}} = 36 + \left(\frac{41 - 20^\circ\text{C}}{800} \right) \times 1.000 = 62,25^\circ\text{C}$$

En cuanto a la tensión a circuito abierto medida a la salida del módulo cuando se trabaja en condiciones diferentes de temperatura de 25°C , se utiliza el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto.

$$V_{OC} = V_{OC(25^\circ\text{C})} + \beta \times (T_{\text{módulo}} - 25^\circ\text{C})$$

Donde:

V_{OC} es la tensión a circuito abierto del módulo

$V_{OC(25^\circ\text{C})}$ es la tensión a circuito abierto del módulo a 25°C

β es el coeficiente de temperatura de la V_{OC}

En nuestro caso es igual a $-0,25\%/^\circ\text{C}$ o lo que es igual $-0,12075$ V.

La tensión de circuito abierto para esta temperatura de módulo será, por tanto:

$$V_{OC} = 48,3 + (-0,12075) \times (62,25 - 25) = 43,80 \text{ V}$$

En cuanto a la corriente de cortocircuito medida a la salida del módulo cuando se trabaja en condiciones diferentes de temperatura de 25°C , se utiliza el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito.

$$I_{SC} = I_{SC(25^\circ\text{C})} + \alpha \times (T_{\text{módulo}} - 25^\circ\text{C})$$

Donde:

I_{SC} es la corriente de cortocircuito del módulo

$I_{SC(25^\circ\text{C})}$ es la corriente de cortocircuito del módulo a 25°C

α es el coeficiente de temperatura de la I_{SC}

En nuestro caso es igual a $0,05\%/^\circ\text{C}$ o lo que es igual $0,009295$ A.

La corriente de cortocircuito para esta temperatura de módulo será, por tanto:

$$I_{SC} = 18,59 + (0,009295) \times (62,25 - 25) = 18,94 \text{ A}$$

Obtenidos estos resultados, el número mínimo de módulos en serie será el cociente entre la tensión mínima del inversor en el punto de máxima potencia entre la tensión de circuito abierto calculada para una temperatura máxima de módulo de $62,25^\circ\text{C}$.

$$N_{\text{máx.en serie}} = \frac{U_{\text{máx,MPP}}}{V_{OC}} = \frac{700}{43,80} = 15,98 \text{ módulos}$$

Para cumplir con las condiciones establecidas por el inversor, se deben cumplir los siguientes requisitos:

$$N_{\text{mód.serie}} \times V_{OC,1,03^\circ\text{C}} = 28 \times 51,12 = 1.431,43 < 1.500 \quad \text{CUMPLE}$$

$$N_{\text{mód.serie}} \times V_{OC,66,55^\circ\text{C}} = 28 \times 43,80 = 1.226,46 > 700 \quad \text{CUMPLE}$$

1.1.1. CÁLCULO NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO

Para obtener el número de módulos en paralelo, según la ficha técnica del inversor, el número máximo de entrada por MPPT es de 2. Para verificar la validez del cumplimiento correcto de estas entradas, el número de entradas por MPPT debe ser igual al cociente entre la intensidad de máxima potencia del inversor y la intensidad máxima de cortocircuito del módulo calculada:

$$N_{mód.paralelo} = \frac{I_{MPPT,inversor}}{I_{SC,máxima}} = \frac{45}{18,94} = 2 \text{ módulos en paralelo}$$

Finalmente, teniendo todo lo anterior en cuenta, se elige la configuración óptima de 28 módulos/string. Por tanto, la configuración final será una combinación de mesas del tipo 1Vx28 y 1Vx56 (los seguidores son bifila para ambos casos), es decir, un string por cada estructura 1Vx28 y dos strings por cada estructura 1Vx56.

1.2. CÁLCULOS DE BAJA TENSIÓN

1.2.1. OBJETO

El presente apartado tiene por objeto verificar que la disposición de los cables de corriente continua de baja tensión desde los string hasta los inversores, y que el cable de corriente alterna de baja tensión desde los inversores hasta los centros de transformación, es adecuada para las condiciones nominales de funcionamiento a las que están sometidos. Los casos para verificar serán los más desfavorables de los bloques tipo de los que dispone la planta fotovoltaica PSFV Llanera.

Los cálculos se realizarán de acuerdo con la norma UNE HD 60364-5-52 (ITC-BT-19).

También se indican los cálculos necesarios para las caídas de tensión y pérdidas de potencia de los cables de corriente continua.

1.2.2. NORMATIVA QUE APLICA

La instalación se diseñará y construirá con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigentes, así como las normas técnicas particulares de los ayuntamientos implicados y la compañía que explota la red general de distribución eléctrica de la zona.

Para los cálculos eléctricos se cumplirá lo requerido en la última edición vigente de los códigos y normas que sean de aplicación de la siguiente lista, sin que esto suponga una restricción o renuncia a cualquier otro código y norma aplicable no relacionada en

la misma.

- International Standardization Organization (ISO).
- International Electrotechnical Commission (IEC).
- UNE-HD 60364-5-52.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Aprueba del Reglamento Electrotécnico Baja Tensión. Ministerio de Ciencia y Tecnología (18-09-2002).
- UNE 211435:2011: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
- UNE-HD 60364-5-52:2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE-HD 60364-7-712:2017: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- UNE 21089-1:2002: Identificación de los conductores aislados de los cables.
- UNE 21144:2012: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible.
- UNE 21123-2:2017: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 2: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de policloruro de vinilo.
- UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.

- UNE-EN 50525-2-51:2012: Cables eléctricos de baja tensión. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V (Uo/U). Parte 2-51: Cables de utilización general. Cables de control resistentes al aceite con aislamiento termoplástico (PVC).
- UNE-EN 61439-1/2/3:2012: Conjuntos de aparamenta de baja tensión.
- UNE-EN 60947-1:2008: Aparamenta de baja tensión. Parte 1, Reglas generales.
- IEC 60364:2011: Instalaciones eléctricas de baja tensión.

1.2.3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN CC

Los datos de partida considerados para el cálculo de la capacidad de corriente se resumen en las siguientes tablas:

Temperatura ambiente de diseño	16,14 °C
Temperatura del terreno	15°C
Resistividad térmica del terreno	1,5 K·m/W
Tipo de conductor	Cobre
Secciones de cableado	2x(1x6); 2x(1x10) mm²
Método de instalación	Enterrado bajo tubo
Método de instalación según UNE HD 60364-5-52	D1

Tabla 1 Cableado de nivel 1: cable de string hasta inversor

1.2.4. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN CA

Los datos de partida considerados para el cálculo de la capacidad de corriente se resumen en las siguientes tablas:

Temperatura ambiente de diseño	16,14 °C
Temperatura del terreno	15°C
Resistividad térmica del terreno	1,5 K·m/W
Tipo de conductor	Aluminio
Secciones de cableado	3x(1x240); 3x(1x400) mm²
Método de instalación	Enterrado bajo tubo/ Directamente enterrado

Método de instalación según UNE HD 60364-5-52

D1/D2

Tabla 2 Cableado de nivel 2: cable de inversor hasta CT

1.2.5. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO CORRIENTE CONTINUA

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos será conducida hasta las cajas de strings mediante cables solares de cobre (Cu) H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.) 1x6/10 mm

Los cables de corriente continua, de 6 mm² y 10 mm² desde el final de los módulos a las string box tienen las siguientes características:

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable (valor máximo)	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible al aire A (2)	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km)
(mm²)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(mm)	(1)	(Ω/km)			(2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90

Imagen 1 Propiedades cable H1Z2Z2-K de Cu

1.2.6. DESCRIPCIÓN DEL CABLEADO CORRIENTE ALTERNA

Por otro lado, el cable de corriente alterna que conecta los inversores con el centro de transformación será XZ1 (S) o RV-K, de aluminio (Al) con aislante XLPE y las siguientes características eléctricas:

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro conductor* (mm)	Espesor de aislam.* (mm)	Diá. nom. aislam. (mm)	Diámetro exterior* (mm)	Radio mínimo de curvatura (posición final) (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad máxima de corriente al aire		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado			Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión dc (90°C) (V (A.km))
							(1)		(2)			(3)			
							2 Cables (A)	3 Cables (A)	1 Cable (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	140	76	64	71	59	1,910	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	180	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	215	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	255	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	312	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	375	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	428	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	480	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	544	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	835	570	491	670	343	290	307	253	0,135	0,270
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1.035	673	577	773	395	320	345	275	0,108	0,216
1x400	22,5	2,0	27,0	30,0	150	1.345	740	653	844	440	370	405	310	0,0770	0,154

Imagen 2 Propiedades cable XZ1 (S) de Al

1.2.7. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE CC

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70 °C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90 °C para cables con aislamientos termoestables.

La intensidad máxima calculada para el diseño de cada línea viene dada por la expresión:

I_{cálculo} = 1,25 \cdot I_{máx}

Donde:

- I_{cálculo}: Intensidad máxima absorbida o prevista en la línea (A) mayorada por 1,25 de acuerdo con la ITC-BT-40.
- 1,25: mayoración de intensidad según ITC-BT-40 instalaciones de generación.

- I_{máx}: intensidad de cortocircuito del panel más la aportación del 10% por bifacialidad.

La corriente máxima admisible por los cables depende de una serie de factores, de sus características constructivas, así como de las características del terreno. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

I_{máx.adm} = Ft \cdot Fr \cdot Fnt \cdot I_z

Donde:

- Ft ≡ factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- Fr ≡ factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno.
- Fnt ≡ factor de corrección debido al número de ternas por circuito.
- I_z ≡ Intensidad máxima admisible que puede transportar el conductor antes de aplicar los factores de corrección, o en condiciones estándar. Se aplicarán los valores de la tabla B.52.3 de la norma UNE 60634 HD -5-52.

Las secciones finales seleccionadas deben cumplir con el siguiente criterio:

I_{cálculo} < I_{máx-adm}

A continuación, se desglosa la manera de obtener cada uno de los valores de la ecuación descrita anteriormente:

1.2.7.1. I_z Intensidad máxima admisible

En la siguiente tabla, correspondiente a la Tabla B.52.1 de la norma, tanto para cables de aluminio como de cobre, vienen dadas las intensidades máximas admisibles para los cables en distintos tipos de instalación. En concreto, se muestra la parte de la Tabla correspondiente a cable de cobre, y en ella

podemos ver el método de instalación para el cable de CC BT, que es enterrado bajo tubo (tipo D).

Para este valor se consulta la tabla cables aislados con XLPE, dos conductores cargados, cobre y cables enterrados bajo tubo (tomamos como referencia para el cálculo una sección de 6,00 mm², ya que resulta el caso más desfavorable).








Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Imagen 3 Intensidad máxima admisible, en amperios, para los métodos de instalación de la norma UNE-HD-60364-5-52

$$I_z = 53,00 A$$

Estas intensidades máximas admisibles son válidas para unos determinados valores de temperaturas, valor de resistividad térmica, profundidad. Como nuestra instalación se va a llevar a cabo en otras condiciones se debe corregir las intensidades de la tabla multiplicando el valor por unos factores de corrección que vienen dados en las siguientes tablas.

