



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA URBANIZACIÓN DE VIVIENDAS

TRABAJO FINAL DEL

Grado en Ingeniería Eléctrica

REALIZADO POR

DRAGOS PETRU POP

TUTORIZADO POR

MIGUEL GARCÍA MARTÍNEZ

FECHA: Valencia, marzo, 2020

ÍNDICE

MEMORIA	5
1. OBJETO	6
2. JUSTIFICACIONES.....	7
2.1. Justificación académica.....	7
2.2. Justificación técnica y económica	8
2.3. Justificaciones legales	9
3. EMPLAZAMIENTO	11
3.1. Climatología.....	14
4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	15
4.1. Características del generador fotovoltaico	16
4.1.1. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos	18
4.2. Características del inversor-cargador	22
4.2.1. Cálculo del número de inversores-cargadores	25
4.3. Características de las baterías.....	26
4.3.1. Cálculo del número de baterías.....	29
4.4. Características del inversor	30
4.4.1. Cálculo del número de inversores.....	32
4.5. Características del Multicluster.....	33
4.6. Esquema general de bloques.	35
4.7. Características de la estructura.....	36
4.7.1. Cálculo de las sobrecargas sobre la estructura	38
4.7.2. Cálculo de la distancia mínima entre estructuras	45
4.8. Cableado	46
4.9. Protecciones	57
4.10. Puesta a tierra	59

5	ESTUDIO ECONÓMICO.....	61
5.1.	Amortización	61
5.2.	Costes.....	61
5.2.1.	Costes W_p	61
5.2.2.	Coste a los 25 años.....	64
5.2.3.	Coste a los 40 años.....	65
	 PLIEGO DE CONDICIONES.....	 66
1.	DEFINICIÓN Y ALCANCE.....	67
2.	CONDICIONES Y NORMAS DE CARÁCTER GENERAL	67
3.	ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	68
3.1.	Generador fotovoltaico	68
3.2.	Inversores-cargadores.....	69
3.3.	Baterías	70
3.4.	Inversor.....	70
3.5.	Estructura	71
3.6.	Cableado.....	71
3.7.	Protecciones	72
3.8.	Puesta a tierra	72
4.	EJECUCIÓN DE LA OBRA	73
4.1.	Ejecución del trabajo.....	73
5.	RECEPCIÓN Y PRUEBAS	73
6.	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	74
6.1.	Generalidades.....	74
6.2.	Programa de mantenimiento	74
6.3.	Garantías	74
6.3.1.	Ámbito general de la garantía	74
6.3.2.	Plazos	75
6.3.3.	Condiciones económicas.....	75
6.3.4.	Anulación de la garantía.....	75
6.3.5.	Lugar y tiempo de la presentación	75

PRESUPUESTO.....	76
PLANOS.....	79
ANEXOS	91
1. CONSUMOS	92
2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	93
2.1. Número de placas.....	93
2.2. Número de inversores-cargadores	95
2.3. Número de baterías	96
2.4. Número de inversores	97
2.5. Distancia entre estructuras y esfuerzos sobre la misma	98
2.6. Sección del cableado.....	98
2.6.1. Cableado de continua.....	98
2.6.2. Cableado de alterna.....	98
2.7. Protecciones	98
2.8. Superficie.....	99
FICHAS TÉCNICAS	102
2.9. Módulos fotovoltaicos.....	103
2.10. Inversor-cargador.....	105
2.11. Baterías	108
2.12. Inversor.....	110
2.13. Multicluster.....	112
2.14. Estructura	115

MEMORIA

1. OBJETO

El objeto del siguiente proyecto es recoger y explicar completamente los datos relativos a una instalación fotovoltaica aislada formando una mini-grid para abastecer el suministro eléctrico de un conjunto de viviendas unifamiliares situadas en POLÍGONO 33, PARCELA 82, 46164 - PEDRALBA (VALENCIA).

El presente proyecto está referido a una instalación de aprovechamiento de la energía solar mediante un sistema fotovoltaico sin conexión a red con sistema de acumulación y grupo electrógeno de apoyo realizándose la instalación en terreno compactado y hormigonado con el sistema de fijación denominado "instalación sobre-suelo".

Dicha instalación se va a basar en el sistema trifásico AC COUPLING con una potencia nominal instalada de 40 kW y una potencia pico de 41,82 kWp combinado con unos equipos inversores-cargadores con una potencia de 54 kW y baterías de litio con una capacidad nominal de 207,00 kWh además de un grupo electrógeno insonorizado de apoyo de 72 kVA.

Se ha empleado un sistema trifásico puesto que se dispone de una LGA trifásica ya que resulta más económica su instalación así como que se dispone de menos pérdidas al realizar la distribución, llegando a cada una de las viviendas únicamente fase y neutro.

Con ello se busca cubrir las necesidades de 10 viviendas unifamiliares con un perfil de carga de 2 personas, una de ellas con empleo, y dos niños, con un consumo anual de 5700 kWh y una potencia instantánea máxima de 5,75 kWp.

Para ello se va a realizar una instalación fotovoltaica basado en el sistema AC Coupling compuesto por 102 paneles fotovoltaicos de 410 Wp de la marca CANADIAN SOLAR, 2 inversores de red SUNNY TRIPOWER 20000TL, trabajando en paralelo con 9 inversores-cargadores SUNNY ISLAND 8.0H así como 15 racks de baterías de 13,8 kWh y un grupo electrógeno BAUDOUIN BD 72E.

2. JUSTIFICACIONES

En el siguiente apartado se va a proceder a tratar las justificaciones académicas, técnico y económicas, así como legales por las que se optan por este sistema frente a otros.

2.1. Justificación académica

La finalidad de este proyecto es demostrar la capacidad de aplicar los conocimientos adquiridos durante la fase académica, tanto en el aspecto técnico como social, para la aportación de una solución a un requerimiento real y es por ello que se ha optado por emplear un sistema "mini-grid" para dar servicio eléctrico a una urbanización de 10 viviendas.

Un sistema de tecnología AC COUPLING empleado en una urbanización de nueva construcción en lugares remotos resulta muy interesante de estudio puesto que combina ambas tecnologías que nos ofrece la energía solar en un sistema, siendo la capacidad de trabajar con ausencia de red y generar una red nueva, gracias a los inversores/cargadores y al conjunto de baterías así como el poder realizar un autoconsumo y la carga de las baterías con los excedentes gracias a los inversores que se sincronizan con la red que genera esta primera. Estos tipos de sistemas en la península son anómalos de localizar puesto que se trata de un sistema no muy empleado por desconocimiento, así como que se considera que tiene un coste muy elevado, por lo que generalmente no se plantea en este tipo de proyectos y se opta por la conexión a la red de distribución eléctrica.

Con el siguiente proyecto se pretende demostrar que existen otras soluciones más económicas que la conexión a la red de distribución y a su vez resultan más favorables con el medio ambiente, además de ser más fiables ya que la generación y la red estará en todo momento en el entorno y se emplea un recurso natural del cual siempre disponemos, siendo el sol.

2.2. Justificación técnica y económica

Procediendo a la justificación técnica y económica de la instalación se ha solicitado a la compañía de distribución de la zona un punto de conexión a la red de distribución, indicándonos que el punto más cercano para realizar la conexión estaría situado a 15 kilómetros de la parcela.

Esta distancia implica la necesidad de realizar un tendido nuevo de red para poder dar suministro a la parcela. Para ello es necesario solicitar permiso de vuelo a todos los propietarios de las parcelas por las que atravesará la nueva acometida.

Partiendo de este punto, se ha realizado un estudio económico teniendo en consideración dichos trámites y la ejecución de la misma además de un estudio de campo localizando a los propietarios de las parcelas y solicitando el permiso de paso, así como de la colocación de los apoyos, obteniendo un precio de 762,94 € por cada apoyo instalado, así como 15,00 €/m de cable tendido y 1.000,00 € de armario de protección y medida exterior + certificación de la línea, teniendo un presupuesto final de 506.492,50 € en el que se incluye montaje, instalación y legalización según normativa.

Por ello, se ha procedido al estudio de otra alternativa como viene a ser una instalación fotovoltaica aislada. Sabiendo que los consumos anuales de la vivienda, al entregarse con proyecto tipo llave en mano con los electrodomésticos ya instalados y siendo de estudio de consumo una familia con dos adultos y dos niños, se tiene un consumo de 5.700 kWh, con una potencia instantánea pico de 5,75 kW. Al tratarse de 10 viviendas, el consumo total de las 10 a lo largo de un año será de 57.000 kWh, por lo que es requisito indispensable el dimensionamiento del sistema para ser capaz de cubrir esa demanda energética anual sin tener déficit energético.

Así pues, tras estudiar la zona climática, se ha decidido a presupuestar un sistema fotovoltaico con acumulación y grupo electrógeno de apoyo el cual anualmente cubrirá el 100% de los consumos y creará una mini-grid con un presupuesto final de 155.121,79 € en el que se incluye montaje, instalación y legalización según normativa.

2.3. Justificaciones legales

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

Normativa autonómica

Una vez planteadas las dos posibles soluciones, se contempla a nivel normativo ambas soluciones, observando así pues que para la realización de una nueva acometida es necesario cumplir con el REBT. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, ITC-BT-06, así como la normativa de la propia distribuidora y los correspondientes trámites administrativos, como vienen a ser proyecto y dirección de obra firmado por técnico competente y visado por colegio oficial (según ITC-BT-04) así como el certificado de acometida, necesitando realizar trámites tanto con la distribuidora como con el servicio territorial de industria.

Sin embargo, para la ejecución y legalización de un sistema aislado será de obligado cumplimiento la ITC-BT-40 así como la necesidad de realizar un proyecto de instalación firmado por un ingeniero colegiado, un certificado de instalación eléctrica, así como un certificado de fin de instalaciones, en el que se recoge que la instalación se realiza conforme el proyecto y se presentará todo al servicio territorial de industria de la comunidad, quedando legalizada la instalación.

Para ambos casos sería necesaria realizar trámites con el ayuntamiento, siendo necesario un permiso de ejecución, así como la conveniente autorización administrativa para el tendido de la nueva acometida, lo que conlleva una demora en el comienzo de las obras de 1-3 meses según los plenos del ayuntamiento. Sin embargo, para la realización de un sistema fotovoltaico aislado no es necesario la solicitud de una licencia de obras, será suficiente según la ordenanza municipal una declaración responsable firmada por un ingeniero colegiado y una vez pagadas las tasas se podrá ejecutar la obra sin tener que esperar a la resolución de una licencia.

Legislación de ámbito nacional

- Real Decreto 842/2002 donde se aprueba el REBT tratando la ITC-BT-40 junto con ITC-BT-04 para sistemas fotovoltaicos.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción. (SI PROCEDE)
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Normalización Nacional. Normas UNE
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.

3. EMPLAZAMIENTO

La instalación fotovoltaica objeto del proyecto se proyecta sobre una losa de hormigón existente en la urbanización de las 10 viviendas unifamiliares situadas en "POLÍGONO 33, PARCELA 82, CUEVA TERRERO, 46164 - PEDRALBA (VALENCIA)".

El conjunto solar fotovoltaico consta de una instalación fotovoltaica de **41,82 kWp**, ubicadas sobre la losa de hormigón, situándose en 3 filas de 34 módulos, ubicadas a dos alturas con 17 módulos por altura, así como 2 inversores trifásicos de 20 KW, de 207 kWh de energía en baterías de litio y 9 equipos inversores-cargadores de 6 kW.

La ubicación exacta del emplazamiento se resume a continuación:

Coordenadas UTM del edificio donde va ubicada la instalación fotovoltaica:

UTM

X: **693.450**

Y: **4.380.600**

HUSO 30 (ETRS89)

La referencia catastral del inmueble donde se instalará la instalación solar fotovoltaica aislada es la siguiente:

46193A033300820000ZI

A continuación, incluimos dos fotografías aéreas donde puede verse la localización y emplazamiento de la instalación fotovoltaica mencionada así como el diseño en 3D de las viviendas unifamiliares a las que va a abastecer la instalación.

La posición relativa de la instalación fotovoltaica es de 0º respecto al sur y con una inclinación relativa de 60º por lo que se optimiza el grado de incidencia en verano-invierno.

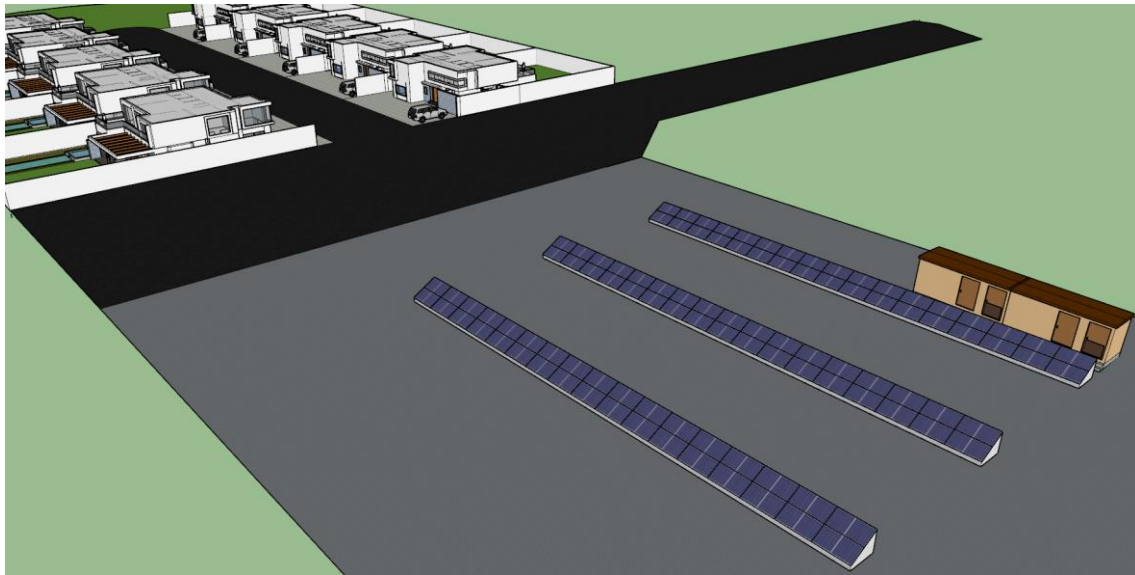
A continuación se procede a localizar la ubicación de la instalación así como a mostrar gráficamente la incidencia solar sobre los módulos fotovoltaicos:



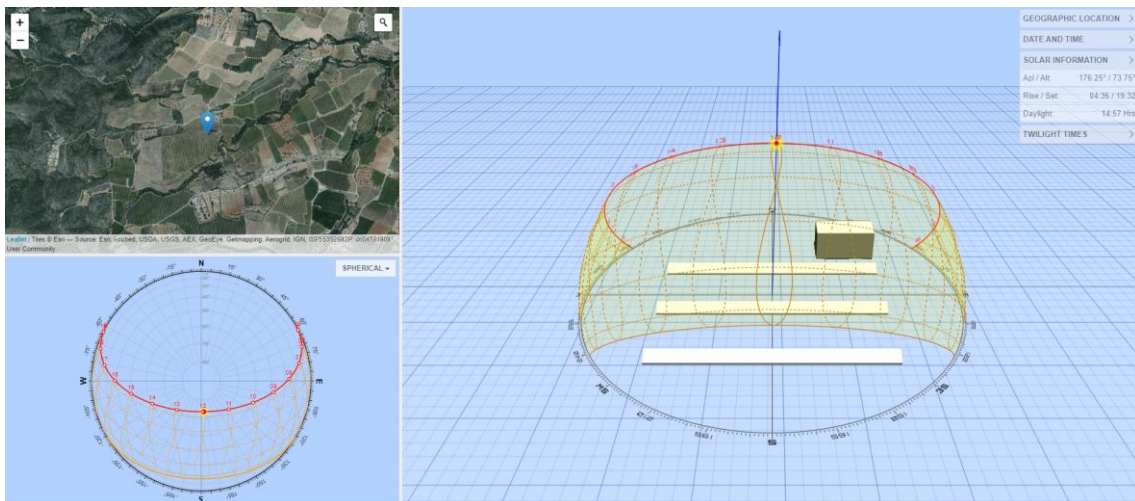
Localización de las viviendas (fuente: Google Maps)



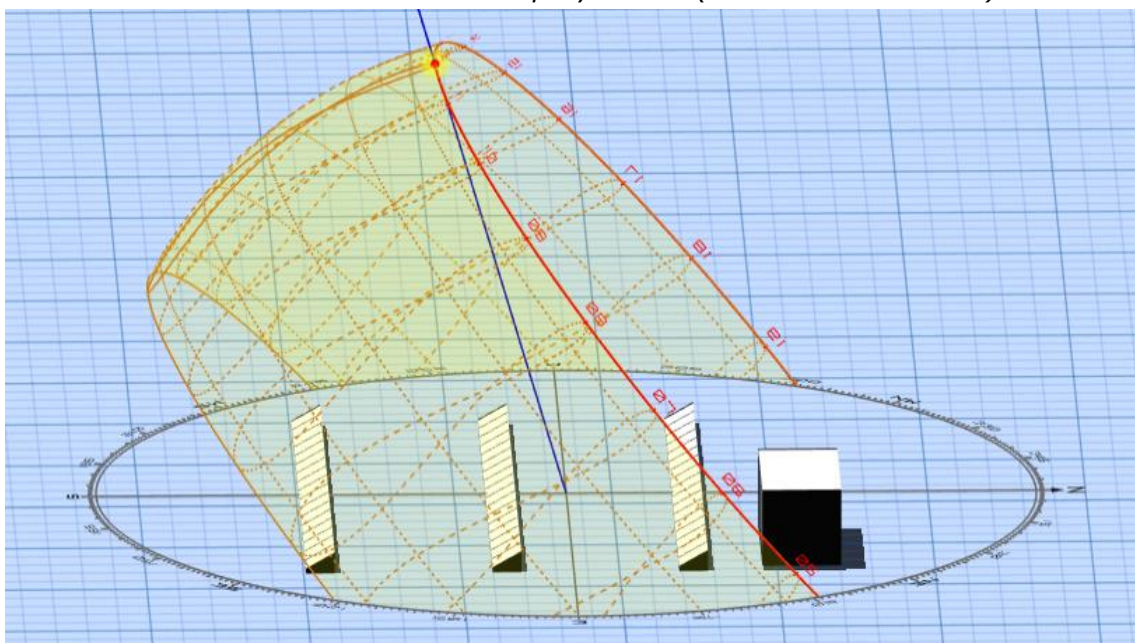
Emplazamiento de la instalación fotovoltaica. (fuente: propio)



Ubicación instalación fotovoltaica. (fuente: propio)



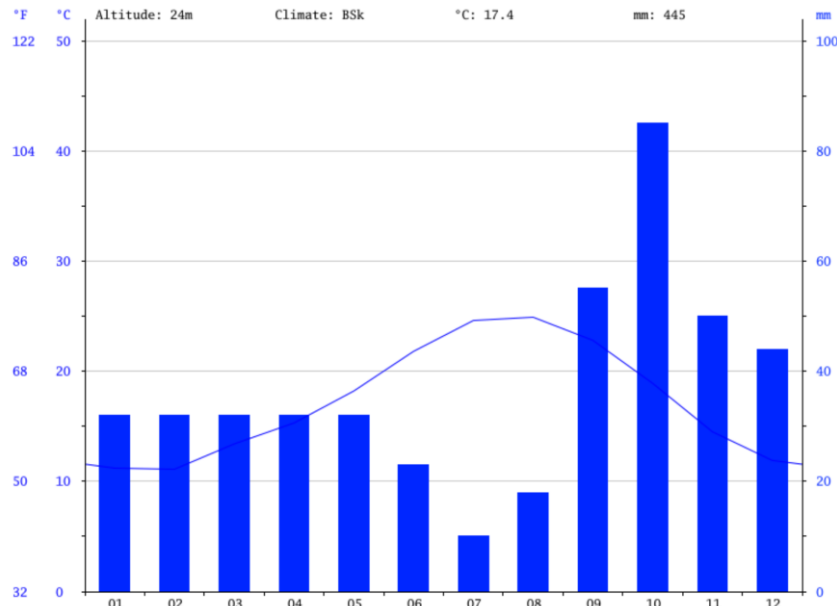
Simulación solar en zona de proyección. (fuente: 3D Sun-Path)



Simulación vista ESTE incidencia solar. (fuente: 3D Sun-Path)

3.1. Climatología

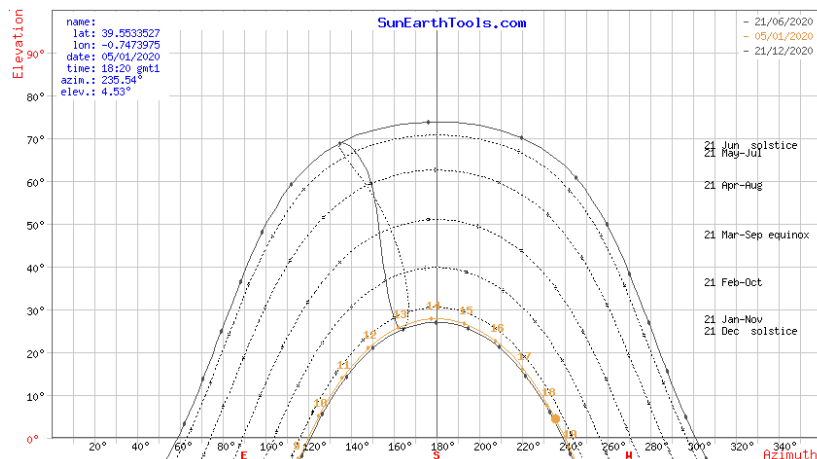
En cuanto a la climatología, la temperatura promedio en Valencia está entorno a los 17,4º para el año 2019 con unas precipitaciones aproximadas de 445 mm.



Se puede observar así que se trata de una temperatura no superior a los 25ºC para los que el fabricante realiza las pruebas sobre los equipos.

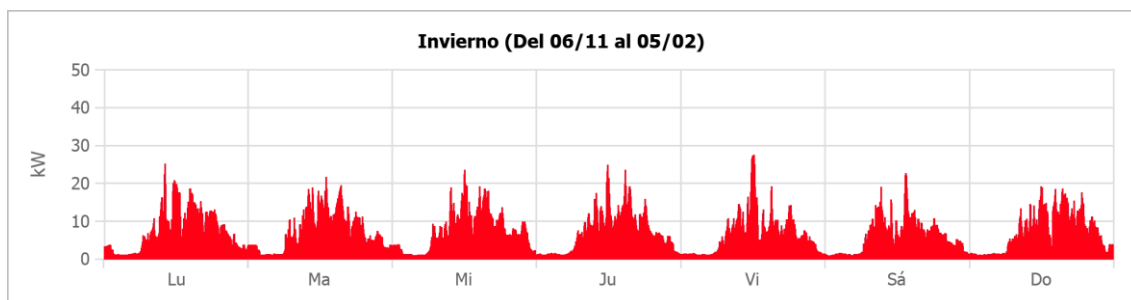
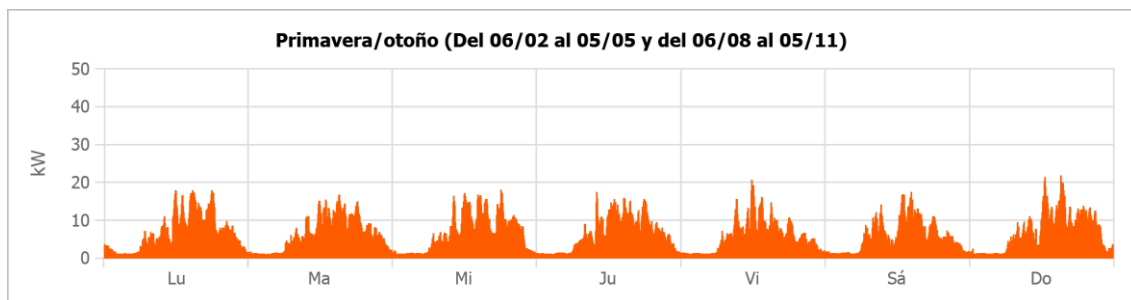
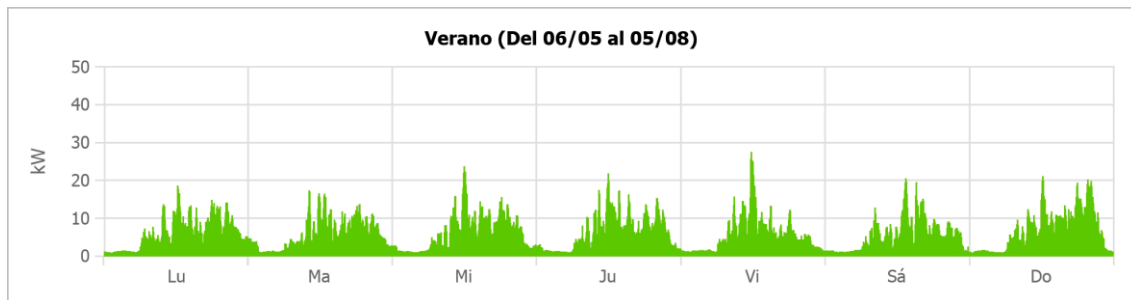
Por otro lado, al encontrarse la instalación en la provincia de Valencia se ubicará en una zona 4 con una irradiancia solar global media diaria anual comprendida entre 4,6 y 5,0 kWh/m2 según los datos obtenidos de la AEMET.

Así pues, vamos a realizar un estudio de la posición solar a lo largo del año en la zona en la que nos encontramos, obteniendo así la siguiente carta solar:



4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Con la instalación solar fotovoltaica se conseguirá cubrir los consumos anuales de una urbanización de 10 viviendas unifamiliares con un perfil de consumo de 57000 kWh/año. La curva de consumo de dichas viviendas se ve reflejada por las siguientes gráficas:



Para ello, se realizará la instalación de un sistema de inversores/cargadores junto a un sistema de baterías de litio, los cuales serán los encargados de generar la tensión de red. En paralelo a esto se realizará la instalación de inversores conectados a red que tendrán la función de realizar un autoconsumo durante el día además de producir excedentes para que a través del inversor/cargador se carguen las baterías y se disponga de energía durante la noche. Así mismo, se realizará la instalación de un grupo electrógeno que tenga la capacidad de realizar la carga de las baterías, así como dar suministro cuando las condiciones ambientales no lo permitan.

4.1. Características del generador fotovoltaico

Para ello se van a emplear módulos con tecnología poly-perc, los cuales resultan más eficientes que los normales puesto que aprovechan la reflexión para producir un pico de intensidad adicional. Además de eso, los módulos que se van a emplear destacan por contar con la tecnología de célula partida, mediante los cuales reducen a la mitad las pérdidas por resistencia térmica, así como la corriente en la célula y van interconectados internamente de manera que la sombras o pérdidas puntuales afectan únicamente parte del panel y no al conjunto.

Los módulos fotovoltaicos serán de la firma CANADIAN SOLAR, concretamente el modelo: CS3W-410P

Con 144 células solares policristalinas de alta eficacia con un vidrio templado y de alta transmisión que proporciona una eficiencia del módulo de hasta el 18,56%, con tolerancia de potencia de 0 a 5W minimizando las pérdidas de desequilibrado del sistema FV.

VENTAJAS

Alta eficiencia: eficiencia del panel del 18,56 %.