1.2.7.2. Factor de corrección por temperatura del terreno

Dependerá de la temperatura del terreno considerada y de la naturaleza del aislamiento. Cuando la temperatura del terreno del proyecto de la planta solar es

diferente a 20 °C, la corriente admisible del cable se debe corregir según los valores de la siguiente tabla (Tabla B.52.15 de la norma).

Este coeficiente se obtiene de la siguiente tabla considerando que la temperatura del suelo son 15,00°C.

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,60
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Imagen 4 Factores de corrección para temperatura ambiente del terreno diferente a 20 °C a aplicar a los conductores enterrados (norma UNE-HD-60364-5-52)

$$F_t = 1,04$$

1.2.7.3. Factor de corrección por resistividad térmica

Depende de la capacidad del terreno para disipar calor. Si el valor de la resistividad térmica del terreno donde se va a instalar la planta es diferente a 2,5 K·m/W entonces su el valor de la corriente admisible del cable se ha de corregir con los valores que se obtienen de la tabla B.52.16 de la UNE HD-60364-5-52 mostrada a continuación.

Este coeficiente se obtiene de la tabla considerando una resistividad térmica del suelo de 1,5 K·m/W.

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Imagen 5 Factores de corrección para cables directamente enterrados para terrenos con resistividad

diferente a 2,5 K·m/W (norma UNE HD 60364-5-52)

$F_r = 1,1$

1.2.7.4. Factor de agrupamiento

Es debido al calentamiento mutuo que se produce entre los cables que coinciden en la misma canalización ya que crea más dificultades para la disipación de calor. Dependerá de la tipología de la canalización, número y tipo de cables que discurren por ella.

Tabla B.52.19 – Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductos enterrados en el suelo – Método de instalación D1 de las tablas B.52.2 a B.52.5

A) Cables multipolares en conductos individuales				
Número de cables	Distancia entre conductos *			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

Imagen 6 Factores de reducción por agrupamiento de más de un circuito directamente enterrado (norma UNE HD 60364-5-52)

$F_{nt} = 0,45$

Por lo que la corriente máxima admisible por los cables es:

$I_{máx.adm} = 1,04 \cdot 1,1 \cdot 0,45 \cdot 53 = 27,28 \text{ A}$

La intensidad máxima calculada para el diseño de cada línea resulta:

$I_{cálculo} = 1,25 \cdot 20,45 = 25,56 \text{ A}$

$I_{cálculo} = 25,56 \text{ A} < I_{máx-adm} = 27,28 \text{ A}$

Como $I_{cálculo}$ es menor que $I_{máx-adm}$, se puede afirmar que la sección del cable cumple siguiendo este criterio.

1.2.8. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE CA

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70 °C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90 °C para cables con aislamientos termoestables.

La intensidad máxima calculada para el diseño de cada línea viene dada por la expresión:

$I_{cálculo} = I_{máx}$

Donde:

- $I_{cálculo}$: Intensidad máxima prevista en la línea (A).
- $I_{máx}$: intensidad máxima de salida del inversor.

La corriente máxima admisible por los cables depende de una serie de factores, de sus características constructivas, así como de las características del terreno. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$I_{máx.adm} = Ft \cdot Fr \cdot Fnt \cdot I_z$

Donde:

- F_t \equiv factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- F_r \equiv factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno.
- F_{nt} \equiv factor de corrección debido al número de agrupaciones de circuitos.
- I_z \equiv Intensidad máxima admisible que puede transportar el conductor antes de aplicar los factores de corrección, o en condiciones estándar.

Las secciones finales seleccionadas deben cumplir con el siguiente criterio:

$$I_{\text{cálculo}} < I_{\text{máx-adm}}$$

A continuación, se desglosa la manera de obtener cada uno de los valores de la ecuación descrita anteriormente:

1.2.8.1. I_z Intensidad máxima admisible

En la siguiente tabla, correspondiente a la Tabla B.52.5 de la norma, tanto para cables de aluminio como de cobre, vienen dadas las intensidades máximas admisibles para los cables en distintos tipos de instalación. En concreto, se muestra la parte de la Tabla correspondiente a cable de aluminio, y en ella podemos ver el método de instalación para el cable de CA BT, que es enterrado bajo tubo (tipo D1) y directamente enterrado (tipo D2).

Sección nominal del conductor mm²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Aluminio							
2,5	19	18	22	21	24	22	
4	25	24	29	28	32	28	
6	32	31	38	35	41	35	
10	44	41	52	48	57	46	
16	58	55	71	64	76	59	64
25	76	71	93	84	90	75	82
35	94	87	116	103	112	90	98
50	113	104	140	124	136	106	117
70	142	131	179	156	174	130	144
95	171	157	217	188	211	154	172
120	197	180	251	216	245	174	197
150	226	206	267	240	283	197	220
185	256	233	300	272	323	220	250
240	300	273	351	318	382	253	290
300	344	313	402	364	440	286	326
NOTA En las columnas 3, 5, 6 ,7 y 8, se supone que los conductores son circulares para un tamaño de hasta 16 mm² inclusive. Los valores indicados para mayores tamaños se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a los conductores circulares.							

Imagen 7 Intensidad máxima admisible, en amperios, para los métodos de instalación de la norma UNE-HD-60364-5-52

Para este valor se consulta la tabla B.52.1 de la Norma UNE HD 60364-5-52 cables aislados con XLPE, tres conductores cargados, aluminio y cables enterrados (se toma como referencia para el cálculo una sección de 240,00 mm²,en, ya que resulta el caso más desfavorable).

Para el caso de enterrado bajo tubo, solo se tienen secciones de 400 mm².

Sabiendo que la sección más desfavorable es la de 240,00 mm², se evaluarán dos casos, el directamente enterrado y el enterrado bajo tubo.

$$I_{z_bajotubo} = 350,00 \text{ A}$$

$$I_{z_directamenteenterrado} = 290,00 \text{ A}$$

Estas intensidades máximas admisibles son válidas para unos determinados valores de temperaturas, valor de resistividad térmica, profundidad. Como nuestra instalación se va a llevar a cabo en otras condiciones se debe corregir las intensidades de la tabla multiplicando el valor por unos factores de corrección que vienen dados en las siguientes tablas.

1.2.8.2. Factor de corrección por temperatura del terreno

Dependerá de la temperatura del terreno considerada y de la naturaleza del aislamiento. Cuando la temperatura del terreno del proyecto de la planta solar es diferente a 20 °C, la corriente admisible del cable se debe corregir según los valores de la siguiente tabla (Tabla B.52.15 de la norma).

Este coeficiente se obtiene de la siguiente tabla, considerando que la temperatura del suelo son 15,00°C.

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Imagen 8 Factores de corrección para temperatura ambiente del terreno diferente a 20 °C a aplicar a los conductores enterrados (norma UNE-HD-60364-5-52)

$F_t = 1,04$

1.2.8.3. Factor de corrección por resistividad térmica

Depende de la capacidad del terreno para disipar calor. Si el valor de la resistividad

térmica del terreno donde se va a instalar la planta es diferente a 2,5 K·m/W entonces su el valor de la corriente admisible del cable se ha de corregir con los valores que se obtienen de la tabla B.52.16 de la UNE HD-60364-5-52 mostrada a continuación.

Este coeficiente se obtiene de la tabla considerando una resistividad térmica del suelo de 1,50 K·m/W para canalizaciones directamente enterradas y una resistividad térmica de 1 K·m/W para cables enterrados bajo tubo en instalaciones hormigonadas.

Resistividad térmica K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección para cables en conductos enterrados	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Factor de corrección para cables enterrados directamente	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Imagen 9 . Factores de corrección para cables con resistividad diferente a 2,5 K·m/W (norma UNE HD 60364-5-52)

$F_{r_{bajotubo}} = 1,18$

$F_{r_{directamenteenterrados}} = 1,28$

1.2.8.4. Factor de agrupamiento


Es debido al calentamiento mutuo que se produce entre los cables que coinciden en la misma canalización ya que crea más dificultades para la disipación de calor. Dependerá de la tipología de la canalización, número y tipo de cables que discurren por ella.

Este coeficiente se obtiene de la tabla B.52.18 de la Norma UNE HD 60364-5-52, considerando que la agrupación más desfavorable son 8 circuitos a una separación de 0,20 m. Al no estar contemplado en la tabla se interpolará para obtener en cada caso el valor más cercano.

Tabla B.52.18 – Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados – Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 – Cables unipolares o multipolares

Número de circuitos	Distancia entre cables *				
	Nula (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

^a Cables multipolares



^a Cables unipolares




Imagen 10 Factores de reducción por agrupamiento de más de un circuito directamente enterrado (norma UNE HD 60364-5-52)

Tabla B.52.19 – Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductos enterrados en el suelo – Método de instalación D1 de las tablas B.52.2 a B.52.5

A) Cables multipolares en conductos individuales				
Número de cables	Distancia entre conductos *			
	Nula (conductos en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,78	0,88
9	0,52	0,73	0,77	0,87
10	0,49	0,72	0,76	0,86
11	0,47	0,70	0,75	0,86
12	0,45	0,69	0,74	0,85
13	0,44	0,68	0,73	0,85
14	0,42	0,68	0,72	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,71	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

^a Cables multipolares

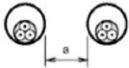


Imagen 11 Factores de reducción por agrupamiento de más de un circuito enterrado bajo tubo (norma UNE HD 60364-5-52)

$F_{nt_bajotubo} = 0,70$

$F_{nt_directamenteenterrado} = 0,62$

$I_{m\acute{a}x.adm} = Ft \cdot Fr \cdot Fnt \cdot I_z$

Por lo que la corriente máxima admisible por los cables es:

$I_{m\acute{a}x.adm_bajotubo} = 1,04 \cdot 1,18 \cdot 0,70 \cdot 350 = 300,66\text{ A}$

$I_{m\acute{a}x.adm_directamenteenterrado} = 1,04 \cdot 1,28 \cdot 0,62 \cdot 290 = 239,35\text{ A}$

Para que el cable esté bien dimensionado considerando el criterio de corriente máxima admisible, la corriente máxima que puede circular por el conductor (Imax) debe ser inferior (siendo para este caso de 238,5 A) a la corriente máxima admisible que soporta el cable. Siendo así para los dos casos expuestos.

1.2.9. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN CC

El criterio de caída de tensión establece que la sección del cable sea tal que la caída de tensión en él sea menor que la máxima admisible.

Se establece una caída de tensión máxima de 0,65% total entre cualquier módulo fotovoltaico y el punto de conexión con el inversor.

Las ecuaciones de cálculo son:

$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I$

$\Delta U[\%] = 100 \cdot \Delta U/U$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión expresada en [V] para el tramo considerado;

- R es la resistencia del cable expresada en $[\Omega]$ para la longitud del tramo;
- I es la intensidad de corriente de diseño expresada en $[A]$.