Menores costes de instalación: Más potencia por panel significa menos paneles por instalación. Esto supone un ahorro de tiempo y dinero.

Diseño fiable y robusto: Marco de aluminio resistente a la corrosión, robusto, testado independientemente para resistir las cargas de viento de 3'6 kPa y de nieve de 5'4 kPa asegura una vida mecánica estable de los módulos.

El fabricante garantiza la potencia durante 25 años y el producto durante 10 años.

La caja de conexión lleva incorporados los diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.

Cada panel lleva su caja de conexiones IP 67 y enchufe MC TYCO PV4.



- Vista módulo CANADIAN SOLAR de 410Wp.

La siguiente tabla resume las características generales de los módulos CANADIAN 410Wp:

ASPECTOS ELÉCTRICOS	
Potencia máxima [Wp]	410 Wp
Corriente en el punto de máx potencia [Imp]	10,49 A
Tensión en el punto de máx potencia [Vmpp]	39,10 V
Corriente de cortocircuito [Isc]	11,06 A
Tensión de circuito abierto [Voc]	47,6 V

- Especificaciones eléctricas correspondientes a los módulos a emplear:

Medidas en las siguientes condiciones:

Temperatura de célula	25°C
Radiación	1000 W/m ²
Espectro AM	1'5

- Especificaciones físicas correspondientes a los módulos a emplear:

ASPECTOS FÍSICOS	
Longitud [mm]	2108
Anchura [mm]	1048
Espesor [mm]	40
Peso [kg]	24,9

4.1.1. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de proporcionar la energía necesaria al sistema, por ello para realizar el cálculo de número de módulos fotovoltaicos será necesario el cálculo previo de los consumos del sistema. Así pues, se estudia el mes más desfavorable, que será aquel que el consumo es elevado frente a la producción que pueda abastecer el sistema. Por ello, será necesario el cálculo de cada mes del año.

Como el sistema se basa en una urbanización de nueva construcción, la cual se entrega con llave en mano y dichos consumos ya están cuantificados en otras urbanizaciones construidas conectadas a red, el estudio resulta fidedigno a la realidad.

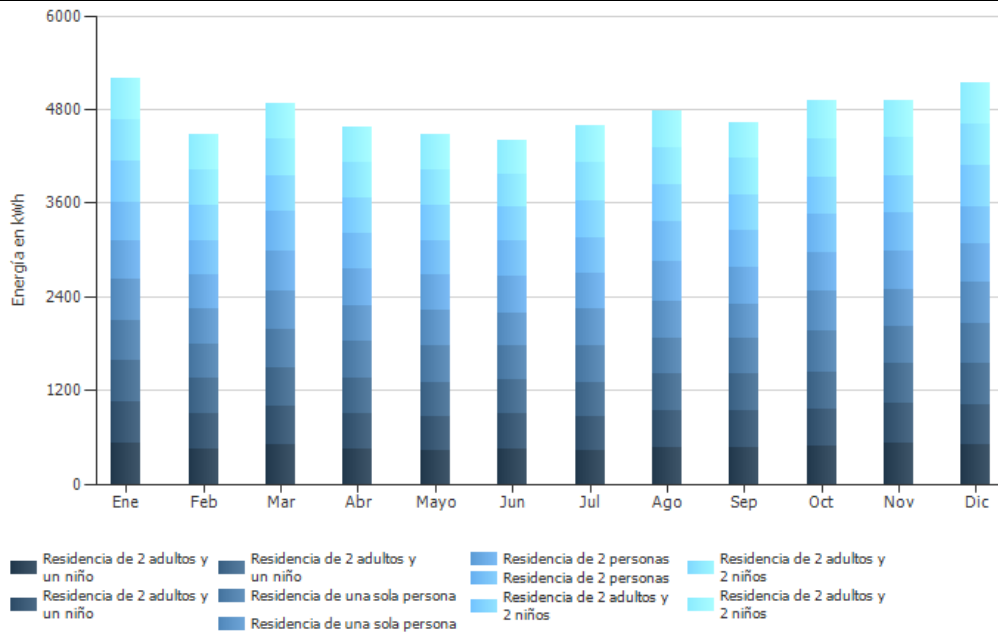
Dicha instalación posee los siguientes consumidores, así como las horas de consumo estimadas:

Consumos Energéticos

Equipo	CC/CA	Ud	Potencia (W)	Potencia Acumulada	Horas al día	Total (Wh)	Total (Ah)
Nevera:	CA	10	800	8836	1,00	8835,97	171,91
Luces (LED):	CA	200	5	1111	5,00	5555,56	108,08
Estractor	CA	10	165	1833	1,50	2750,00	53,50
Lavadora:	CA	10	670	7444	1,00	7444,44	144,83
Horno	CA	10	1500	16667	1,00	16666,67	324,25
TV:	CA	10	120	1333	4,00	5333,33	103,76
Vitro:	CA	10	4000	44444	1,00	44444,44	864,68
Microondas:	CA	10	800	8889	0,25	2222,22	43,23
AACC:	CA	20	1300	28889	1,00	28888,89	562,04
Termo:	CA	10	1000	11111	2,50	27777,78	540,42
Bomba:	CA	10	800	8889	1,00	8888,89	172,94
Otros:	CA	10	77,5	861	10,00	8611,11	167,53

Total (Wh/día)	167419,35
Total (Ah/día)	3269,90

Estos consumos se basan en un perfil de carga de 10 residencias, 3 de ellas con dos adultos y dos niños, otras 3 de dos adultos y un niño, 2 residencias de dos personas y 2 residencias de una sola persona, teniendo los siguientes consumos mensuales.



Mes	Consumo (kWh)	Mes	Consumo (kWh)
Ene	5190	Jul	4596,7
Feb	4487,5	Ago	4776,1
Mar	4884	Sep	4633,3
Abr	4566,1	Oct	4914,1
Mayo	4484,9	Nov	4921,2
Jun	4405,5	Dic	5140,7

Ya teniendo definidos los consumos, así como la radiación y los datos específicos de los módulos, se procede a realizar el cálculo de número de módulos necesarios para cubrir la energía necesaria en el mes más desfavorable.

Para ello se realiza la transformación de los kWh a Ah para realizar el cálculo, teniendo en cuenta que la tensión de la batería será de 51,2V puesto que estaremos empleando las baterías de litio y nos las clásicas a 48V, obteniendo los siguientes valores.

$$Ah = \frac{kWh}{V_{baterías}} \cdot 1000$$

Mes	Consumo (Ah)	Mes	Consumo (Ah)
Ene	101367	Jul	89779
Feb	87646	Ago	93283
Mar	95391	Sep	90494
Abr	89182	Oct	95979
Mayo	87596	Nov	96117
Jun	86045	Dic	100404

A su vez, se estudia el ángulo de inclinación óptimo en función del mes más desfavorable.

Según recomendación de IDAE, en instalaciones aisladas se empleará una inclinación de 60° en módulos fotovoltaicos, ya que los meses de peor radiación respecto del consumo se suelen dar en meses invernales, por lo que será necesaria realizar una comparativa entre los diferentes ángulos de inclinación.

Por ello se procederá al cálculo del coeficiente de consumo máximo diario (cmd) el cual indica el mes más desfavorable, es decir, aquel mes en el que haya más consumo en relación de la radiación.

$$cmd = \frac{\text{Consumo (Ah)}}{\text{Radiación mensual } \left(\frac{kWh}{m^2}\right)}$$

Mes	Radiación 55° (kWh/m²)	CMD 55°	Radiación 60° (kWh/m²)	CMD 60°	Radiación 65° (kWh/m²)	CMD 65°
Enero	129,10	785,18	130,00	779,75	129,90	780,35
Febrero	120,10	729,78	119,20	735,29	117,60	745,29
Marzo	152,50	625,51	149,20	639,35	145,00	657,87
Abril	142,20	627,16	136,20	654,78	129,50	688,66
Mayo	149,20	587,10	140,40	623,90	130,90	669,18
Junio	143,00	601,71	133,80	643,09	123,90	694,47
Julio	161,70	555,22	151,70	591,82	140,80	637,64
Agosto	170,70	546,47	162,60	573,70	153,50	607,71
Septiembre	161,20	561,38	156,80	577,13	151,40	597,72
Octubre	146,70	654,25	144,90	662,38	142,30	674,48
Noviembre	116,80	822,92	116,80	822,92	116,10	827,88
Diciembre	119,50	840,20	120,50	833,23	120,70	831,85
Anual	1712,70	840,20	1662,10	833,23	1601,60	831,85

Como se puede observar con una inclinación de 55° el coeficiente de CMD es más desfavorable teniendo una radiación anual mayor, pero las estructuras más habituales, y con ello más económicas, en sistemas aislados suelen darse a 60° por lo que al aplicar a posterior un coeficiente de seguridad, se empleará un sistema estructural con una inclinación de 60°.

Se observa que, para el ángulo óptimo, el coeficiente CMD más desfavorable se da en el mes de Diciembre, con un valor de 833,23 Ah·m²/kWh.

Mes	Radiación Mensual 60º (kWh/m ²)	Consumo (Ah)	Coef. Cmd
Ene	130	101367	779,75
Feb	119,2	87646	735,29
Mar	149,2	95391	639,35
Abr	136,2	89182	654,78
Mayo	140,4	87596	623,90
Jun	133,8	86045	643,09
Jul	151,7	89779	591,82
Ago	162,6	93283	573,70
Sep	156,8	90494	577,13
Oct	144,9	95979	662,38
Nov	116,8	96117	822,92
Dic	120,5	100404	833,23

Obtenido dicho valor se procede al cálculo de número de módulos necesarios para cubrir la capacidad de energía. Para ello se definirá primero un coeficiente de sobredimensionamiento en el que se incluya las pérdidas del inversor-cargador, así como de las baterías.

$$Ks = \eta_{inversor} + \eta_{baterías}$$

Según la ficha técnica del producto, se trata de un inversor-cargador de la marca SMA modelo SUNNY ISLAND 8.0H, con un rendimiento máximo de 95%. En cuanto a las baterías se trata del modelo B-Box PRO 13.8 de la marca ByD con una eficiencia superior al 95%, pero se añade un coeficiente de seguridad de un 18% por lo que el coeficiente de sobredimensionamiento se fija en 128%.

Así pues, el coeficiente cmd_s junto con el coeficiente de sobredimensionamiento se define en 1066,54 Ah·m²/kWh por lo que se procede a realizar el cálculo de número de módulos.

$$\text{Número de módulos} = \frac{CMDs}{I_{mpp} \text{ módulos fotovoltaico}}$$

Por ello, el número de módulos se define en 102 unidades para el total de la instalación.

4.2. Características del inversor-cargador

En cuanto al inversor-cargador, es el encargado de generar la red de alterna gracias a las baterías, así como el que realiza la carga de dichas.

Por ello se necesita equipos que sean robustos y fiables ya que están en constante funcionamiento además de que sea fácilmente escalables para adaptarlos en todo momento a las necesidades reales.

Para ello se van a emplear inversores-cargadores de la marca SMA, concretamente el modelo Sunny Island 8.0H.

Se trata de equipos que generan una tensión de red de 230V, teniendo un rango de variación que oscila entre los 202 V y los 253V por lo que son capaces de admitir variaciones en la tensión de red, así como una frecuencia de 50 Hz con una escala de 45 a 65 Hz.

Por otra parte, el equipo tiene una potencia de salida nominal de 6000W, capaz de soportar picos de potencia durante 30 minutos, 5 minutos y 3 segundos de 8000W, 9100W y 11000 W respectivamente.

A su vez tiene una entrada de corriente alterna, que se empleará para la conexión de un grupo electrógeno, con una tensión de entrada de 230V y un rango de tensión de 172,5 V a 264,5 V. Es necesario que el rango de tensión de la entrada de alterna sea amplio puesto que el grupo electrógeno, aún disponiendo del sistema de AVR, tiene oscilaciones de la red en función de la carga por lo que tiene que ser capaz de adaptarse a la tensión de entrada. Destacar además que, aunque la potencia nominal de salida sea de 6000W, la potencia máxima de carga es de 11500W con una corriente de 50A.

El equipo tiene un rango de tensión de continua en baterías que oscila entre los 41V y los 63V, por lo que es capaz de adaptarse a diferentes tipos de sistemas de baterías con una corriente de carga máxima de 115A.

Finalmente se trata de un equipo con un rendimiento elevado, estando entorno al 95% y con un consumo sin carga inferior a 26W y en standby inferior a 4W y con una garantía de 5 años, ampliable hasta 25 años.

VENTAJAS

Alta eficiencia: eficiencia máxima del 95%.

Diseño fiable y robusto: Se trata de un equipo que resiste tanto la fina arena del desierto como la elevada humedad del aire de la selva, la niebla salina de las zonas costeras o las fuertes oscilaciones de temperaturas. Tiene protección IP54 así como un sistema de refrigeración OptiCool garantizando un funcionamiento fiable incluso bajo condiciones extremas, durante 20 años.



- Vista SunnyIsland 8.0H

La siguiente tabla resume las características generales del inversor-cargador:

ASPECTOS ELÉCTRICOS (GENERACIÓN RED AC)	
Potencia nominal [W]	6000 W
Potencia máxima durante:	
30 min	8000 W
5 min	91000 W
3 s	11000 W
Rango de tensión de CA	202 V – 253 V
Rango de frecuencia de CA	45 Hz – 65 Hz
Corriente de salida máxima (pico)	120 A

ASPECTOS ELÉCTRICOS (ENTRADA BATERÍAS)	
Rango de tensión de CC	41 V – 63 V
Corriente de carga máxima de la batería	115 A
Tipo de batería	FLA, VRLA

ASPECTOS ELÉCTRICOS (ENTRADA RED AC)	
Potencia máxima de entrada [W]	11500 W
Rango de tensión de CA	172,5 V – 264,5 V
Rango de frecuencia de CA	40 Hz – 70 Hz
Corriente de entrada máxima (pico)	50 A

- Especificaciones físicas correspondientes a los inversores-cargadores a emplear:

ASPECTOS FÍSICOS	
Altura [mm]	612
Anchura [mm]	467
Profundidad [mm]	242
Peso [kg]	63

4.2.1. Cálculo del número de inversores-cargadores

Los inversores-cargadores son los encargados de transmitir la energía captada del sistema solar transformado en alterna por el inversor a las baterías, así como los encargados de generar la red alterna y descargar las baterías para aportar la energía necesaria al sistema.