Para la obtención de la resistencia, observamos la ficha técnica del cable en cuestión. Esta resistencia viene referenciada a 20°C , por lo que habrá que calcularla para la temperatura de servicio del cable mediante la siguiente expresión:

$$R = R_{tcc} = R_{20cc} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Donde:

- R_{tcc} es la resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura θ
- R_{20cc} es la resistencia del conductor en corriente continua a 20°C
- α es el coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en $^{\circ}\text{C}^{-1}$
- θ es la temperatura de servicio

En el caso del cable LVDC, la temperatura de servicio se está tomando como la temperatura de operación.

La temperatura de servicio sigue la siguiente expresión:

$$T_{operación} = T_{ambiente} + (90 - T_{ambiente}) \times \left(\frac{I_{mpp}}{I_{adm.corregida}} \right)^2$$

$$T_{operación} = 15 + (90 - 15) \times \left(\frac{19,35}{27,28} \right)^2 = 52,73$$

En las tablas de cálculo se muestran los cálculos de caída de tensión para los tramos de nivel 1, comprobándose que la caída de tensión de los strings más desfavorables hasta el inversor, estén por debajo de 0,65%.

1.2.10. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN CA

El criterio de caída de tensión establece que la sección del cable sea tal que la caída de tensión en él sea menor que la máxima admisible.

Se establece una caída de tensión promedio máxima de 1,50% para todos los inversores de la planta, es decir:

Las ecuaciones de cálculo son:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot R \cdot I$$

$$\Delta U[\%] = 100 \cdot \Delta U / U$$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión expresada en $[V]$ para el tramo considerado;
- R es la resistencia del cable expresada en $[\Omega]$ para la longitud del tramo;
- I es la intensidad de corriente de diseño expresada en amperios $[A]$.

Para la obtención de la resistencia, observamos la ficha técnica del cable en cuestión. Esta resistencia viene referenciada a 20°C , por lo que habrá que calcularla para la temperatura de servicio del cable mediante la siguiente expresión. Además, si tenemos en cuenta el efecto pelicular y de proximidad:

$$R = R_{tca} = R_{tcc} \cdot (1 + Y_s + Y_p) = R_{20cc} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20)) \cdot (1 + Y_s + Y_p)$$

Dónde

- R_{tca} es la resistencia del conductor en corriente alterna a la temperatura θ
- R_{tcc} es la resistencia del conductor en corriente continua a la

temperatura θ

- R_{20cc} es la resistencia del conductor en corriente continua a 20°C
- α es el coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en $^{\circ}\text{C}^{-1}$
- θ es la temperatura de servicio en $^{\circ}\text{C}$
- Y_s es el incremento de la resistencia debido al efecto pelicular
- Y_p es el incremento de la resistencia debido al efecto de proximidad

En el caso del cable LVAC, la temperatura de servicio se está tomando como la temperatura máxima del cable.

En las tablas de cálculo se muestran los cálculos de caída de tensión para los tramos de nivel 2, comprobándose que la caída de tensión promedio del cableado de los inversores hasta los centros de transformación, estén por debajo de 1,50%.

1.2.11. RESULTADOS CÁLCULOS BAJA TENSIÓN

Las secciones de cable calculadas para cada tramo y las caídas de tensión en los cables de nivel 1 y nivel 2 del bloque tipo se muestran los apartados 1.2.11.1 y 1.2.11.2 del presente documento.

1.2.11.1. Resultados cálculos CC

DATOS DE PARTIDA	
BOCULO	
Fabricante	CANDIANOLAR
Modelo	BHKK7-CSI7N-710TB-AC
Potencia (Wp)	710
I _{mp} (A)	40.40
I _{mp} (A)	17.59
Voc (V)	48.30
Isc (A)	16.59
Tipología	Bifacial
Nº Mod.Airing	28
EMPLAZAMIENTO	
Tº ambiente (°C)	16.14
Tº terreno (°C)	16
Resistividad térmica terreno (K.m/W)	1.50
Resistividad térmica hormigón (K.m/W)	1.00
INSTALACIÓN	
Profundidad de instalación DC (m)	0.50
Separación entre circuitos DC string (m)	0.00
Factor de seguridad en intensidad	1.25

		TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN		0.65%		Promedio total		0.52%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																							
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Umpo (V)	Imp + bifacialidad (10%) (A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tº de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tº de servicio (Ω/m)	Resistencia cable a Tº de servicio (Ω)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Caída de tensión promedio por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima (Isc + bifacialidad [10%])	Intensidad mayorada (Imax+1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tº	Resistividad del terreno (K.m/W)	Ft: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax adm. corregida (A)	Comprobación Criterio (Imax+1.25x Imax adm. corregida)	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	67.15	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1392	5.39	0.48%	0.77%	NOT OK	0.46%	OK	104.20	0.48%	0.77%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	58.62	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1215	4.70	0.42%					90.96	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	50.36	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1044	4.04	0.36%					78.14	0.36%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	42.17	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1813	6.24	0.55%					120.78	0.55%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.83	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1256	4.86	0.43%					94.03	0.43%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	24.65	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0943	3.65	0.32%					70.80	0.32%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%					30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.93	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	4.00	0.36%					77.48	0.36%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.59	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0902	3.49	0.31%					67.54	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.90	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1303	5.04	0.45%					97.60	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	42.73	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1252	4.84	0.43%					93.73	0.43%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	72.04	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1493	5.78	0.51%					111.79	0.51%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	40.82	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1565	6.06	0.54%					117.19	0.54%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	80.23	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1663	6.43	0.57%					124.50	0.57%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	48.72	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1274	5.01	0.43%					106.04	0.43%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	89.65	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1858	7.19	0.64%					138.12	0.64%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	58.54	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1213	4.69	0.42%					90.83	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	97.85	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2028	7.85	0.69%					151.84	0.69%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	68.72	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1470	5.81	0.49%					106.04	0.49%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV01	String CT01-INV01-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	108.03	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2239	8.66	0.73%					167.64	0.73%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV02	String CT01-INV02-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	52.33	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1085	4.20	0.37%	0.71%	NOT OK		0.47%	OK	81.21	0.37%	0.71%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-INV02	String CT01-INV02-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	91.64	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1899	7.35	0.65%					142.21	0.65%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV02	String CT01-INV02-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	44.14	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1688	6.33	0.58%					73.51	0.58%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT01	Inverter CT01-INV02	String CT01-INV02-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	83.45	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1729	6.69	0.59%					129.49	0.59%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV02	String CT01-INV02-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	33.86	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1295	5.01	0.44%					96.96	0.44%		20.45	25.56														

DATOS DE PARTIDA		
RESUMIO		
Fabricante	CANADIAN SOLAR	EMPLAZAMIENTO
Modelo	BHMK7-710T8-AC	Tº ambiente (°C)
Potencia (Wp)	710	Tº terreno (°C)
Irr (A)	40.40	Resistividad térmica terreno (K.m/W)
Irr (A)	17.59	Resistividad térmica hormigón (K.m/W)
Voc (V)	48.30	INSTALACIÓN
Isc (A)	16.59	Profundidad de instalación DC (m)
Tipología	Monocristalino	Separación entre circuitos DC string (m)
Nº Mod string	28	Factor de seguridad en intensidad

		TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN		0.65%		Promedio total		0.65%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE												Comprobación											
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Ump (V)	Imp + bifalicidad (10%)(A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tº de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tº de servicio (D mm2/m)	Resistencia cable a Tº servicio (D)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	0.65% Criterio CDT max. ≤ 0.65%	Comprobación	Caída de tensión promedio por inversor (%)	0.65% Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima (Isc + bifalicidad) (10%)	Intensidad mayorada (Imax+1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tº	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm. corregida (A)	Comprobación Criterio (Imax+1.25x Imax adm. corregida)
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	65.27	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1353	5.23	0.46%	0.81%	NOT OK	0.51%	OK	101.29	0.46%	0.81%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	57.08	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1183	4.58	0.40%				88.58	0.40%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	96.40	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1988	7.73	0.67%				149.58	0.68%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	38.78	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.1522	5.89	0.52%				113.83	0.52%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	31.58	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.1208	4.67	0.41%				90.45	0.41%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	70.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1489	5.69	0.50%				110.01	0.50%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.0406	1.57	0.14%				30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.60	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.0863	3.49	0.31%				67.58	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	35.86	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.1371	5.31	0.47%				102.69	0.47%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	44.06	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.1685	6.52	0.58%				126.17	0.58%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	83.37	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1728	6.69	0.59%				129.37	0.59%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.75	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1509	4.29	0.38%				83.04	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	92.82	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1824	7.44	0.66%				144.04	0.66%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	101.02	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2084	8.10	0.72%				156.77	0.72%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	61.71	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1279	4.95	0.44%				95.76	0.44%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	104.59	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2167	8.39	0.74%				162.29	0.74%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.09	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1639	6.34	0.56%				122.74	0.56%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.53	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	4.00	0.35%				77.47	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	92.91	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1304	5.05	0.45%				97.62	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	75.77	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1558	6.03	0.53%				116.80	0.53%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.35	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1553	6.01	0.53%				116.30	0.53%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV07	String CT01-INV07-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	114.26	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2388	9.16	0.81%				177.30	0.81%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT01	Inverter CT01-INV08	String CT01-INV08-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	35.45	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0228	0.1356	5.25	0.46%	0.71%	NOT OK	0.47%	OK	101.53	0.46%	0.71%	20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT01	Inverter CT01-INV08	String CT01-INV08-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.75	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1509	4.29	0.38%				83.04	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.5									

DATOS DE PARTIDA		
RESUMEN		
Fabricante	CANADIANSOLAR	EMPLAZAMIENTO
Modelo	BHMK7-70T8-A2	Tª ambiente (°C)
Potencia (Wp)	710	Tª terreno (°C)
Irr (A)	40.40	Resistividad térmica terreno (Km/W)
Irr (A)	17.59	Resistividad térmica hormigón (Km/W)
Voc (V)	48.30	INSTALACIÓN
Isc (A)	16.59	Profundidad de instalación DC (m)
Tipología	Monocristalino	Separación entre circuitos DC string (m)
Nº Mod string	28	Factor de seguridad en intensidad

		TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN		0.65%		Promedio total		0.52%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE												Comprobación										
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de Instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Ump (V)	Imp + bifalicidad [10%] (A)	Nº de cond./polo	Sección cable por cable a Tª de servicio (mm²)	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (D mm2m)	Resistencia cable a Tª de servicio (D mm2m)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima (A) (Ic + bifalicidad)	Intensidad mayorada (Imax+1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tª	Resistividad del terreno (K·m/V)	Fr: Factor de corrección por suelo y terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por profundidad	Imax: Admis. (A)	Comprobación Criterio (Imax+1.25·m·Admis. cargada)	
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST001	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	138.63	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2573	11.12	0.96%	0.96%	NOT OK	0.57%	OK	215.12	0.98%	0.96%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST002	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	91.11	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1888	7.31	0.65%					141.39	0.68%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST003	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	110.42	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2203	10.46	0.82%					202.39	0.82%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST004	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.82	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1654	6.40	0.52%					123.02	0.55%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST005	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	119.13	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2479	9.55	0.84%					184.67	0.84%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST006	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	71.83	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1485	5.74	0.51%					111.16	0.51%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST007	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	110.94	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2299	8.90	0.77%					172.16	0.79%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST008	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	87.72	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.3073	3.72	0.31%					23.98	0.32%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST009	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	63.98	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1318	5.10	0.46%					96.66	0.46%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST010	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	102.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2132	8.25	0.73%					159.68	0.73%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST011	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	86.92	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%					30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST012	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	60.82	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1049	4.24	0.35%					80.63	0.36%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST013	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	109.91	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1863	7.21	0.64%					138.53	0.64%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST014	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	27.85	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1065	4.12	0.38%					78.75	0.38%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST015	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	67.83	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1406	5.44	0.40%					105.26	0.40%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST016	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	36.03	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0278	0.33	0.47%					36.03	0.47%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST017	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	76.02	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1575	6.10	0.54%					117.96	0.54%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST018	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	59.07	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1224	4.74	0.42%					91.66	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST019	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	67.26	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1394	5.39	0.46%					104.38	0.46%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV13	String CT01-NV13-ST020	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	98.32	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1642	6.97	0.74%					154.12	0.74%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST001	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	100.38	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2080	8.05	0.71%	0.74%	NOT OK	0.49%	OK	165.77	0.71%	0.74%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST002	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	92.20	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1911	7.39	0.65%					143.08	0.65%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST003	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	52.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1096	4.24	0.38%					82.06	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST004	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	82.00	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1704	6.59	0.58%					127.58	0.58%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST005	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	42.91	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1641	6.35	0.58%					122.88	0.58%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST006	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.01	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1534	5.94	0.52%					114.45	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST007	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	34.70	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1327	5.14	0.40%					58.38	0.40%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST008	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	82.80	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1304	5.04	0.42%					101.20	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST009	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.59	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0902	3.49	0.31%					67.55	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST010	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.93	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1005	4.00	0.35%					101.48	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST011	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0272	0.32	0.45%					10.62	0.45%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST012	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	46.98	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1361	5.27	0.47%					101.94	0.47%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST013	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	26.38	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1009	3.90	0.35%					75.55	0.35%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST014	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	73.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1531	5.93	0.52%					114.66	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST015	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	34.48	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1022	4.23	0.42%					58.02	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT01	Inverter CT01-NV14	String CT01-NV14-ST016	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	85.01	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1782	6.82	0.60%					131.91	0.60%		20.45														

DATOS DE PARTIDA		
BOQUE		
Fabricante	CANADIAN SOLAR	
Modelo	BHMK7 C57N-710TB-A	
Potencia (Wp)	710	
I _{mp} (A)	40.40	
I _{mp} (A)	17.59	
V _{oc} (V)	48.30	
I _{sc} (A)	16.59	
Tipología	Bifacial	
Nº Mod.Airing	28	

		TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN		0.65%		Promedio total		0.62%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE										Ft: Factor de corrección por T1		Resistividad del terreno (Kcm/W)		Ft: Factor de corrección por resistividad del terreno		Distancia entre cables (m)		Fag: Factor de corrección por agrupamiento		Profundidad de instalación (m)		Fp: Factor de corrección por Profundidad		I _{max} adm. corregida (A)		Comprobación Criterio (I _{max} 1.25x I _{max} adm. corregida)	
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de Instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	U _{mp} (V)	Imp + bifacialidad [10%] (A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	T1 de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a T1 de servicio (D mm2m)	Resistencia cable por T1 de servicio (D mm2m)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Caída de tensión promedio por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Caída de tensión promedio por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima I _{sc} (I _{sc} + bifacialidad [10%])	Intensidad mayorada (I _{max} 1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	I ₂ : Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T1	Resistividad del terreno (Kcm/W)	Ft: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I _{max} adm. corregida (A)	Comprobación Criterio (I _{max} 1.25x I _{max} adm. corregida)			
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	40.56	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1551	6.00	0.53%	1.36%	NOT OK	0.67%	NOT OK	116.16	0.53%	1.36%	20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.37	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1238	4.79	0.42%					92.70	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.60	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0903	3.49	0.31%					67.58	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%					30.41	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	24.26	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0928	3.59	0.32%					69.48	0.32%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.45	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1241	4.80	0.42%					92.94	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	41.50	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1587	6.14	0.54%					118.65	0.54%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	48.69	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1000	3.99	0.30%					77.11	0.30%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	58.68	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1216	4.71	0.42%					91.06	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	66.88	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1386	5.36	0.47%					103.78	0.47%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	77.24	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1601	6.19	0.55%					119.86	0.55%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	86.63	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1771	6.85	0.61%					132.57	0.61%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	101.23	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2098	8.12	0.72%					157.08	0.72%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	109.42	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2288	8.78	0.78%					169.80	0.78%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	191.48	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3988	15.35	1.36%					297.10	1.36%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	38.67	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1517	5.87	0.51%					113.60	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	147.44	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3056	11.82	1.06%					228.80	1.06%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	139.25	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2886	11.17	0.99%					216.09	0.99%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	103.40	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2143	8.29	0.72%					160.45	0.73%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	142.71	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2968	11.45	1.04%					221.46	1.07%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	95.21	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1973	7.04	0.67%					147.74	0.67%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV19	String CT01-INV19-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	134.52	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2788	10.79	0.95%					208.74	0.95%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT01	Inverter CT01-INV20	String CT01-INV20-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	31.47	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1203	4.66	0.41%	6.70%	NOT OK	0.48%	OK	90.11		0.70%	20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT01	Inverter CT01-INV20	String CT01-INV20-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	38.67	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1517	5.87	0.51%																											

DATOS DE PARTIDA		
RESUMIO		
Fabricante	CANDIANSOLAR	EMPLAZAMIENTO
Modelo	BH6u7 C57N-710T-AC	Tº ambiente (°C)
Potencia (Wp)	710	Tº terreno (°C)
Irrp (A)	40.40	Resistividad térmica terreno (K/mW)
Irrp (A)	17.59	Resistividad térmica hormigón (K/mW)
Voc (V)	48.30	INSTALACIÓN
Isc (A)	16.59	Profundidad de instalación DC (m)
Tipología	28	Separación entre circuitos DC string (m)
Nº Mod string	28	Factor de seguridad en intensidad

		TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN		0.65%		0.65%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																									
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Umpo (V)	Imp + bifalicidad (10%)(A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tº de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tº de servicio (D mm2)(m)	Resistencia cable a Tº de servicio (D mm2)(m)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Promedio total	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima (Isc + bifalicidad) (10%)(A)	Intensidad mayorada (Imax.1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tº	Resistividad del terreno (K/mW)	Ft: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm. corregida (A)	Comprobación Criterio (Imax.1.25x Imax.adm corregida)
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.97	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1657	6.41	0.57%	0.65%	OK	0.45%	OK	124.09	0.57%	0.65%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	40.66	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1555	6.02	0.53%					116.44	0.53%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	71.78	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1488	5.76	0.51%					111.39	0.51%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.50	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.47	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1242	4.81	0.42%					92.89	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.75	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1300	5.03	0.44%					97.37	0.44%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.44	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0886	3.47	0.31%					67.12	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.77	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1031	3.99	0.35%					77.23	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.46	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0400	1.55	0.14%					30.37	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	64.24	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1331	5.15	0.46%					99.69	0.46%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	24.83	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0954	3.69	0.33%					71.40	0.33%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	72.47	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1502	5.81	0.51%					112.45	0.51%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	97.91	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0229	0.2009	7.85	0.64%					151.54	0.64%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	52.04	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1078	4.17	0.37%					80.75	0.37%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	91.35	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1883	7.33	0.65%					141.75	0.65%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	43.79	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1675	6.48	0.57%					125.41	0.57%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	83.10	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1722	6.66	0.59%					128.96	0.59%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	37.30	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1427	5.52	0.49%					106.81	0.49%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	76.61	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1588	6.14	0.54%					118.88	0.54%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	27.24	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1042	4.03	0.36%					76.00	0.36%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	66.65	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1579	5.34	0.47%					103.27	0.47%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.46	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1242	4.81	0.42%					92.98	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV03	String CT02-INV03-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	39.08	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1495	5.78	0.51%					111.91	0.51%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV04	String CT02-INV04-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	58.60	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1215	4.70	0.42%	0.69%	NOT OK	0.49%	OK	90.94	0.42%	0.69%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-INV04	String CT02-INV04-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	97.91	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2009	7.85	0.64%					151.54	0.64%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04									

DATOS DE PARTIDA		
RESUMIO		
Fabricante	CANADIAN SOLAR	EMPLAZAMIENTO
Modelo	BH67/CS7N-710TR-AC	Tª ambiente (°C)
Potencia (Wp)	710	Tª terreno (°C)
Irr (A)	40.40	Resistividad térmica terreno (K.m/W)
Irr (A)	17.59	Resistividad térmica hormigón (K.m/W)
Voc (V)	48.30	INSTALACIÓN
Isc (A)	16.59	Profundidad de instalación DC (m)
Tipología	Monocristalino	Separación entre circuitos DC string (m)
Nº Mod string	28	Factor de seguridad en intensidad

		TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN		0.65%		Promedio total		0.65%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																							
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de Instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Ump (V)	Imp + bifurcación [%] (A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (D mm2/m)	Resistencia cable a Tª servicio (Ω)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (V)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Caída de tensión promedio por inversor (V)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (V)	Intensidad máxima admisible (Isc x bifurcación [%])	Intensidad mayorada (Imax+1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	I2: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tª	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax adm. corregida (A)	Comprobación Criterio (Imax+1.25x Imax adm. corregida)	
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	40.20	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1537	5.95	0.53%	1.25%	NOT OK	0.68%	NOT OK	115.12	0.53%	1.25%	20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.12	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1228	4.75	0.42%				91.98	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.93	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0915	3.54	0.31%				66.52	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%				30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.58	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0902	3.49	0.31%				67.54	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	71.32	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1478	5.72	0.51%				110.68	0.51%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.50	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1647	6.38	0.56%				123.36	0.56%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	127.63	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2661	10.26	0.91%				188.62	0.91%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	88.62	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1837	7.11	0.63%				137.52	0.63%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	136.12	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2821	10.92	0.97%				211.22	0.97%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	96.81	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2006	7.76	0.69%				150.22	0.69%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	147.44	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3056	11.82	1.05%				228.80	1.05%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	108.13	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2241	8.67	0.77%				167.80	0.77%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	155.84	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3226	12.48	1.10%				241.52	1.10%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	116.33	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2411	9.33	0.82%				180.51	0.82%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.58	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0902	3.49	0.31%				67.52	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	98.35	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2038	7.89	0.70%				152.62	0.70%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	90.16	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1869	7.23	0.64%				139.91	0.64%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	64.98	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1347	5.21	0.46%				100.63	0.46%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	16.75	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1177	4.65	0.40%				28.12	0.40%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	48.39	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1851	7.16	0.83%				138.58	0.83%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-INV09	String CT02-INV09-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	172.87	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3579	13.85	1.22%				267.95	1.22%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV10	String CT02-INV10-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	145.06	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3008	11.63	1.03%		1.03%	NOT OK	0.59%	OK	225.11	1.03%	1.03%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT02	Inverter CT02-INV10	String CT02-INV10-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	126.16	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2619	10.13	0.90%				198.08	0.90%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV10	String CT02-INV10-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	118.17	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2449	9.48	0.84%				163.38	0.84%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-INV10	String CT02-INV10-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	42.20	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1614	6.25	0.55%				120.86	0.55%		20.45	25.56	12	6													