Para realizar el cálculo de número de inversores-cargadores será necesario el cálculo previo de los picos de consumos. Al estar la instalación eléctrica de la vivienda limitada por un interruptor de corte de potencia a 5,75 kW, se aplica dicho pico de potencia en un momento dado a las 10 viviendas por lo que el pico máximo de salida de los inversores-cargadores será de 57,5 kW.

Así pues, sabiendo que la potencia nominal del Sunny Island 8.0H es de 6000W, se realiza el cálculo del número de inversores-cargadores:

$$\text{Número de inversores – cargadores} = \frac{\text{Potencia pico}}{\text{Potencia nominal de inversor – cargador}}$$

Según los cálculos, es necesaria la aplicación de 9,5 equipos al tener 57,5 kW de carga nominal continua. Al disponer de 3 fases y un grupo electrógeno de apoyo, además de que se ha considerado un factor de simultaneidad de 1, tanto en consumo de la vivienda como en consumo general de la urbanización y siendo capaz los inversores-cargadores de soportar picos de potencia de 8000 kW durante 30 minutos, se reducirá el número a 9 equipos, cubriendo en caso de ser necesario el déficit de potencia por el grupo electrógeno y disponiéndose de forma equitativa entre las 3 fases, ubicándose 3 inversores-cargadores que trabajan en paralelo por fase.

Es importante recordar que en este tipo de sistemas, los inversores-cargadores tienen la función de convertir en corriente continua los excedentes generados por los inversores de corriente alterna del AC Coupling, que están trabajando en sincronía con la red que generan los inversores-cargadores, y almacenarlos en las baterías para su posterior uso, convirtiéndolo nuevamente en corriente alterna, en caso de necesidad de aporte energético al sistema.

4.3. Características de las baterías

En cuanto al sistema de baterías, es el encargado de almacenar la energía sobrante producida por la planta fotovoltaica para su posterior uso en ausencia de la misma, así como apoyo al autoconsumo si las condiciones lo requieren.

Será necesaria la instalación de equipos fiables y eficientes puesto que trabajaran en situaciones críticas realizando descargas elevadas, así como cargas en intervalos de tiempo cortos.

Para ello se van a emplear baterías de litio de la marca Build your Dreams (ByD), concretamente el modelo B-PLUS 13,8, las cuales están compuestas por LiFePO_4 siendo reconocida como una de la composición de batería más seguras. Destaca su capacidad de soportar cargas críticas instantáneas, así como su facilidad a la hora de realizar el montaje además de disponer de refrigeración natural, lo que mejora la eficiencia, así como una garantía de producto de 10 años.

Se trata de equipos que trabajan a una tensión nominal de 51,2 V teniendo un rango de variación que oscila entre los 43,2 V y los 56,4 V.

Por otra parte, el equipo tiene una capacidad de 13,8 kWh, siendo capaz de suministrar un máximo de 12,8 kW y soportar picos de 13,8 kW durante 60 segundos.

Finalmente se trata de un equipo con un rendimiento elevado, estando entorno al 95,3% y con una garantía de 10 años.

Se empleará las baterías de Litio frente a las OPzV convencionales debidas a las siguientes características:

	ByD 13.8	Bauer Gel 920Ah
Precio	68.201,90 €	54.721,26 €
Porcentaje de descarga	80%	50 %
Número de ciclos	12.000	2.500
Duración con 1 ciclo de descarga por noche	32,8 años	6,8 años

Como se puede observar, se trata de un incremento del 24% en el precio frente a las de litio. Si se divide el sobrecoste entre las 10 viviendas, se estaría hablando de 348€ y si además se tiene cuenta que la vida útil de las ByD es de 4,8 veces más que las Bauer, así como las ventajas que mencionaremos a continuación, se considera más que justificado el sobrecoste.

VENTAJAS

Más números de ciclos de descarga: entorno a los 9000-13000 frente a los 2000-3000 de las baterías de plomo.

Descargas más profundas: Hasta un 80-100% frente al 50-70% de las convencionales.

Menor peso: Por lo que su instalación resulta mucho más cómoda y práctica.

Eficiencia de carga uniforme: Su eficiencia es constante a lo largo de todo el proceso de carga por lo que la carga se realiza empleando menos recursos y en menos tiempo.

Mantenimiento innecesario: Al tratarse de litio no tiene la necesidad de un mantenimiento más allá de la limpieza general del equipo.

Se trata de un equipo que resiste a trabajar en ambientes fríos, desde -10 C hasta los 50 ° C. Tiene protección IP20 así como un sistema de refrigeración por ventilación natural lo que optimiza su funcionamiento y garantiza un funcionamiento fiable incluso bajo condiciones extremas, durante 10 años.



- Vista B-Plus 13.8

La siguiente tabla resume las características generales de las baterías:

ASPECTOS ELÉCTRICOS	
Tipo de tecnología:	LiFePO ₄
Energía almacenable[kWh]	13,8 kWh
Potencia máxima de salida:	12,8 kW
Potencia máxima de pico de salida: Durante 60 segundos:	13,8 kW
Eficiencia	>95,3%
Tensión nominal	51,2 V
Tensión de funcionamiento	43,2 – 56,4 V

- Especificaciones físicas correspondientes a los inversores-cargadores a emplear:

ASPECTOS FÍSICOS	
Altura [mm]	800
Anchura [mm]	600
Profundidad [mm]	550
Peso [kg]	175

4.3.1. Cálculo del número de baterías

Las baterías son las encargadas de almacenar la energía captada del sistema solar, así como del grupo electrógeno a través del inversor-cargador si fuera necesario.

Para realizar el cálculo de número de baterías será necesario el cálculo previo de los consumos totales a lo largo del día en el mes más desfavorable.

Así pues, sabiendo que la energía nominal de las baterías ByD B-Plus 13,8 es de 13,8 kWh y teniendo en cuenta que la descarga máxima que se va a realizar es de hasta un 80%, se realiza el cálculo del número de baterías necesario para cubrir el consumo.

$$\text{Número de baterías} = \frac{\text{Energía nominal} * \% \text{ descarga máxima}}{\text{Energía en kWh consumida}}$$

Según los cálculos, son necesarias 15 unidades de baterías de 13,8 kWh, lo que supone una capacidad total de 207 kWh, que, limitado el sistema al porcentaje de descarga máximo, se dispondrán de 165 kWh reales.

Al ser los consumos de 165 kWh durante el día del mes más desfavorable de producción, se cumplirá dicha demanda para el día de menor producción.

Dichas baterías serán comunes para todo el sistema y se conectarán a los inversores-cargadores mediante dos pletinas de cobre, una para el polo positivo así como otra para el negativo, separadas entre sí, asegurando la equidistancia entre la batería y la pletina de cobre así como la pletina de cobre y el inversor para todos los equipos.

Con ello, se obtendrá un total de 1,1 días de autonomía. Como normal general y según lo indicado en el IDAE se tomarán mínimo 3 días, pero al disponer de un grupo electrógeno capaz de trabajar las 24h del día con una potencia nominal de 72 kVA y al tratarse de ¼ de las viviendas como viviendas de segunda residencia para turistas, será suficiente el dimensionado para 1,1 días de autonomía.

4.4. Características del inversor

El inversor actúa como fuente sincronizada con la red generada por los inversores-cargadores y dispone de microprocesadores de control y de un PLC de comunicaciones.

Dispone de un microprocesador encargado de garantizar una curva senoidal con una mínima distorsión. La lógica de control empleada garantiza además de un funcionamiento automático completo, el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y evita las posibles pérdidas durante periodos de reposo (Stand-By).

Es capaz de transformar en corriente alterna y entregar a la red la potencia que el generador fotovoltaico genera en cada instante, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación solar.

Además, permite la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de fluctuaciones en la red.

Los umbrales permitidos son:

En frecuencia. 50 Hz

En tensión - 1'1 Um a 0'85 Um

También actúa como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Junto con la configuración flotante para el generador fotovoltaico garantiza la protección de las personas.

Por ello, se instalarán inversores de la marca SMA, más concretamente el modelo Sunny Tripower 20000TL.

Estos inversores disponen de una entrada del campo fotovoltaico de hasta un máximo de 20440 W, teniendo una tensión de series de 1000 V, con una tensión de arranque de 150V/188V y una tensión de rango de MPP de 320V a 800V/600V. A su vez dispone de 2 entradas por MPP independiente y pudiendo conectar 3 series por cada entrada. La intensidad máxima permitida de entrada será de 33 A.

Este modelo de inversores es capaz generar una red alterna con una tensión de 3 fases más neutro a 230 V o 400V, según necesidades, con un rango de funcionamiento en sincronía con la red desde los 180 V hasta los 280 V. La potencia máxima de salida es de 20.000 W en corriente alterna y una intensidad máxima de 29 A. Por otra parte, teniendo en cuenta los armónicos, genera un THD inferior al 3% con un rendimiento del 98,4%.



- Vista Sunny Tripower 20000 TL

La siguiente tabla resume las características generales del inversor-cargador:

ASPECTOS FÍSICOS	
Dimensiones:	661/682/264
Peso:	61 kg
Rango de temperatura de funcionamiento:	-25 a +60 C
Tipo de protección:	IP65

4.4.1. Cálculo del número de inversores

Para realizar el cálculo de número de inversores necesarios se debe tener en cuenta el número de módulos fotovoltaicos a instalar.

Para el caso en concreto, al disponerse de 102 módulos de 410 Wp será necesario 41,82kWp por lo que se deberá emplear 2 unidades de Sunny Tripower 20000TL.

Una vez realizado el cálculo de número de inversores, se procede a calcular el número de módulos en serie y paralelo para cada uno de los inversores.

$$\text{Número de módulos en serie} = \frac{\text{Tensión máxima admisible}}{\text{Tensión de módulo}}$$

Así pues, se calcula un total de 17 módulos en serie, con una tensión en circuito abierto de 800V.

A continuación, se calcula el número de strings necesarios para los 102 módulos:

$$\text{Número de strings} = \frac{\text{Número de módulos}}{\text{Número de módulos por strings}}$$

Con ello se obtiene que el número de strings serán de 6 series de 17 módulos. Sabiendo que son 17 módulos por serie y que la máxima entrada en continua es de 20.000 W, podremos conectar hasta un máximo de 3 series por inversor.

Conociendo que existen 2 MPP y que se dispone de 2 entradas de strings por cada MPP, hay que optimizar para que todos los strings estén en una entrada MPP, por lo que se conectarán 2 series en un MPP y una serie en el restante; Dicha configuración será igual para ambos inversores.

4.5. Características del Multicluster

El Multicluster Box es el componente que realiza la agrupación y centralización de los inversores-cargadores Sunny Island, así como de los inversores conectados a los módulos fotovoltaicos, grupo electrógeno y salida de corriente alterna a los consumidores.

Así pues, con ello es posible disponer de todos los elementos de protección y conexión en un mismo centro, realizando así la centralización de la distribución de red alterna en un mismo punto. A nivel técnico es el equivalente a la CGP de un sistema centralizado.

Dentro de la unidad se encuentran diferenciados por sectores, empezando por arriba a la derecha, encontrándonos por una parte la centralización de las comunicaciones con hembrillas RJ45 para la conexión de cable de datos para señales de control y medición, así como para la comunicación entre equipos.