TIPO DE INSTALACIÓN					MEDIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN				0.65%		Promedio total		0.52%		PÉRDIDAS DE POTENCIA			CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																			
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACIÓN		Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Ump (V)	Imp + bifalicidad (%)	Nº de pñ. de cable	Sección cable para caída de tensión (mm²)	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (Ω·mm²/m)	Resistencia cable a Tª de servicio (Ω)	Caída de tensión por tramo (V)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio COT máx. ± 0.65%	Comprobación COT promedio por inversor (%)	Comprobación COT promedio por inversor ± 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima admisible (A)	Intensidad mayorada (máx.1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz. intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft. Factor de corrección por Ft	Resistividad del terreno (K·Ω·m)	Ff: Factor de corrección por el terreno	Distancia entre cables (m)	Fag. Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm. (A)	Comprobación criterio Imax. adm. (máx.1.25m con corrección)
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	64.69	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1341	5.19	0.46%	0.98%	NOT OK	0.55%	OK	100.38	0.46%	0.98%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	56.50	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1171	4.53	0.40%				87.67	0.40%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	87.62	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1816	7.03	0.62%				135.97	0.62%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	138.21	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0209	0.2746	11.5	0.87%				213.41	0.87%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	78.42	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1646	6.37	0.56%				123.24	0.56%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	40.11	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1534	5.94	0.52%				114.87	0.52%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.91	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0209	0.1304	5.04	0.45%				97.62	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	87.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0209	0.2082	7.89	0.62%				131.99	0.62%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.83	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	4.00	0.35%				77.47	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.60	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%				30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	113.47	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2475	9.71	0.59%				193.47	0.59%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	71.19	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0209	0.1219	4.72	0.42%				91.29	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.38	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1645	6.37	0.56%				123.18	0.56%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	47.07	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1533	5.93	0.52%				114.78	0.52%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	149.21	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2988	11.73	0.85%				261.41	0.85%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	50.07	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1183	4.58	0.40%				86.60	0.40%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	104.60	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2168	8.39	0.74%				162.31	0.74%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	66.29	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1353	5.24	0.46%				101.31	0.46%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	201.32	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0209	0.2695	10.85	0.93%				256.92	0.93%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	90.71	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1680	7.28	0.64%				140.76	0.64%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	136.21	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2864	11.08	0.84%				214.48	0.84%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV15	String CT02-NV15-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	153.20	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2950	11.39	0.82%				248.90	0.82%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	93.15	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1930	7.47	0.66%	0.66%	NOT OK	0.47%	OK	144.54	0.66%	0.66%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	53.84	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1116	4.32	0.38%				83.54	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	84.95	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1781	6.81	0.60%				131.83	0.60%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	130.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0209	0.1746	7.76	0.69%				212.72	0.69%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	73.76	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1529	5.92	0.52%				114.45	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	34.25	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1317	5.10	0.45%				86.65	0.45%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	101.74	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2139	8.26	0.69%				151.74	0.69%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	26.25	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1004	3.89	0.34%				75.18	0.34%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.68	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1030	3.98	0.35%				77.09	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.37	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0997	1.53	0.14%				29.69	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	97.40	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1303	5.04	0.45%				101.48	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	73.35	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0901	3.49	0.31%				67.43	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.90	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1532	5.93	0.52%				114.68	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK		
CT02	Inverter CT02-NV16	String CT02-NV16-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	34.59	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1303	5.12	0.45%				99.96	0.45%		20.45	25.56</															

		TIPO DE INSTALACION		MEDICIONES		CALCULO POR CAIDA DE TENSION										0.65%		Promedio total		0.52%		PERDIDAS DE POTENCIA		CALCULO POR INTENSIDAD MAXIMA ADMISIBLE															
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tip. de conductor	INSTALACION	Método de instalación (Cable a T 5-52)	Longitud total (m)	Ump (V)	Imp + T [%] (A)	Nº de cond. por cable	Sección cable por cable + tensión por tensión (mm²)	Tº de servicio del cable	Resistividad del cable a T (Ω-mm2m)	Resistencia al servicio (Ω)	Caida de tensión del tramo (V)	Caida de tensión del tramo (%)	Caida de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT max ≤ 0.65%	Caida de tensión promedio por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima admisible (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Nº de conductores	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por terreno	Resistividad del terreno (K-Ω/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Pag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Prometividad	Imax. adm. corregida (A)	Comprobación Criterio Imax (Imax adm. corregida)		
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	83.90	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1324	5.12	0.45%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	99.16	0.45%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	103.21	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2139	8.28	0.71%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	160.16	0.45%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	56.68	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1154	4.47	0.39%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	86.41	0.39%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	94.99	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1969	7.62	0.57%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	147.41	0.67%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	123.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2681	10.45	0.87%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	212.22	0.87%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	83.25	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1725	6.68	0.59%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	129.19	0.59%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	35.76	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1368	5.29	0.47%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	102.41	0.47%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	75.07	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1596	6.02	0.53%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	116.49	0.53%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	27.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.0903	3.48	0.31%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	57.22	0.31%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.92	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1304	5.05	0.45%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	97.84	0.45%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	15.60	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0997	2.31	0.20%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	44.67	0.20%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	85.20	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1738	6.46	0.59%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	140.20	0.59%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	27.45	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1050	4.06	0.36%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	76.60	0.36%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	66.76	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1383	5.35	0.47%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	103.59	0.47%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	35.64	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1083	5.28	0.47%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	102.08	0.47%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	118.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2853	11.01	0.97%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	245.82	0.97%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	47.30	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1089	7.00	0.62%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	135.47	0.62%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	86.81	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1795	6.95	0.61%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	134.41	0.61%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	133.50	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3360	14.45	1.26%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	306.13	1.26%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	94.93	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1965	8.70	0.67%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	147.13	0.67%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	67.29	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1395	5.40	0.48%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	104.42	0.48%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV01	String CT03-INV01-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	106.60	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2209	8.55	0.76%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	165.42	0.76%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	158.80	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.3851	15.25	1.34%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	340.84	1.34%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	94.64	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1961	7.59	0.67%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	146.86	0.67%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	83.06	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1721	6.66	0.59%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	128.90	0.59%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	43.75	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1073	6.48	0.57%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	125.30	0.57%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.85	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1551	5.91	0.51%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	110.02	0.51%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	35.54	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1369	5.26	0.47%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	101.79	0.47%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1303	5.04	0.45%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	97.59	0.45%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.58	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0902	3.49	0.31%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	67.53	0.31%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	77.40	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1636	6.08	0.57%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	126.47	0.57%	0.76%	20.45	25.56	12	10	71	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	30.40	0.14%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK
CT03	Inverter CT03-INV02	String CT03-INV02-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	27.08	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1038	4.01	0.35%	0.70%	NOT OK	0.51%	OK	77.56	0.35%	0.76%	20.45	25.56	12	6	53	20.45	15	1.04	1.50	1.10	0					

CT		Inversor		String		Nº de strings		Tipo de conductor		INSTALACION		Método de instalación (UNE EN 60332-5-2)		CONDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN										0.05%		Promedio total		0.52%		PÉRDIDAS DE POTENCIA		CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE									
												Longitud total (m)	Umpo (V)			Imp + bifasicidad (%)	Nº de cond. por string	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tª de servicio del cable a Tª de servicio (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (Ω·mm²/m)	Resistencia cable a Tª de servicio (Ω)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión por tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima admisible por tramo (A)	Intensidad máxima por tramo (A)	Nº de arcos por tramo	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por terreno	Resistividad del terreno (K·m/m)	Ft: Factor de corrección por resistencia del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por profundidad
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	94.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1953	7.56	0.67%	0.75%	NOT OK	0.50%	OK	146.20	0.67%	0.75%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	54.91	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1138	4.40	0.39%					85.20	0.39%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	82.72	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1714	6.63	0.59%					128.36	0.59%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	43.41	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1680	6.42	0.57%					124.32	0.57%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.53	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1565	5.15	0.52%					115.02	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	35.22	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1347	5.21	0.46%					100.86	0.46%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.98	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1305	5.05	0.45%					97.73	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.67	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0965	5.30	0.31%					67.78	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.96	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	5.10	0.38%					77.51	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.64	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0407	1.57	0.14%					20.45	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	66.03	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1388	5.30	0.47%					102.46	0.47%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	26.72	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1232	5.32	0.35%					75.32	0.35%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	74.24	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1539	5.95	0.53%					115.20	0.53%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	36.93	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1336	5.17	0.46%					100.03	0.46%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	84.39	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1790	6.93	0.61%					134.05	0.61%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	47.07	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1362	5.81	0.51%					103.72	0.51%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	94.56	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1960	7.58	0.67%					146.74	0.67%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	55.25	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1145	4.43	0.39%					85.74	0.39%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	106.61	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2199	8.47	0.71%					163.88	0.71%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	60.29	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1374	5.32	0.49%					98.29	0.49%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	102.41	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2122	8.21	0.73%					158.92	0.73%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV07	String CT03-INV07-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	63.10	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1308	5.06	0.45%					97.92	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	103.20	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2139	8.28	0.72%	0.77%	NOT OK	0.51%	OK	160.15	0.73%	0.77%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	63.85	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1324	5.24	0.45%					98.12	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	92.69	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1921	7.43	0.66%					143.83	0.66%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	53.38	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1106	4.28	0.38%					82.83	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	84.47	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1751	6.77	0.60%					131.08	0.60%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	50.16	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1227	4.96	0.52%					103.72	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	34.70	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1540	5.96	0.53%					115.30	0.53%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	34.79	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1328	5.18	0.46%					100.20	0.46%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	26.95	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	5.10	0.38%					75.32	0.38%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	36.71	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1025	3.96	0.35%					76.71	0.35%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.93	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	4.00	0.35%					77.47	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%					30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	36.13	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1348	5.08	0.45%					98.13	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK					
CT03	Inverter CT03-INV08	String CT03-INV08-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.82	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0911	3.53	0.31%					68.22	0.31%		20.45																			