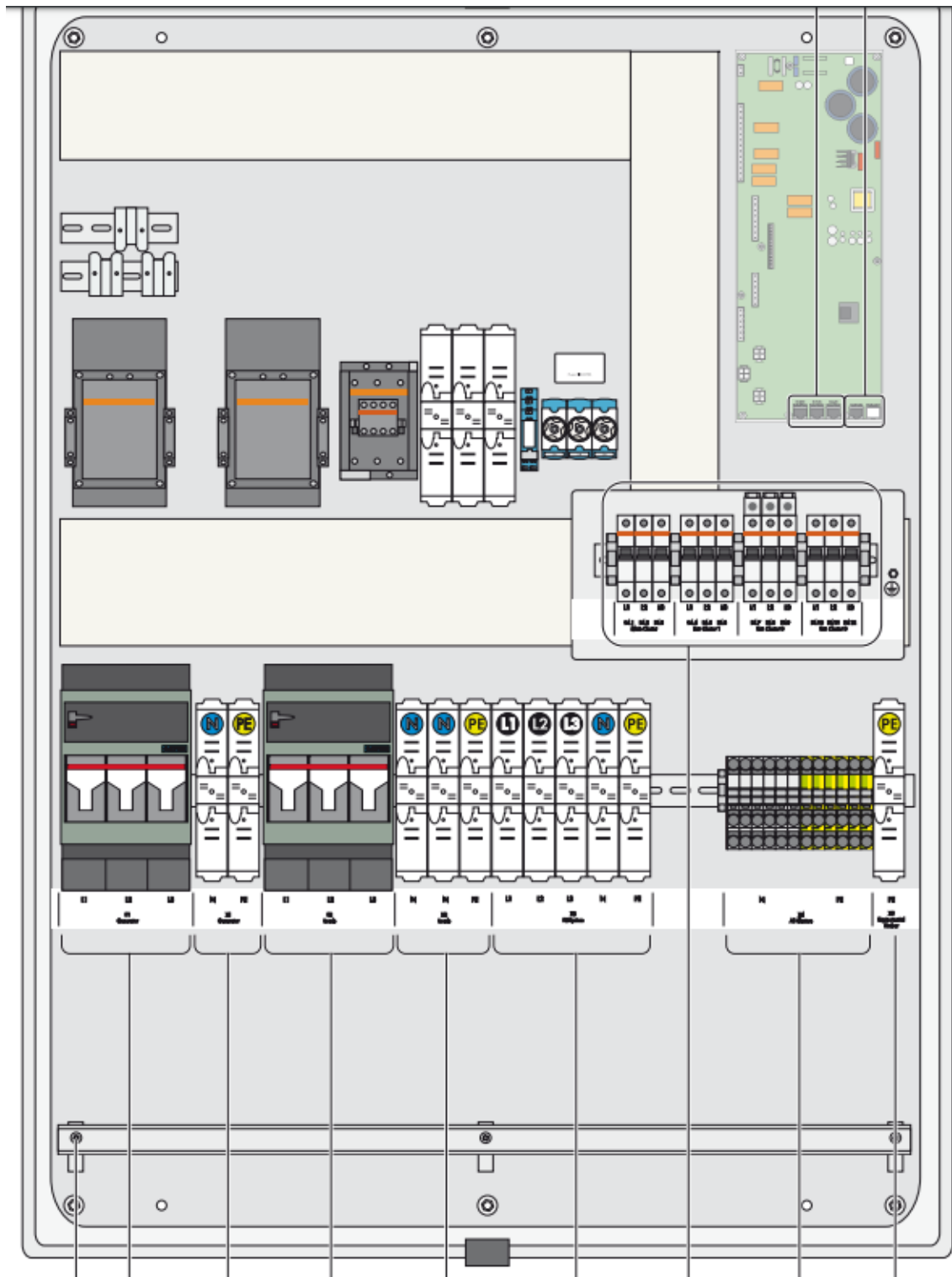
Por otra parte, se localiza el interruptor seccionador, 160 A, para ruptura de carga del generador, F1 GENERATOR, el cual está conectado a las bornas X1 GENERATOR en las que se realizará la conexión del grupo electrógeno.

A continuación, se encuentra el interruptor-seccionador, 160 A, para la ruptura de carga de los consumos, denominado F2 LOADS el cual está conectado a los bornes de conexión X2 LOADS, donde se conectará la acometida de la urbanización.

El siguiente elemento de protección es el del sistema fotovoltaico, denominado X3 PV-SYSTEM que se emplea para la conexión de la planta fotovoltaica, es decir, donde se conectará la parte alterna de los inversores fotovoltaicos.

Acto seguido se localiza el interruptor automático, 32 A, para la conexión de los inversores-cargadores, que están conectados a las bornas de conexión X4 All Cluster donde se conectarán los Sunny Island.

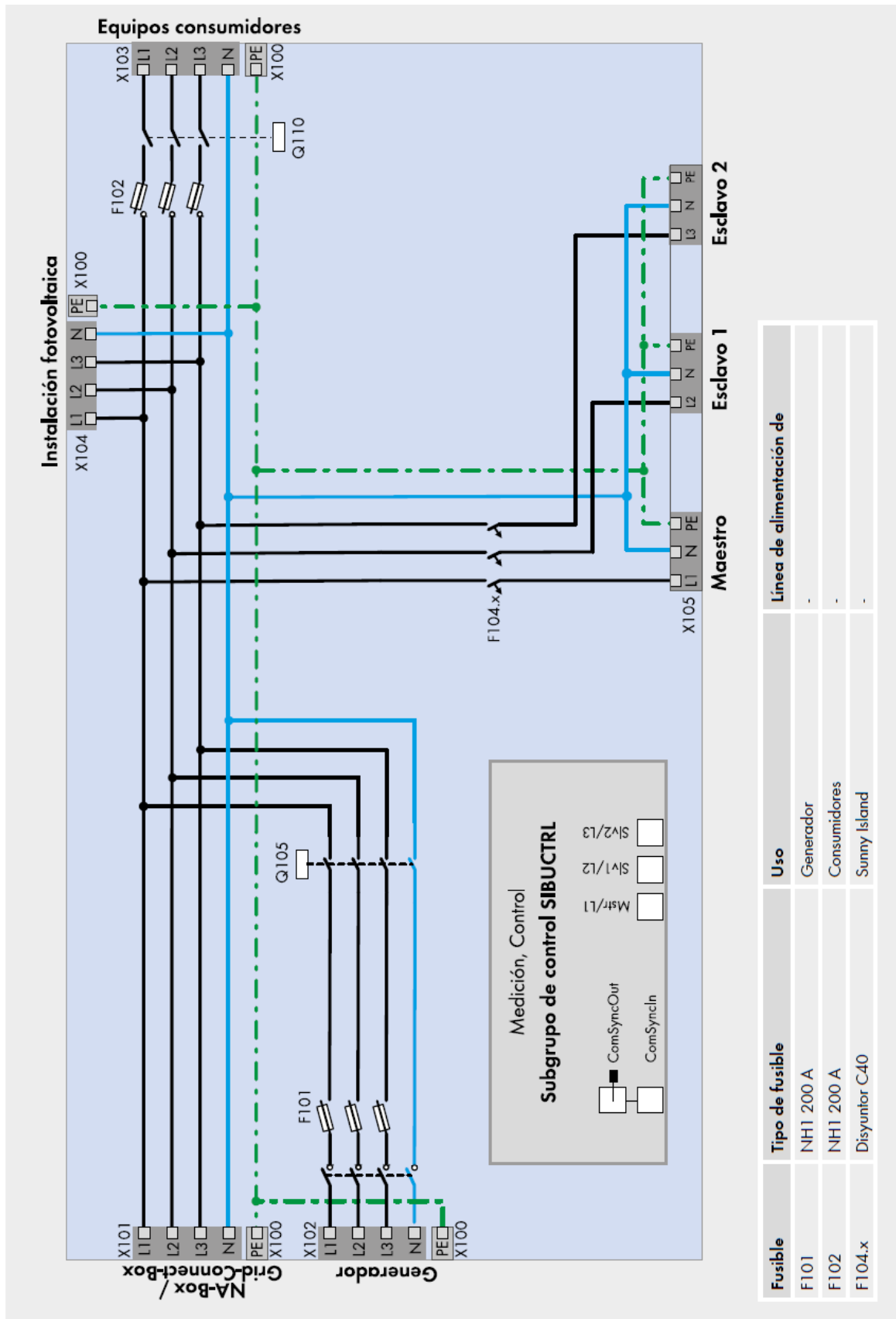
Finalmente nos encontramos con el borne de conexión equipotencial, X5 Equipotential Busbar para la conexión del conductor de puesta a tierra.



- Vista Interior Multicluster-Box 12

4.6. Esquema general de bloques.

ESQUEMA DEL CONJUNTO DE LOS CIRCUITOS PARA MULTICLUSTER-BOX



4.7. Características de la estructura

La estructura será la encargada de soportar todos los esfuerzos mecánicos ejercidos debidos a las cargas de vientos sobre los módulos fotovoltaicos. Por ello, tienen que ser elementos contruidos de materiales resistentes a dichos esfuerzos, así como a las condiciones climatológicas.

Los bloques prefabricados de hormigón denominados Solarbloc contruidos por Pretensados Durán son la solución ideal como elemento de soporte de los módulos fotovoltaicos ya que dispone de la inclinación necesaria según la necesidad del proyecto, así como que reduce el tiempo de montaje ya que dispone de las guías para sujetar los módulos a los propios prefabricados, evitando el montaje de guías.

Por otra parte, al ser prefabricados de hormigón de tipo HM-20, se trata de un material al que no le afecta la climatología y es duradero en tiempo, así como que dispone del peso necesario para que a la hora de realizar los esfuerzos de viento sea autosuficiente como para evitar añadir lastre.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación, Parte II, DB SE y DB SE-AE.

Los puntos de sujeción de los módulos a la estructura son efectuados de tal forma que quedan perfectamente sujetos y se les permita una ligera dilatación debida a la temperatura de trabajo a la que pueden trabajar según la estación del año y el lugar elegido para su ubicación.

Debe garantizarse un buen aislamiento eléctrico. Se evitará la formación de pares galvánicos entre la estructura y el marco del panel fotovoltaico.

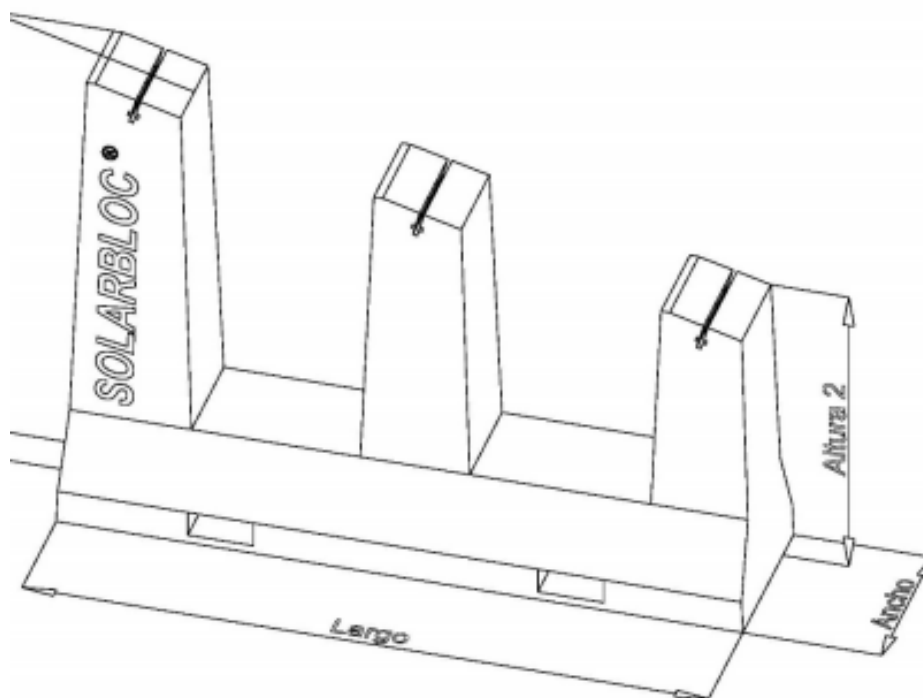
El diseño, la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permitirán las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La fijación de los módulos a la estructura se llevará a término mediante tornillería de acero inoxidable, según la normativa MV-106.

Finalmente, indicar que las piezas lastradas se fijarán al suelo de hormigón mediante pernos de acero inoxidable.

En cuanto a las características del sistema, se tratan de piezas que disponen de varias inclinaciones, empleando el de 60 grados respectivamente, con un peso por pieza de 550 kg. Todo esto se ve reflejado en la siguiente tabla:

Inclinación	60°
Altura 1 (cm)	205,00
Altura 2 (cm)	28,00
Largo (cm)	100,80
Ancho (cm)	60,00
Peso (kg)	550,00
Composición	HM-20



- Características Solarbloc.



- Montaje de módulos fotovoltaicos.

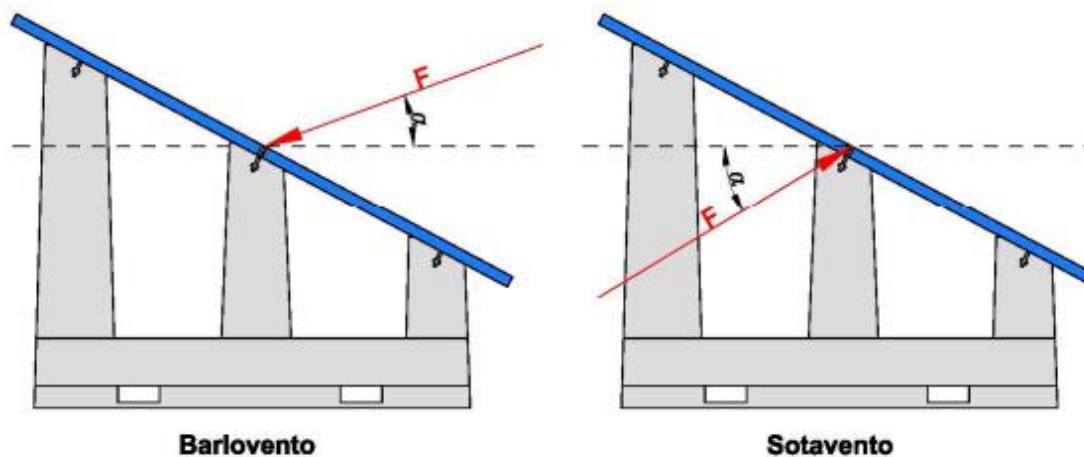
4.7.1 Cálculo de las sobrecargas sobre la estructura

Al realizarse el montaje sobre elementos prefabricados, será necesario el cálculo de los diferentes esfuerzos de vientos que ejercen sobre los módulos e indicar que el peso del prefabricado es suficiente como para evitar el desplazamiento del módulo por barlovento, sotavento y deslizamiento.

Para ello habrá que calcular las cargas estabilizadoras que son aquellas que estabilizan ante la acción desestabilizadoras del viento. La configuración de la misma se basa en el peso de las piezas de solarbloc, el peso total de los módulos fotovoltaicos, el área fotovoltaica implementada en cada vano y el coeficiente de rozamiento estimando entre el solarbloc y la base.

Con esto se obtiene la configuración que genera una carga estabilizadora de componente vertical.

Por el contrario, existen las cargas desestabilizadoras que son aquellas que tienen a desequilibrar el sistema, encontrándonos la velocidad del viento, mediante la cual calculamos la fuerza, F , que ejerce el viento, tanto a barlovento como sotavento así como el ángulo, α , de incidencia de cada una de esas hipótesis de cálculo respecto al terreno.