DATOS DE PARTIDA		
BOCULO		
Fabricante	CANDIANSOLAR	EMPLAZAMIENTO
Modelo	BHKA7/CS7N-710TS-AC	Tº ambiente (°C)
Potencia (Wp)	710	Tº terreno (°C)
Irrp (A)	40.40	Resistividad térmica terreno (Km/W)
Irrp (A)	17.59	Resistividad térmica hormigón (Km/W)
Voc (V)	48.30	INSTALACIÓN
Isc (A)	16.59	Profundidad de instalación DC (m)
Tipología	Monocristalino	Separación entre circuitos DC string (m)
Nº Mod.Ajring	28	Factor de seguridad en intensidad

TIPO DE INSTALACIÓN				MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN										0.65%		Promedio total		0.52%		PÉRDIDAS DE POTENCIA			CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE												0.52%	
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACION	Método de Instalación (LINE HD 60364 5-52)	Longitud total (m)	Umpg (V)	Irrp + bifacialidad [10%] (A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tº de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tº de servicio (D mm2/m)	Resistencia cable a Tº servicio (Ω)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Caída de tensión promedio por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima Irmax (Isc + bifacialidad [10%])	Intensidad mayorada (Irmax.1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Pt: Factor de corrección por Tº	Resistividad del terreno (Km/W)	Ft: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Irrmax adm. corregida (A)	Comprobación Criterio (Irmax.1.25-Irrmax.adm.corregida)
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	106.35	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2204	8.53	0.75%	0.86%	NOT OK	0.52%	OK	165.03	0.75%	0.86%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	98.14	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2034	7.87	0.70%				152.29	0.70%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	81.21	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1863	6.51	0.58%				126.02	0.58%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	41.90	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1603	6.20	0.55%				120.00	0.55%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	73.03	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1514	5.86	0.52%				113.33	0.52%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	33.72	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1290	4.99	0.44%				96.57	0.44%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	62.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1303	5.04	0.45%				97.59	0.45%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.58	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0902	3.49	0.31%				67.53	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.83	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1035	4.00	0.35%				77.48	0.35%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%				30.41	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	65.29	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1409	5.57	0.49%				107.71	0.49%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	30.10	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1151	4.46	0.39%				86.21	0.39%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	77.61	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1608	6.22	0.55%				120.43	0.55%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	38.30	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1485	5.67	0.50%				109.69	0.50%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	96.37	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1987	7.73	0.67%				168.41	0.67%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	57.06	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1183	4.58	0.40%				88.55	0.40%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	104.57	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2167	8.39	0.74%				162.28	0.74%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	65.29	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1363	5.23	0.46%				101.27	0.46%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	121.42	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2516	9.74	0.84%				188.41	0.84%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	82.10	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1702	6.58	0.58%				127.41	0.58%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR21	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	67.04	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1389	5.38	0.48%				104.03	0.48%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV13	String CT03-INV13-STR22	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	58.83	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1219	4.72	0.42%				91.29	0.42%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR01	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	84.22	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1746	6.75	0.60%	0.90%	NOT OK	0.56%	OK	130.70	0.60%	0.90%	20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR02	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	44.81	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1718	6.65	0.59%				128.63	0.59%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR03	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	110.78	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2295	8.88	0.75%				171.87	0.75%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR04	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	71.44	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1481	5.73	0.51%				110.87	0.51%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	118.93	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2465	9.54	0.84%				164.55	0.84%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.62	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1650	6.39	0.56%				123.55	0.56%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	119.20	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2470	9.96	0.85%				164.98	0.85%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV14	String CT03-INV14-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	79.89	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1656	6.41	0.57%				123.88	0.57%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1			

DATOS DE PARTIDA		
Módulo		EMPLAZAMIENTO
Fabricante	CANADIANSOLAR	Tª ambiente (°C)
Modelo	BHKK7/CS7N-710TS-AC	Tª terreno (°C)
Potencia (Wp)	710	Resistividad térmica terreno (K.m/W)
I _{mp} (A)	40.40	Resistividad térmica hormigón (K.m/W)
I _{mp} (A)	17.59	INSTALACIÓN
V _{oc} (V)	48.30	Profundidad de instalación DC (m)
I _{sc} (A)	16.59	Separación entre circuitos DC string (m)
Tipología	Bifacial	Factor de seguridad en intensidad
Nº Mód./string	28	

				TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES		CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN										0.65%		Promedio objetivo		0.52%		PÉRDIDAS DE POTENCIA			CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE												
CT	Inversor	String	Nº de strings	Tipo de conductor	INSTALACION	Método de Instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud total (m)	Umpp (V)	I _{mp} + bifacialidad [10%] (A)	Nº de cond./polo	Sección cable por caída de tensión (mm²)	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (D mm2/m)	Resistencia cable a Tª servicio (Ω)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión máxima por inversor (%)	Comprobación criterio CDT máx. ≤ 0.65%	Caída de tensión promedio por inversor (%)	Comprobación CDT promedio por inversor ≤ 0.65%	Pérdida de potencia (W)	Pérdida de potencia (%)	Pérdida de potencia máxima por inversor (%)	Intensidad máxima I _{max} (I _{sc} + bifacialidad [10%])	Intensidad mayorada (I _{max} ·1.25)	Nº de circuitos agrupados	Sección cable por intensidad admisible (mm²)	I _c : Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tª	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I _{max} adm corregida (A)	Comprobación Criterio (I _{max} ·1.25≤ I _{max} adm corregida)	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR05	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	80.38	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1866	6.45	0.57%					124.74	0.57%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR06	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	88.57	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1836	7.10	0.63%					137.45	0.63%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR07	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	100.18	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2076	8.03	0.71%	0.71%					155.45	0.71%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR08	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	108.37	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.2246	8.69	0.77%	0.77%					168.16	0.77%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR09	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	40.47	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1548	5.99	0.53%					115.90	0.53%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR10	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	32.26	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1234	4.77	0.42%					92.38	0.42%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR11	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	41.07	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1571	6.08	0.54%					117.62	0.54%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR12	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	49.26	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1021	3.95	0.30%					76.45	0.30%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR13	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	60.67	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1261	4.88	0.43%					94.45	0.43%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR14	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	69.06	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1431	5.54	0.49%					107.16	0.49%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR15	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	23.83	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0911	3.53	0.31%					68.24	0.31%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR16	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	10.62	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.0406	1.57	0.14%					30.40	0.14%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR17	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	27.95	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1069	4.14	0.37%					80.03	0.37%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR18	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	36.14	1131.20	19.35	1	6	52.72	0.0229	0.1362	5.35	0.47%					103.49	0.47%		20.45	25.56	12	6	53	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	27.28	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR19	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	53.31	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1105	4.28	0.30%					82.73	0.30%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	
CT03	Inverter CT03-INV16	String CT03-INV16-STR20	1	Cu	Enterrado bajo tubo (terreno)	D1	61.50	1131.20	19.35	1	10	36.02	0.0207	0.1275	4.93	0.44%					95.44	0.44%		20.45	25.56	12	10	71	15	1.04	1.50	1.10	0	0.45	0.5	1	36.55	OK	

1.2.11.2. Resultados cálculos CA

[illegible]

1.3. CÁLCULO RED DE TIERRAS

1.3.1. OBJETO

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación eléctrica donde las personas puedan circular o permanecer, y exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella, estas queden protegidas.

Se presenta a continuación la justificación de la red de puesta a tierra de la planta solar fotovoltaica PSFV LLANERA. Véase también, para una información más precisa, el plano SV3822-UIH-GEN-001-PLA-REN-007-Red de Tierras.

1.3.2. DOCUMENTACIÓN, NORMATIVA Y MARCO LEGAL

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Norma IEEE Std 80-2013 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding".
- Norma IEEE Std 2778-2020 "IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection".
- Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones complementarias (ITC) BT01 a BT51.
- UNE-IEC/TS 60479-1 – Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos. Parte 1: Aspectos generales.
- UNE-EN 61537 – Conducción de cables. Sistemas de bandejas y de bandejas de escalera.
- UNE-HD 60364-4-43 – Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobrecorrientes.

- UNE-HD 60364-5-54 – Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.

1.3.3. PROGRAMA DE CÁLCULO

Hoja de cálculo en Excel desarrollada por el equipo técnico.

1.3.4. CÁLCULOS DE PUESTA A TIERRA DE BAJA TENSIÓN

Dado que las instalaciones y equipos eléctricos son operados por personas, deben cumplir con la normativa aplicable del país con el objetivo de evitar los contactos directos e indirectos del usuario.

Por lo tanto, la instalación eléctrica debe estar conectada a tierra para operar los dispositivos de seguridad ubicados en los cuadros eléctricos en un tiempo determinado y limitar los niveles de corriente y/o voltaje a los valores prescritos en la normativa.

1.3.4.1. Medidas de protección contra contactos eléctricos

Las medidas de protección contra contactos eléctricos son reguladas en España por el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión (REBT), que establece todas las medidas de protección relevantes que deben ser implementadas en una instalación eléctrica interior con el objetivo de garantizar un grado de protección óptimo para los usuarios.

Es importante indicar que la primera medida de protección es evitar la ocurrencia de contactos eléctricos. En el caso de contactos directos, se puede evitar fácilmente si los usuarios de las instalaciones eléctricas obedecen las instrucciones y las señales de seguridad. En el caso de contactos indirectos, se pueden evitar realizando un adecuado mantenimiento preventivo de las instalaciones y de los equipos asociados a las mismas.

1.3.4.1.1. Contactos directos

El contacto directo se define como la situación en la que la persona o usuario de una instalación interior toca con alguna parte de su cuerpo un punto del circuito de energía

eléctrica que en condiciones normales se encuentra energizado.

De acuerdo con el reglamento, el usuario de una instalación eléctrica deberá estar protegido contra contactos directos con partes energizadas utilizando cualquiera de las medidas indicadas a continuación o mediante una combinación de ellas.

- Recubrimiento de las partes energizadas con aisladores adecuados, que solo se pueden eliminar destruyéndolos.
- Separar las partes energizadas mediante rejas, tabiques u obstáculos similares para que nadie pueda tocar accidentalmente estas partes y que solo personal cualificado tenga acceso al área así definida.
- Ubicar la parte energizada fuera del área accesible por una persona, que es la medida desde donde se puede ubicar la persona.
- Uso de protección complementaria mediante dispositivos de corriente diferencial o dispositivo de control de aislamiento. El uso de tales dispositivos no constituye en sí mismo una medida de protección completa y requiere el uso de una de las medidas de protección enumeradas anteriormente.

En términos generales, las medidas adoptadas para evitar la ocurrencia de un contacto directo son únicamente preventivas y serán efectivas si los usuarios de las instalaciones cumplen con las instrucciones de seguridad necesarias para evitar este tipo de contacto.