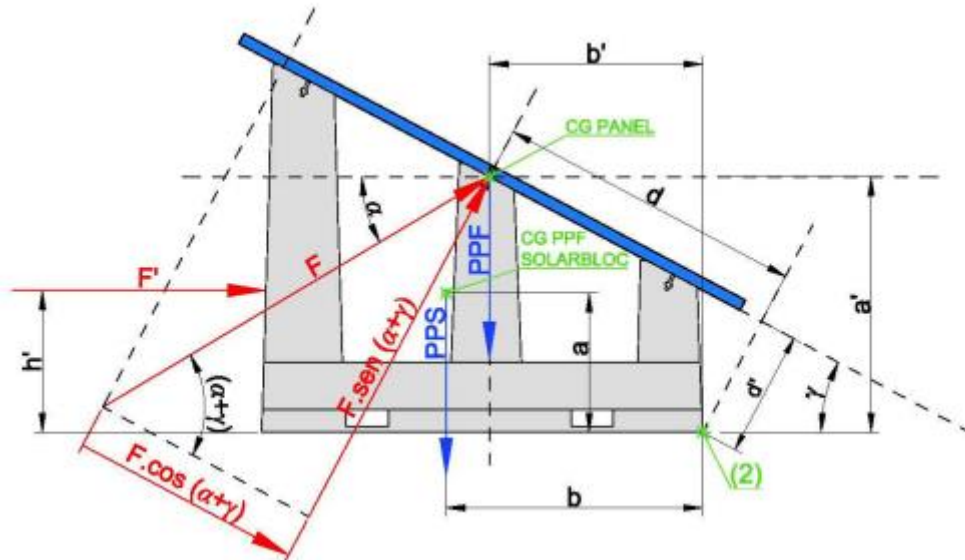


Para realizar estos cálculos se empleará la herramienta informática facilitada por el fabricante, la cual se detalla cada uno de los momentos y esfuerzos que se ejercen sobre la pieza.

Todos estos cálculos vienen definidos en la memoria de cálculo de soportes para paneles solares en Huertos Solares tipo Solarbloc de Pretensados Duran.

Inicialmente, se realizará el cálculo a sotavento, para ello se realizará la comprobación de vuelco y deslizamiento.

Para el vuelco del conjunto se realiza la siguiente modelización:



Siendo:

- α : Ángulo de incidencia del viento respecto a la horizontal.
- γ : Ángulo de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- a : distancia vertical entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- b : distancia horizontal entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- a' : distancia vertical entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad del panel solar.
- b' : distancia horizontal entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad del panel solar.
- d : distancia entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y la componente perpendicular al panel solar de la fuerza del viento aplicada en su centro de gravedad ($F \cdot \text{sen}(\alpha + \gamma)$).
- d' : distancia entre el punto de giro (2) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y la componente paralela al panel solar de la fuerza del viento aplicada en su centro de gravedad ($F \cdot \text{cos}(\alpha + \gamma)$).

- PPS: Peso propio de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- PPF: Peso propio panel fotovoltaico.
- F: Fuerza del viento sobre el panel fotovoltaico.
- F': Fuerza del viento sobre el soporte Solarbloc.

Con estos datos y distancias las ecuaciones de equilibrio de momentos respecto al punto 2 deben ser las siguientes:

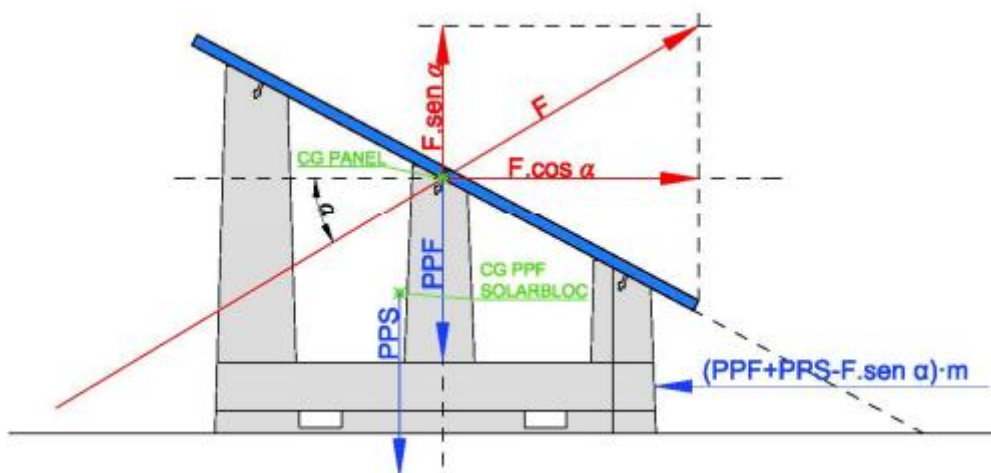
$$F \cdot \sin(\alpha + \gamma) \cdot d + F \cdot \cos(\alpha + \gamma) \cdot d' < PPS \cdot b + PPF \cdot b'$$

Para el cálculo del deslizamiento se verificará que la fuerza desequilibradora horizontal no sea superior a la fuerza de rozamiento.

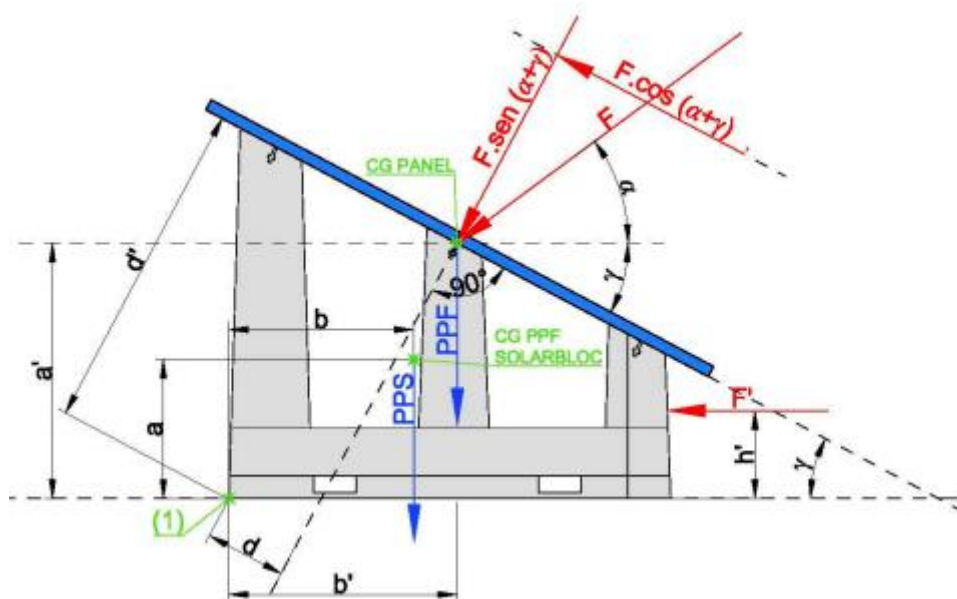
$$F \cdot \cos \alpha \leq (PPF + PPS - F \cdot \sin \alpha) \cdot \mu$$

siendo:

- α = Ángulo de incidencia del viento respecto a la horizontal.
- μ = Coeficiente de rozamiento obtenido mediante lo indicado en el apartado 3.2.3.
- F = Fuerza del viento.
- PPS = Peso propio de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- PPF = Peso propio panel fotovoltaico.



Los esfuerzos por barlovento no suelen ser determinantes ya que dichos esfuerzos suelen ser estabilizadores, no obstante, se calculará la estabilidad al vuelco.



Siendo:

- α : Ángulo de incidencia del viento respecto a la horizontal.
- γ : Ángulo de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- a : distancia vertical entre el punto de giro (1) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- b : distancia horizontal entre el punto de giro (1) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- a' : distancia vertical entre el punto de giro (1) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad del panel solar.
- b' : distancia horizontal entre el punto de giro (1) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y el Centro de Gravedad del panel solar.
- d : distancia entre el punto de giro (1) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y la componente perpendicular al panel solar de la fuerza del viento aplicada en su centro de gravedad ($F \cdot \sin(\alpha + \gamma)$).

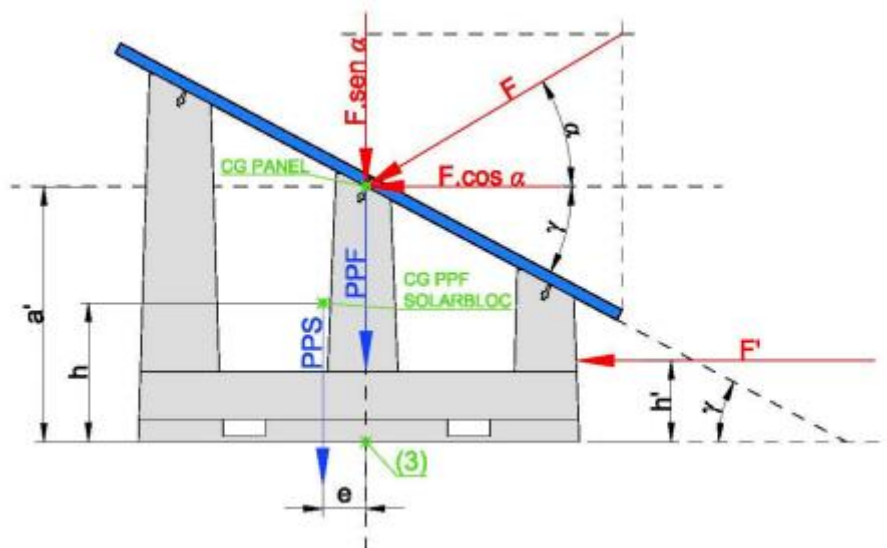
- d' : distancia entre el punto de giro (1) de la pieza Solarbloc Huertos Solares y la componente paralela al panel solar de la fuerza del viento aplicada en su centro de gravedad ($F \cdot \cos(\alpha + \gamma)$).
- PPS: Peso propio de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- PPF: Peso propio panel fotovoltaico.
- F : Fuerza del viento sobre el panel fotovoltaico.
- F' : Fuerza del viento sobre el soporte Solarbloc.

Por lo que la ecuación de equilibrio de momentos respecto del punto 1 será tal que:

$$F \cdot \cos(\alpha + \gamma) \cdot d' - F \cdot \sin(\alpha + \gamma) \cdot d < PPS \cdot b + PPF \cdot b'$$

Como puede observarse el resultado de la operación dependerá fundamentalmente del parámetro "d", que estabilizará la pieza siempre que la fuerza $F \cdot \sin(\alpha + \gamma)$ corte a la base de la pieza. (Esto ocurre siempre en todas las piezas Solarbloc Huertos Solares).

A continuación, se va a realizar la tensión sobre el terreno modelizando los soportes Solarbloc como cimentaciones superficiales rígidas.



Las ecuaciones del equilibrio de fuerzas y momentos (respecto del punto (3)) que aparecen en la figura anterior son:

$$N = F \cdot \sin(\alpha) + PPS + PP$$

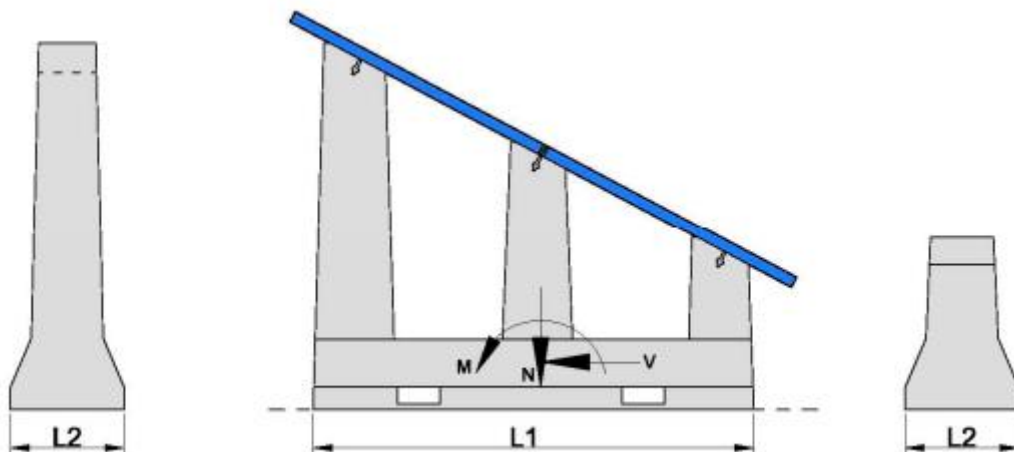
$$V = F \cdot \cos(\alpha) + F'$$

$$M = F \cdot \cos(\alpha) \cdot a' + F' \cdot h' + PPS \cdot e$$

donde:

- N: Áxil resultante de la fuerza vertical del viento y los pesos del panel y el soporte.
- V: Cortante resultante de la fuerza horizontal del viento sobre el panel y sobre el soporte.
- M: Momento sobre el punto (1) de la fuerza horizontal del viento sobre el panel, de la fuerza horizontal del viento sobre el soporte y la debida a la excentricidad del peso del soporte.
- α : Ángulo de incidencia del viento respecto a la horizontal. o γ : Ángulo de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- a' : distancia vertical entre el punto (1) y el Centro de Gravedad del panel solar.
- h: distancia vertical entre el punto de aplicación de la fuerza del viento sobre el soporte y el punto (1).
- PPS: Peso propio de la pieza Solarbloc Huertos Solares.
- PPF: Peso propio panel fotovoltaico.
- F: Fuerza del viento sobre el panel fotovoltaico.
- F' : Fuerza del viento sobre el soporte.