1.3.4.1.2. Contactos indirectos

El contacto indirecto se define como la situación en la que la persona o el usuario de una instalación interior o exterior toca una parte metálica de un equipo eléctrico que, en condiciones normales, no está energizado, pero que podría energizarse en condiciones de defecto.

Este tipo de contacto es particularmente peligroso porque es difícil de prevenir por parte del usuario, y la protección contra ellos se logra aplicando algunas de las

siguientes medidas.

- Instalar protecciones mediante corte automático de la fuente de alimentación en caso de avería para evitar que se mantenga una tensión de contacto de valor suficiente durante un tiempo que pueda suponer un riesgo.
- Utilizando equipos con aislamiento doble o reforzado (clase II) o construido en fábrica y con aislamiento equivalente (doble o reforzado)
- Protección en sitios no conductores, de manera que, en caso de defecto del aislamiento principal de las partes activas, se evite el contacto simultáneo con partes que puedan estar en diferentes tensiones.
- Mediante conexiones equipotenciales locales no puestas a tierra, conectando todas las masas y todos los elementos conductores a los que se pueda acceder simultáneamente.
- Considerando una protección de separación eléctrica proporcionada por un transformador de aislamiento o una fuente que garantice un grado de seguridad equivalente.

1.3.5. PUESTA A TIERRA

El cálculo de la resistencia equivalente de tierra se realizará de acuerdo con la IEEE Std. 80/2000, así como el cálculo de las tensiones de contacto y paso resultantes. A mayores, en el Proyecto Constructivo se deberá incluir un estudio de PAT por elementos finitos así como un estudio pararrayos.

El cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas, y máximas aplicables se realiza de acuerdo con la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT- 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Complementarias.

En el caso de la puesta a tierra de PSFV LLANERA, se realizará una única malla que tenga en cuenta los tres centros de transformación de la planta.

1.3.6. DATOS DE PARTIDA

Frecuencia de la red	50 Hz
Temperatura ambiente	16,14 °C
Temperatura máxima permitida del conductor	1.083 °C
Tiempo de despeje de la falta (t_s)	0,5 s
Corriente de cortocircuito simétrica (I_g)	13465 A
Resistividad del suelo	122 Ω -m
Resistividad de la graba	405 Ω -m
Espesor de la graba triturada	0,8 m
Profundidad de la cuadrícula (h)	0,8 m
Profundidad de referencia de la cuadrícula (h_0)	1,0 m

Tabla 3 Datos de partida para cálculo de puesta a tierra

1.3.7. GEOMETRÍA DE LA RED DE TIERRAS

La puesta a tierra se realizará mediante una malla directamente enterrada con conductores desnudos de 50 mm² y 35 mm² a una profundidad de 0,8 metros. Las líneas de tierra irán a lo largo de las zanjas por donde discurren los conductores y entorno a los centros de transformación. La red de tierras puede observarse en el plano SV3822-UIH-GEN-001-PLA-REN-007-Red de Tierras, tiene las siguiente dimensiones y características:

Profundidad de la red de tierras (h)	0,8 m
Longitud total de conductores enterrados 35 mm ² (Lt)	12.526,53 m
Longitud total de conductores enterrados 50 mm ² (Lt)	3.063,48 m



Imagen 12. Esquema de malla a tierra de PSFV LLANERA.

1.3.8. CÁLCULOS

1.3.8.1. Conductor de puesta a tierra

Para el cálculo del conductor de tierra se ha de atender al nivel de cortocircuito en la planta, que, que tal y como se ve en los datos de partida, se asume en 13,46 kA. El conductor de tierra se trata de cable de cobre de sección 35 mm² para la puesta a tierra de los paneles y estructuras, y de 50 mm² para el centro de transformación.

Según el IEEE 80-2000, se ha calculado la sección siguiendo la siguiente fórmula, y empleando algunos de los valores de la Tabla 4, teniendo en cuenta que el material empleado es cobre recocido blando-estirado:

S_min = (I / (sqrt((TCAP * 10^-4) / (t_c * alpha_r * rho_r)) * ln((K_0 + T_m) / (K_0 + T_a)))) = 32,84 mm^2

Donde:

- alpha_r es la resistividad del conductor en Ohm-m
- rho_r es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia Tr en 1/°C
- T_m es la máxima temperatura permitida en °C
- T_a es la temperatura ambiente en °C
- K_0 = (1 / alpha_r) - T_a en °C
- TCAP es la capacidad térmica por unidad de volumen en J / (cm³ °C)

Description	Material Conductivity (%)	alpha_r factor at 20°C	K_0 at (0°C)	Fusing Temperature T_m (°C)	rho_r 20°C (micro Ohm.cm)	TCAP Thermal Capacity [J/(cm³.°C)]
Copper annealed soft - drawn	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Copper, commercial hard - drawn	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Copper-clad steel wire	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85
Copper-clad steel wire	30	0,00378	245	700	5,86	3,85
Copper-clad steel rod	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85
Aluminium EC Grade	61	0,00403	228	657	2,86	2,56
Aluminium 5005 alloy	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6
Aluminium 6201 alloy	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6
Aluminium-clad steel wire	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58
Steel, 1020	10,8	0,0016	605	1510	15,9	3,28
Stainless - clad steel rod	9,8	0,0016	605	1400	17,5	4,44
Zinc-coated steel rod	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93
Stanless steel, 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,03
Copper bare conductor	100	0,0045	202,22	500	13,8	3,7

Tabla 4. Características del conductor.

El menor conductor empleado es de 35 mm² el cual es mayor a la sección mínima desde el punto de vista eléctrico y por la normativa, por lo que queda validado, preservando la seguridad.

En base a estos datos se han seleccionado los diámetros de los conductores a tierra, que serán de 8,0 mm para el caso de conductores de 50 mm² y un diámetro de 6,7 mm para el caso de los 35 mm²

1.3.8.2. Cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas admisibles

Siguiendo la norma IEEE 80-2000 en la página 27 se define el método de cálculo de las tensiones de paso y contacto para un cuerpo de 70 kg.

En primer lugar, se debe calcular el factor de reducción de la capa superficial, C_s, cuya fórmula corresponde a la ecuación 27 de la norma mencionada previamente, así como, el factor de reflexión entre diferentes resistividades de material:

$$C_s = \frac{0,09(1-\frac{\rho}{\rho_s})}{2hs+0,09} = 0,96 \quad K = \frac{\rho-\rho_s}{\rho+\rho_s} = -0,54$$

Donde:

- ρ es la resistividad del terreno bajo el material superficial en Ω -m
- ρ_s es la resistividad de la superficie del material en Ω -m
- hs es la rugosidad de la superficie del material en m

Y a partir de ello podemos obtener ya las tensiones de paso y contacto:

$$U_{paso} = (1000 + 6C_s \times \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} = 741,49 \text{ V}$$

$$U_{contacto} = (1000 + 1,5C_s \times \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} = 351,90 \text{ V}$$

1.3.8.3. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra y de la intensidad de red máxima

Para calcular la intensidad de defecto en primer lugar deberemos obtener el valor de la resistencia de puesta a tierra, así como definir el trazado preliminar de cuadrícula que se va a aplicar en la simulación de la puesta tierra. Este trazado preliminar se toma en función de un mallado total sobre la superficie planta suponiendo que su distribución es rectangular, ese rectángulo será diferente para el caso del conductor de 35 mm² frente al de 50 mm².

Para la resistencia de puesta tierra emplearemos la fórmula reflejada en la norma IEEE 80-2000 que se refleja a continuación:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

- $L_T = L_R + L_C$ es la longitud total de los conductores y las varillas enterrados
- $L_R = N_r \times L_r$ es la longitud total de las varillas de tierra
- L_C es la longitud del conductor de red
- A es el área de la red de tierras

Se obtiene:

	Sección 35 mm²	Sección 50 mm²
Largo de la malla de tierra, L_x (m)	1.597	
Ancho de la malla de tierra, L_y (m)	1.553	
Área de la red de tierras, A (m²)	2.480.141	
Número de varillas de tierra, N_r	18	
Longitud de las varillas de tierra, L_r (m)	2	
Longitud del conductor de red, L_c (m)	12527	3.064
Longitud total de los conductores y las varillas enterrados, L_T (m)	12.563	3100
Reactancia de puesta a tierra, R_g (Ω)	0,044	0,074

Tabla 5 Datos para el cálculo de la resistencia de tierra

En ambos casos se verifica que la resistencia resultante es inferior a 10 Ω, tal y como indica la norma, por lo que es válido.

Una vez calculadas las resistencias se puede calcular la intensidad, que sigue la siguiente fórmula:

$$I_G = D_f \times I_g$$

Donde:

- D_f es el factor de disminución para toda la duración del fallo (1 s)
- I_g es la corriente máxima de red

Para ambos casos la intensidad máxima que puede circular es 13464,81 A.

1.3.8.4. Cálculo del aumento de potencial de tierra

Aplicando la fórmula de cálculo de potencial de tierra se obtiene:

$$GPR = I_G \times R_g$$

Para el caso de PSFV LLANERA se obtiene un valor de 596,7 V para la sección de 35 mm² y 995,9 para la de 50 mm².

1.3.8.5. Verificación para la seguridad de las personas

La seguridad del personal está especificada por la norma IEEE 80, que exige limitar el desarrollo de potencial eléctrico a un valor peligroso durante la corriente de defecto a tierra.

La normativa estipula que los siguientes parámetros deben estar dentro del límite permitido

A. Tensión de paso (contacto de pie a pie)

B. Tensión de contacto (contacto mano-pie)

1.3.8.5.1. Cálculo de la tensión de paso y contacto

Para el cálculo de la tensión de contacto se emplea la ecuación 80 de la página 91 de la norma IEEE 80-2000:

$$V_{contacto} = \frac{\rho \times I_G \times K_m \times Ki}{L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \times L_R}$$

Donde:

- K_m es el factor de espaciado para la tensión de malla
- Ki es el factor de corrección que ajusta el efecto de los conductores interiores en la malla

Para poder calcular la tensión de contacto se necesitan conocer diferentes valores para calcular los coeficientes anteriores, todos estos valores se pueden ver en la siguiente tabla:

	Sección 35 mm²	Sección 50 mm²
Factor de corrección que ajusta el efecto de los conductores interiores en la malla, $Ki = 0,644 + 0,148 n$	0,74	0,75
$n=n_a+n_b+n_c+n_d$	0,64	0,73
n_a	2	
n_b	1,41	0,70

nc	1	
nd	0,225	0,525
Factor de espaciado para la tensión de contacto, $K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{k_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$	0,18	0,15
Factor de ponderación correctivo que enfatiza la profundidad de red, $k_h = \sqrt{\left(1 + \frac{h}{h_0}\right)}$	1,34	
Factor de corrección que ajusta el efecto de los conductores interiores en la malla, $k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$	0,47	0,35

Con todo esto se obtiene que la tensión de contacto es 17,16 V para la sección de 35 mm² y 58,93 V para la sección de 50 mm².