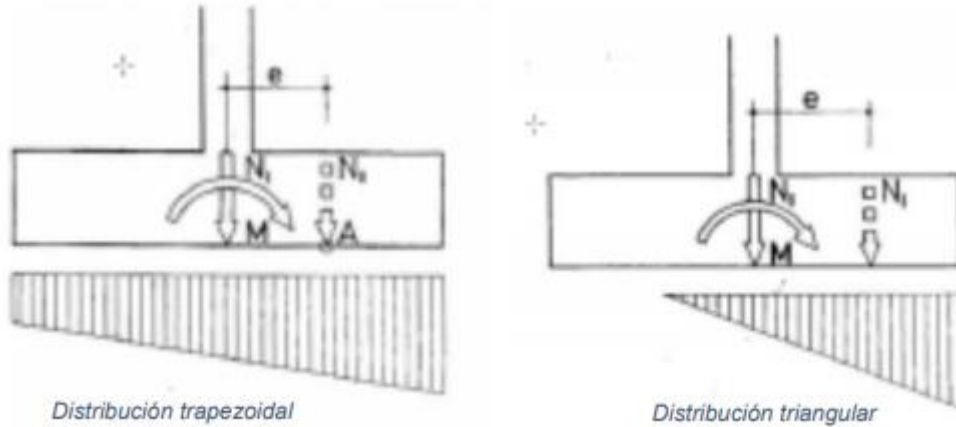
En la siguiente figura se representa dichas resultantes:



Para calcular la distribución que estas resultantes generan sobre el terreno, en primer lugar, establecemos su forma, comprobando si la excentricidad de la carga se sitúa dentro o fuera del núcleo central:

$$e \geq L_1/6 \Rightarrow \text{Distribución trapezoidal}$$

$$e < L_1/6 \Rightarrow \text{Distribución triangular}$$



En el primer caso deben cumplirse las siguientes condiciones:

$$\sigma_{Ter} \geq \sigma_{Med} = \frac{N}{L_1 \cdot L_2}$$

$$1.25 \cdot \sigma_{Ter} \geq \sigma_{Max} = \frac{N}{L_1 \cdot L_2} \left(1 + \frac{6e}{L_1} \right)$$

Todos estos resultados se ven reflejados en la aplicación informática asociada.

SOLARBLOC® Grupo Durán

Soporte de hormigón para paneles solares

ENTRADA DE VIENTO POR BARLOVENTO

Tipo de Solabloc a utilizar: **30°**

Número de Solabloc	31
Número de vientos	31
Peso total de los módulos del viento (kg)	43

Generador (m²/h) x (m²/h)

Velocidad en m/s	240
Velocidad en m/s	60.00

Ángulo del Solabloc: **30°**

Ángulo entre viento - terreno: **60°**

Solabloc® H-5/13 permite hacer filas de 2 módulos en horizontal

Panel	2700.00	0.0750	0.3470
Panels	1440.00	0.0037	0.0034

Área de su superficie: **2.00 x 2.00 = 4.00 m²**

Velocidad del viento: **15% 90.00 16.52**

Ángulo del solarblock: **0.538 rad**

Ángulo viento terreno: **1.047 rad**

Ángulo viento - panel: **1.133 rad**

Carga de viento: **3340.50 kg**

Momento debido al viento	282.76	kg x m	Signo: +
Momento debido al peso	3200.28	kg x m	-
Total momento	2917.52	kg x m	
Resistencia de seguridad al viento	18490.00	kg x m	Resistencia excedente = 188%
COEFICIENTE A VIENTO	0.04612		

POSICIÓN SOBRE EL TERRENO

Tensión sobre su soporte terreno (soporte central)	0.06	kg/cm ²
Tensión media sobre terreno (soporte central)	0.06	kg/cm ²
Tensión sobre su soporte terreno (soporte extremo)	0.06	kg/cm ²
Tensión media sobre terreno (soporte extremo)	0.06	kg/cm ²

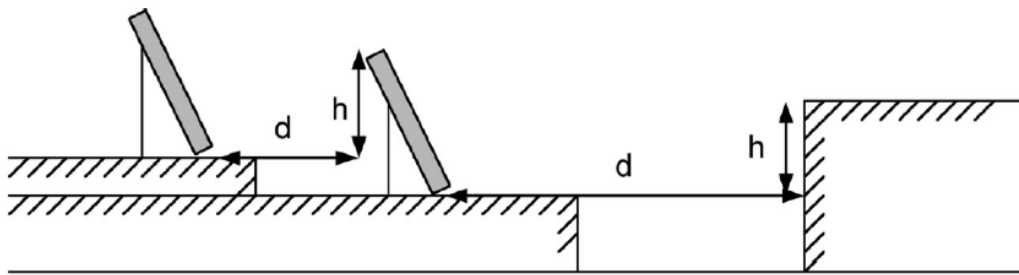
LOS RESULTADOS DE ESTA HOJA DE CÁLCULO NO IMPLICA LA GARANTÍA DEL FABRICANTE.

LOS RESULTADOS ESTÁN SUJETOS A LA CONFIGURACIÓN QUE INTERPRETA CADA PROYECTISTA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A ESTUDIO, SEGUN EL CONOCIMIENTO DE LAS CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, GEOGRÁFICAS Y CONSTRUCTIVAS DE LA SUPERFICIE DONDE SE ASIENTAN LOS SOPORTES SOLARBLOC.

4.7.2. Cálculo de la distancia mínima entre estructuras

Una vez definido el sistema estructural, así como el ángulo de inclinación de los módulos, se procede al cálculo de distancia mínima entre las estructuras para evitar sombras de las estructuras sobre los módulos que le preceden.

Para ello será necesario disponer de la altura de la estructura anterior para poder valorar la distancia de la sombra sobre la horizontal.



Expresión a utilizar para el cálculo de la distancia d :

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k * h$$

$d = k * h$

Donde:

h es la altura máxima del obstáculo.

El coeficiente "k" sería= $\frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$

Teniendo en cuenta lo anterior, la distancia mínima entre filas será de 1,65 metros.

Para el caso y por exigencias de la propiedad para la facilitación a nivel constructivo, se define como distancia entre filas de 10 metros, asegurándonos así que, en los meses de menor inclinación solar, no se harán sombra entre los módulos en ningún momento.

4.8. Cableado

La instalación, en cualquiera de las propuestas, cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (en adelante, REBT)

Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, cumpliendo la norma UNE 21123.

La tensión nominal del campo fotovoltaico, que se encuentra en continua, en la parte de baja será de **809 V** en circuito abierto, teniendo una caída de tensión máxima admisible de **2%** para toda la parte de continua.

En lo referente a la parte de alterna se tendrá una tensión nominal de 400 V y una caída de tensión máxima admisible de 1%.

Para el cálculo del cableado eléctrico se va a emplear el **criterio de caída de tensión**, para limitar la caída de la misma a un 1% tal y como se establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión, y el **criterio térmico**, que limita la intensidad máxima admisible por el cable. Los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad de 125% de la máxima intensidad de la línea, tal y como se establece en el artículo citado. Estas consideraciones se tendrán en cuenta tanto para el cableado de continua como el de alterna. El cableado utilizado en alterna es libre de halógenos, de tensión asignada de 0'6kV/1kV de tensión de aislamiento.

En la parte de continua, para el dimensionado de la sección del cableado, se empleará la corriente de cortocircuito, I_{sc} , ya que es la máxima que podrá circular por el cable.

Características por rama:

Potencia (kWp)	6,97
Corriente de cortocircuito (A)	11,06
Tensión de circuito abierto (V)	809

Características globales para el inversor SMA 2000TL

	Inversor SMA 2000 TL
Potencia Nominal (kW)	20
Corriente de salida en alterna (A)	29
Potencia de salida en alterna (kW)	20

Cableado de corriente continua DC

En lo que se refiere a los conductores de potencia, existirá una línea por cada rama, de este al inversor.

Criterio de caída de tensión

Para una línea monofásica se emplea la ecuación:

$$\Delta U(\%) = \frac{2 * P * L}{c * S * U^2}$$

Donde:

S = Sección del cable en mm².

L = Longitud de la línea en metros.

ΔU = Máxima caída de tensión permitida en voltios.

Repartimos el % de la caída de tensión dependiendo de la longitud del tramo

U_1 = Tensión nominal

P = Potencia de la carga en vatios.

Criterio térmico

Para el dimensionamiento del cable en función de la intensidad máxima admisible, se va a considerar el 125% de la intensidad máxima que va a transportar la línea de corriente continua.

Acto seguido, se comprobará que el conductor soportará la intensidad máxima de diseño en la tabla 1 de Intensidades admisibles de la ITC-BT 19.

TABLA 52-B1 (UNE 20460-5-523:2004) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 6
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla A.52-1 bis columna 3	Tabla A.52-1 bis columna 2	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 10	Tabla A.52-1 bis columna 8
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla A.52-1 bis columna 5	Tabla A.52-1 bis columna 4	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 7
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 6	Tabla A.52-1 bis columna 11	Tabla A.52-1 bis columna 9
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	Tabla A.52-2 bis columna 3	Tabla A.52-2 bis columna 4	Tabla A.52-2 bis columna 5	Tabla A.52-2 bis columna 6
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla A.52-1 bis columna 9	Tabla A.52-1 bis columna 7	Tabla A.52-1 bis columna 12	Tabla A.52-1 bis columna 10
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	F	Tabla A.52-1 bis columna 10	Tabla A.52-1 bis columna 8	Tabla A.52-1 bis columna 13	Tabla A.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	---	Ver UNE 20460-5-523	----	Ver UNE 20460-5-523

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Cobre: $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$; Aluminio: $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$
 Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70^\circ\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,20$; $\theta = 90^\circ\text{C} \rightarrow K_{\theta} = 1,28$

POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):
 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

FACTORES DE MAYORACION K_G : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA A.52-1 BIS (UNE 20460-5-523:2004) Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento													
	PVC3	PVC2	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Sección mm²														
Cobre														
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-		
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-		
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-		
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-		
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-		
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-		
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140		
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174		
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210		
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269		
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327		
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380		
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438		
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500		
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590		
Aluminio														
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-		
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-		
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-		
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-		
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-		
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105		
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130		
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160		
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206		
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251		
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293		
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338		
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388		
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461		

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Intensidades admisibles de conductores.

Cableado de corriente alterna AC

El sistema consta de 2 inversores trifásicos, teniendo una potencia nominal total de 40 kW. En un cuadro denominado CLUSTER se instalarán las protecciones necesarias. El cableado de corriente alterna se va a dividir en dos partes: desde cada inversor hasta el CLUSTER, y desde este armario hasta el armario de medida o CMT. En este último tramo se tiene una potencia de 72 kW y una tensión de 400 V. El factor de potencia de los inversores es cercano a 1, por lo que la intensidad de la línea que une el inversor con el armario AC es de 28,87 A para inversores SMA modelo: Sunny Tripower 20000 TL. Sin embargo, la intensidad de diseño con la que trabajaremos será un 25% más que la anterior: **36,25A** para inversores SMA modelo: Sunny Tripower 20000TL.

Para el cálculo de la sección del cableado se aplican los siguientes criterios:

Criterio de caída de tensión mediante valores unitarios

Emplearemos la fórmula para corriente alterna:

$$e(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2}$$

Criterio térmico

Comprobamos en la tabla 1 ITC-RBT-19 que cumple intensidad admisible, para conductores aislados en tubos.

En lo que se refiere a los conductores de potencia se distinguen el circuito:

1. Cableado de los inversores al CLUSTER
2. Cableado del CLUSTER de AC al CMT.

Dimensionamiento del neutro.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la ITC-BT-19 que regula las instalaciones interiores o receptoras menciona en el apartado 2.2.2: En instalaciones interiores, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, salvo justificación por cálculo, la sección del conductor neutro será como mínimo igual a la de las fases.

Potencia total instalada y demandada. Coeficiente de simultaneidad.

La potencia total instalada en la planta fotovoltaica sobre el terreno se resume en la siguiente tabla:

Cantidad Paneles FV CANADIAN SOLAR HIKU 410WP	41,82 kWp
102	

Los 102 paneles fotovoltaicos CANADIAN SOLAR HIKU 410WP, se prevé estén en funcionamiento todos al mismo tiempo, salvo avería de uno o alguno de ellos. Por lo tanto, estarán en funcionamiento simultáneamente todos, siendo el coeficiente de simultaneidad de 1. Al mismo tiempo los inversores de la firma: SMA modelo: Sunny Tripower 20000 TL estarán en funcionamiento de manera simultánea.

Cálculo de la sección de los conductores de las líneas principales y secundarias.

Pasamos pues a detallar los cálculos eléctricos realizados:

El campo fotovoltaico se encuentra formado por una instalación de 41,82 kWp en total, con dos inversores de 20 kW.

Seguidamente pasamos a detallar las características eléctricas:

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA DC

En lo que se refiere a los conductores de potencia, existirá una línea por cada rama, de este al inversor.

Nº Módulos	Potencia rama	Tensión máxima	Corriente rama	Longitud cable máxima
17	6,97 kW	809V	11,06 A	40 m

Cálculo factor de corrección:

Criterio térmico

Como la intensidad que circulara por el cable es 11'06 A, elegimos de las tablas de intensidades admisibles de la norma UNE 20460-5-523:2004. Se considerarán los valores para cables de cobre ($C_{Cu}=56$) con recubrimiento de XLPE.

$$I_{z(S=6mm^2)} = 49 \text{ A}$$

$$I_{zmax} = I_z * F_{corrección} = 49A * 1 = 49A > I_{maz} = \mathbf{11'06 \text{ A}}$$

Criterio de caída de tensión mediante valores unitarios

Condiciones de trabajo a máxima potencia:

$$V = 47'60 \text{ V/panel} \times 17 \text{ paneles/serie} = 809 \text{ V}$$

$$I = 11,06 \text{ A}$$

$$L_{\text{máx}} = 40 \text{ m}$$

$$e_{\text{adm}}(\%) = 0'50\%$$

$$C_{\text{Cu}} = 56$$

$$e(\%) = \frac{2 * P * L}{c * S * U^2}$$

$$e(\%) = \frac{2 * 6.970 * 40}{56 * 6 * 809^2} = 0'254\% < 2\%$$

Sección de **6 mm²** es apta, cumple **ambos criterios**.