Para el cálculo de la tensión de paso se emplea la ecuación 92 de la página 94 de la misma norma que en el caso anterior:

$$V_{paso} = \frac{\rho \times I_G \times K_s \times Ki}{[0,75 \times L_C + 0,85 \times L_R]}$$

Donde:

- K_s es el factor de espaciado para la tensión de paso

	Sección 35 mm²	Sección 50 mm²
Factor de corrección que ajusta el efecto de los conductores interiores en la malla, $Ki = 0,644 + 0,148 n$	0,74	0,75
Factor de espaciado para la tensión de paso, $K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \left(\frac{1-0,5^{n-2}}{D} \right) \right]$	0,197	

Con todo esto se obtiene que la tensión de paso es 25 V para la sección de 35 mm² y 105 V para la sección de 50 mm².

En ambos casos las tensiones de contacto y de paso son inferiores a la de contacto y de paso tolerables respectivamente, por lo que el sistema es seguro.

1.3.9. RESULTADOS TEÓRICOS

1.3.9.1. Sección de 35 mm²

A EARTH GRID CONDUCTOR

Type of Conductor	Copper annealed soft - drawn	
Size of Conductor	35	mm²
Length of Conductor	12527	mtr
Depth of Conductor	0,8	m below GL

B GROUND RODS

Total Length of Ground Rods	36	mtr
Length of Individual Ground Rods	2	mtr
No. of Ground Rods	18	No.

C HUMAN SAFETY

UNIT	Designed Value	Permissible Value
------	----------------	-------------------

Step Voltage	Volt	741	25
Mesh Voltage	Volt	352	17
1.3.9.2. Sección de 50 mm²			
A <u>EARTH GRID CONDUCTOR</u>			
Type of Conductor	Copper annealed soft - drawn		
Size of Conductor		50	mm²
Length of Conductor		3064	mtr
Depth of Conductor		0,8	m below GL
B <u>GROUND RODS</u>			
Total Length of Ground Rods		36	mtr
Length of Individual Ground Rods		2	mtr
No. of Ground Rods		18	No.
C <u>HUMAN SAFETY</u>			
	UNIT	Designed Value	Permissible Value
Step Voltage	Volt	741	105
Mesh Voltage	Volt	352	59

El tiempo de despeje de falta asumido en este caso es de 0,5 segundos. Se asume que las puestas a tierra del parque bajo estudio y de su subestación elevadora no están conectadas y, por tanto, el factor de división de corriente es igual a 100%; es decir, la red será capaz de absorber por completo y durante 1 segundo la intensidad máxima de falta a tierra del sistema.

En este estudio se han realizado varias asunciones comentadas previamente. Con estos datos se ha obtenido una tensión de contacto transferida al terreno de 17 V y 105 V en función de la sección del conductor, que corresponden con un 4,88% y 16,75% respectivamente, de la tensión de contacto máxima admisible, mientras que la tensión de paso transferida al terreno es de 25 V y 59 V en función de la sección del conductor, que corresponden con 3,41% y 14,13% respectivamente, de la tensión de paso máxima admisible.

Si bien los resultados del estudio están muy por debajo de los valores máximos admisibles y se cuenta con margen, tanto la resistividad el terreno como el nivel de cortocircuito se deberán de comprobar nuevamente una vez se disponga de sus correspondientes estudios, de tal manera que se obtengan datos más precisos y se pueda verificar el cálculo de puesta a tierra.

1.3.10. INTERPRETACIÓN Y CONCLUSIÓN

La red de tierras del Parque Fotovoltaico PSFV LLANERA ha sido diseñada de acuerdo con los criterios de seguridad establecidos en el IEEE 80-2000 y los datos de partida o criterios señalados en este documento.

El terreno se ha modelado como una capa, considerando una resistividad de 200 Ohm·m.

La red de tierra estará formada por conductores de cobre de 35mm2 y 50 mm2.

1.4. ESTUDIO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Se realiza a continuación el análisis de las emisiones magnéticas en el entorno exterior inmediato de los centros de transformación, para dar cumplimiento al RD 337/2014 (Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión), donde se indica que se deberán realizar cálculos para comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001.

El alcance comprende el cálculo de los niveles máximos del campo magnético que puedan alcanzarse en dicho entorno haciendo una evaluación comparativa con los límites establecidos en la normativa vigente, para asegurar las condiciones de protección a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria establecidas en dicha normativa.

1.4.1. NORMATIVA

RD 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.

RD 337/2014 de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC - RAT 01 a 23.

1.4.2. INTRODUCCIÓN

Los campos electromagnéticos, son aquellos campos generados por el paso de una corriente eléctrica a través de un material conductor y se calcula con la siguiente ecuación:

$$B[T] = \left[\frac{\mu_0 \cdot I_L}{2\pi \cdot \rho} \right] \overline{U}_\rho$$

Donde, B es el vector campo magnético existente en un punto P del espacio y sus unidades son en Teslas, es sistema internacional de unidades. Up es un vector unitario cuya dirección es tangente al circuito que nos indica el sentido de la corriente en la

posición donde se encuentra. IL es la corriente que pasa a través de un conductor, r es la distancia entre la corriente y el campo magnético en un punto y μ_0 es la permeabilidad magnética que en el sistema internacional de unidades es $4\pi \cdot 10^{-7}$. En la siguiente figura, se muestra un ejemplo de campo electromagnético, generado por un conductor rectilíneo, por el cual circula una corriente IL.

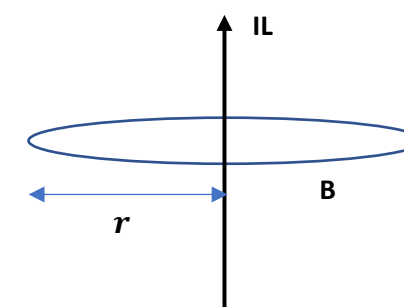


Imagen 13 Campo electromagnético producido por una corriente IL.

1.4.3. ALCANCE

En el presente informe se muestra el estudio de campos electromagnéticos de los diferentes centros de transformación 800 V/20 kV, de la Planta Solar Fotovoltaica PSFV LLANERA.

1.4.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

La planta fotovoltaica tendrá una potencia pico de 24,29 MWp y potencia nominal de inversores de 19,50 MWac generados a una tensión de 800V. Esta potencia se evacuará a través 59 inversores de tipo string de 330,5 kW cada uno, distribuidos en tres centros de transformación de dos devanados. A lo largo de la planta se ubicarán dos centros de transformación de 6,6 MVA, y un último de 4,9 MVA.

En la siguiente figura se muestra la conexión entre el CT de la Planta Solar Fotovoltaica LLANERA y el CS en la planta de bombeo de LLANERA.

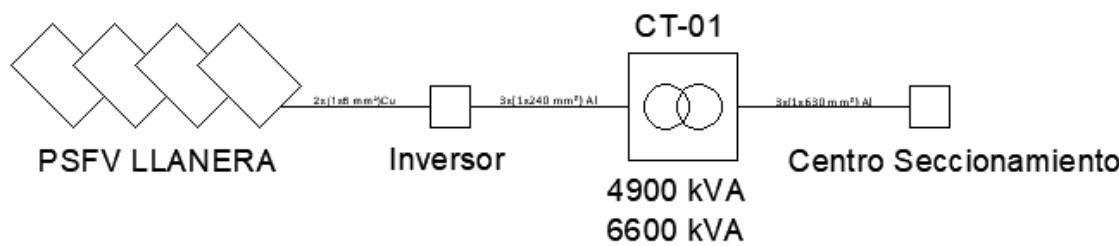


Imagen 14 Esquema PSFV LLANERA

1.4.5. CÁLCULO DEL CAMPO ELECTROMAGNÉTICO

El campo magnético generado por las diferentes corrientes eléctricas dependerá de la intensidad que discurre por los diferentes tipos de cableado. En este caso se calcula para la condición más desfavorable que es en lado de baja tensión de los transformadores de los CT's.

Por lo que respecta a los niveles de campo magnético permitidos, según el RD 1066/2001, por el que se establece el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, Anexo III, apartado 3.1 (Cuadro 2), se establece el límite de campo magnético admitido que se calculará como 5/f, siendo f la frecuencia en KHz. De esta manera, el límite de campo electromagnético es de 100 µT a 50Hz. Dicho valor no debe ser excedido en las localizaciones públicas exteriores de la Planta Solar Fotovoltaica LLANERA.

CUADRO 2
Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos (0 Hz-300 GHz, valores rms imperturbados)

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B (µT)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m²)
0-1 Hz	—	$3,2 \times 10^4$	4×10^4	—
1-8 Hz	10.000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	—
8-25 Hz	10.000	$4.000/f$	$5.000/f$	—
0,025-0,8 kHz	$250/f$	$4/f$	$5/f$	—
0,8-3 kHz	$250/f$	5	6,25	—
3-150 kHz	87	5	6,25	—
0,15-1 MHz	87	$0,73/f$	$0,92/f$	—
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	$0,73/f$	$0,92/f$	—
10-400 MHz	28	$0,73/f$	0,092	2
400-2.000 MHz	$1,375 f^{1/2}$	$0,0037 f^{1/2}$	$0,0046 f^{1/2}$	$f/200$
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

Imagen 15 Niveles de referencia de campos magnéticos

A fin de conocer los campos electromagnéticos generados por la planta solar fotovoltaica de LLANERA se incluyen unas tablas en las condiciones de carga más desfavorables, cumpliendo con lo establecido en la norma de que los campos electromagnéticos son menores a 100 µT fuera de las instalaciones de la Planta Solar Fotovoltaica de LLANERA.

El campo magnético que genera cada centro de transformación es calculado a distintas distancias aplicando la formula indicada en el apartado 1.4.2.

Los resultados sobre el plano se muestran a continuación:

Potencia Aparente (kVA)	6600
Tensión (kV)	0,8
Intensidad (A)	4763,14
Permeabilidad magnética del vacío	1,25664E-06

Distancia	B (μT)
1 m	953
3 m	318
4 m	238
8 m	119
10 m	95

Tabla 6 Campo magnético originado por el CT de 6,6 MVA.

Potencia Aparente (kVA)	4900
Tensión (kV)	0,8
Intensidad (A)	3536,27 A
Permeabilidad magnética del vacío	1,25664E-06
Distancia	B (μT)
1 m	698
3 m	233
4 m	175
8 m	87
10 m	69

Tabla 7 Campo magnético originado por los CT's de 4,9 MVA

1.4.6. CONCLUSIONES

Habiendo realizado los análisis pertinentes en cuanto a la actividad de los centros de transformación en las condiciones más desfavorables de funcionamiento, se ha llegado a la conclusión de que los valores de radiación emitidos están por debajo de los límites técnicos admisibles, cumpliendo por tanto las normativas nacional e internacional en lo relativo a emisiones magnéticas en el exterior de las instalaciones.