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA BATERÍAS

En lo que se refiere a los conductores de potencia de las baterías, estará definido tal que:

Nº baterías	Potencia rama	Tensión nominal	Corriente rama	Longitud cable máxima
15	13.3 kW	51.2V	259,76 A	2 m

Cálculo factor de corrección:

Criterio térmico

Como la intensidad que circulara por el cable es 259'76 A, elegimos de las tablas de intensidades admisibles de la norma UNE 20460-5-523:2004. Se considerarán los valores para cables de cobre ($C_{\text{Cu}}=56$) con recubrimiento de XLPE.

$$I_{z(S=95\text{mm}^2)} = 271 \text{ A}$$

$$I_{z_{\text{max}}} = I_z * F_{\text{corrección}} = 271 \text{ A} * 1 = 271 \text{ A} > I_{\text{maz}} = \mathbf{259'76 \text{ A}}$$

Criterio de caída de tensión mediante valores unitarios

Condiciones de trabajo a máxima potencia:

$$V = 51.2 \text{ V}$$

$$I = 259,76 \text{ A}$$

$$L_{\text{máx}} = 2 \text{ m}$$

$$e_{\text{adm}}(\%) = 0'50\%$$

$$C_{\text{Cu}} = 56$$

$$e(\%) = \frac{2 * P * L}{c * S * U^2}$$

$$e(\%) = \frac{2 * 12800 * 2}{56 * 95 * 51.2^2} = 0'37\% < 2\%$$

Sección de **95 mm²** es apta, cumple **ambos criterios**.

CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA.		
Tramo	Sección	Descripción cableado
Cableado positivo y negativo de batería de litio a Sunny Island 8.0H	95 mm ²	Cable unipolar RV-K 0,6/1kV (Cu) con recubrimiento de protección de XLPE de 95 mm ²
Rama 1 a 6 (17 módulos en serie por rama, modelo CANADIAN SOLAR HIKU 410WP)	6 mm ²	Cable unipolar solar monofásico RV-K 0,6/1kV (Cu) con recubrimiento de protección de XLPE de 6 mm ²

- Resumen características cableadas de continua -

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA AC

Como ya se ha introducido en los apartados anteriores, el sistema consta de dos inversores trifásicos, teniendo una potencia nominal de 40 kW y de 9 inversores-cargadores Sunny Island 8.0H con una potencia nominal total de 72 kW. En un cuadro denominado CLUSTER se dispone de las protecciones necesarias. El cableado de corriente alterna se va a dividir en dos partes: desde el inversor hasta el CLUSTER, y desde este cuadro hasta el armario de medida o Cuadro principal de cabecera. El factor de potencia del inversor es cercano a 1, por lo que la intensidad de la línea que une el inversor con el armario AC es de 29 A para los inversores SMA modelo: Sunny Tripower 20000 TL. Sin embargo, la intensidad de diseño con la que trabajaremos será un 25% más que la anterior: **36,25 A** para los inversores SMA modelo: Sunny Tripower 20000 TL.

En lo que se refiere a los conductores de potencia se distinguen los circuitos:

1. Cableado de los inversores al CLUSTER.
2. Cableado de los inversores-cargadores al CLUSTER.
3. Cableado del CLUSTER al Cuadro de GENERAL.

A continuación, pasamos a calcularlos en detalle el cableado de corriente alterna AC.

1. Cableado de inversor SMA Sunny Tripower 20 al CLUSTER

Criterio Térmico

Como la intensidad que circulara por el cable es **36,25 A**, elegimos de las tablas de intensidades admisibles de la norma UNE 20460-5-523:2004. Se considerarán los valores para cables de cobre ($C_{Cu}=56$) con recubrimiento de XLPE con método de instalación tipo F, y llevando un circuito, el factor de corrección será de 1.

$$I_{z(S=6 \text{ mm}^2)} = \mathbf{46 \text{ A}}$$

$$I_{z_{\max}} = I_z * F_{\text{corrección}} = \mathbf{46 \times 1 = 46 \text{ A} > I_{\max} = 36,25 \text{ A}}$$

Criterio de caída de tensión mediante valores unitarios

Condiciones de trabajo a máxima potencia:

$$V = 400 \text{ V}$$

$$I_{\max} = 36,25 \text{ A}$$

$$L_{\max} = 5 \text{ m}$$

$$e_{\text{adm}}(\%) = 0'20\%$$

$$C_{\text{Cu}} = 56$$

$$e(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2}$$

$$e(\%) = \frac{20.000 * 5}{56 * 6 * 400^2} = 0'18\% < 1\%$$

Sección de **6 mm²** es apta, cumple **ambos criterios**

Elegiremos una sección de **3Fx6mm²+Nx6mm²**

2. Cableado de inversor Sunny Island 8.0H al CLUSTER

Criterio Térmico

Como la intensidad que circulara por el cable es **32,5 A**, elegimos de las tablas de intensidades admisibles de la norma UNE 20460-5-523:2004. Se considerarán los valores para cables de cobre ($C_{\text{Cu}}=56$) con recubrimiento de XLPE con método de instalación tipo F, y llevando un circuito, el factor de corrección será de 1.

$$I_{z(S=6 \text{ mm}^2)} = \mathbf{46 \text{ A}}$$

$$I_{z\max} = I_z * F_{\text{corrección}} = \mathbf{46 \times 1 = 46 \text{ A} > I_{\max} = 32,5 \text{ A}}$$

Criterio de caída de tensión mediante valores unitarios

Condiciones de trabajo a máxima potencia:

$$V = 230 \text{ V}$$

$$I_{\max} = 32,5 \text{ A}$$

$$L_{\max} = 4 \text{ m}$$

$$e_{\text{adm}}(\%) = 0'20\%$$

$$C_{\text{Cu}} = 56$$

$$e(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2}$$

$$e(\%) = \frac{8000 * 4}{56 * 6 * 230^2} = 0'18\% < 1\%$$

Sección de **6 mm²** es apta, cumple **ambos criterios**

Elegiremos una sección de **3Fx6mm²+Nx6mm²**

3. Cableado del CLUSTER al Cuadro GENERAL

Hay que tener en cuenta que el cable del CLUSTER al Cuadro GENERAL abarcará más potencia puesto que se interconecta con el sistema del AC Coupling, el cual está diseñado para aportar 72 kW.

Criterio Térmico

Como la intensidad que circulara por el cable es **129,9 A**, al ser el interruptor general del CLUSTER de **160A** elegimos de las tablas de intensidades admisibles de la norma UNE 20460-5-523:2004. Se considerarán los valores para cables de cobre ($C_{\text{Cu}}=56$) con recubrimiento de XLPE con método de instalación tipo B1, y llevando tres circuitos, el factor de corrección será de 1.

$$I_{z(S=70 \text{ mm}^2)} = \mathbf{185 \text{ A}}$$

$$I_{z\max} = I_z * F_{\text{corrección}} = \mathbf{185 \times 1 = 185 \text{ A} > I_{\max} = 129,9 \text{ A}}$$

Criterio de caída de tensión mediante valores unitarios

Condiciones de trabajo a máxima potencia:

$$V = 400 \text{ V}$$

$$I_{\max} = 129,9 \text{ A}$$

$$L_{\max} = 10 \text{ m}$$

$$e_{\text{adm}}(\%) = 1'30\%$$

$$C_{\text{Cu}} = 56$$

$$e(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2}$$

$$e(\%) = \frac{72.000 * 50}{56 * 70 * 400^2} = 0'57\% < 1\%$$

Sección de **70 mm²** es apta, cumple **ambos criterios**

Elegiremos una sección de **3Fx70mm²+Nx70mm²**

A continuación, resumimos en una tabla los datos obtenidos para el tramo de alterna.

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA		
Tramo	Sección	Descripción cableado
De inversor Sunny Tripower modelo: 20KTL al CLUSTER	3Fx6+Nx6 mm ²	3F+N Cables unipolares 0'6/1 kV XLPE (Cu), libre de halógenos, con recubrimiento de XLPE de sección de 6 mm ²
De inversor-cargador Sunny Island al CLUSTER	1Fx6+Nx6 mm ²	1F+N Cables unipolares 0'6/1 kV XLPE (Cu), libre de halógenos, con recubrimiento de XLPE de sección de 6 mm ²
Del CLUSTER al CUADRO GENERAL	3Fx70+1Nx70 mm ²	3F+N Cables unipolares 0'6/1 kV XLPE (Cu), libre de halógenos, con recubrimiento de XLPE de sección 70 mm ²

- Resumen características cableadas de alterna -

4.9. Protecciones

El sistema de protecciones cumplirá con lo especificado en el REBT y, en particular, con todo lo dispuesto en el artículo 11 del RD 1699/2011 y Real Decreto 244/2019, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. El sistema deberá contar, como mínimo, con las siguientes medidas de protección:

Aparata de Corriente Continua DC

Protecciones de los propios inversores de la firma: SMA Sunny Tripower 20000 TL, Sunny Island 8.0H y MULTICLUSTER-12 más fusibles de 260A tipo BUK en los cables de 95mm de las baterías.

Aparata de Corriente Alterna AC

Se colocará un diferencial con protección magnetotérmica y diferencial, actuará antes que el interruptor general manual, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red. Se utilizarán magnetotérmicos tipo C, los utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas. Según norma EN 60269, para protección contra sobrecargas, debe cumplir:

I diseño de la línea \leq I asignada dispositivo de protección \leq I admisible de la línea

APARATA DE ALTERNA			
Elemento	Uds	Ubicación	Características técnicas
Interruptor general de grupo electrógeno	1	CLUSTER	Vn = 400 In = 160 A Pcorte = 6kA Sensibilidad= 300mA
Interruptor general de consumos	1	CLUSTER	In=160A Vn= 400V Pcorte = 6kA Sensibilidad= 300mA
Magnetotérmico + diferencial de Tripower 20000 TL	2	SALIDA INVERSOR	Vn = 400 In = 40 A Pcorte = 6kA Sensibilidad= 300mA
Magnetotérmico Sunny Island 8.0H	9	CLUSTER	Vn = 230 In = 32 A Pcorte = 6kA

- Características aparata de alterna-

Sobrecarga.

Detallado en el punto 4.8 anterior

Cortocircuitos.

Detallado en el punto 4.8 anterior

Sobretensiones.

Detallado en el punto 4.8 anterior

Contactos indirectos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra.

En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior al valor siguiente:

$$R_{ISO,MIN}(\Omega) = 40 \times V_{G,MAX}(V) - 1000$$

donde $V_{G,MAX}$, es la tensión correspondiente al generador en circuito abierto operando a baja temperatura, que corresponde al 125 % de la tensión de circuito abierto en condiciones estándar.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a **30mA**, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas.

El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

4.10. Puesta a tierra

De acuerdo con lo dispuesto por el RD 1663/2000 y el REBT, la instalación fotovoltaica tendrá una tierra independiente, de modo que las masas de la instalación estarán conectadas independientemente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto de suministro.

En la parte de CC, el sistema será flotante (esquema IT), con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación (armarios, bandejas, estructura soporte, inversores, etc.).

En el tramo CA se seguirá un esquema TT, con las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección unidas a un mismo conductor de protección, y el neutro puesto a tierra.

Cálculo de la resistencia de tierra:

La resistencia máxima admisible de puesta a tierra se calcula a partir de la expresión:

$$R_{adm} = UL / I\Delta n$$

Donde UL equivale a 50V en locales secos y 24 V en locales húmedos e $I\Delta n$ es la sensibilidad del dispositivo de protección diferencial.

En este caso, se asume un valor de R_{adm} de 800 Ω

Se emplearán picas normalizadas de cobre de 14,6 mm. de diámetro y dos metros de longitud.

El valor de la resistencia ofrecida por el electrodo de tierra se puede evaluar a partir de la siguiente expresión:

$$R_{pica} = \rho / L$$

Donde ρ es la resistividad del terreno (en $\Omega.m$) en el que se insertará la pica.

Para terreno suelo pedregoso desnudo, según el REBT, la resistividad puede adoptar valores comprendidos entre los 1500 y los 3.000 $\Omega.m$, dependiendo de factores tales como la temperatura, la humedad, la granulometría, la estratificación, etc.

En el caso más desfavorable de conductividad del terreno, la resistencia de una pica de las características descritas será de:

$$R_{1\text{pica}} = 3.000 (\Omega \cdot \text{m}) / 2\text{m} = 1.500 \Omega$$

Por tanto se hace necesario la instalación de más picas para establecer una resistencia de tierra por debajo del límite fijado por R_{adm} .

Para estimar la resistencia de un grupo de picas puestas en paralelo, se recurre a la siguiente expresión:

$$R_{\text{total}} = R_{1\text{pica}} \times K/n$$

Siendo K un valor comprendido entre 1,2 y 1,7 (depende del número de picas y de su disposición) y n el número de picas instaladas.

Para $K=1,7$ y cuatro picas en paralelo, se obtiene un valor de resistencia de tierra de 637.5Ω .

En cualquier caso, dada la variabilidad del valor de ρ que se ha empleado para los cálculos, será necesaria la medición "in situ" de la resistencia de tierra en el punto deseado, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

En caso de optar por un sistema formado por varias picas en paralelo, éstas se situarán a una distancia igual a dos veces su longitud y se interconectarán a través de un conductor enterrado de 35 mm^2 mediante soldadura aluminotérmica o grapas de presión inoxidable.

Todos los conductores de protección cumplirán con lo establecido en la ITC-BT 18 Tabla 2 del REBT.

5. ESTUDIO ECONÓMICO

5.1. Amortización

En cuanto al estudio de amortización, se va a proceder a analizar los costes de la instalación, así como los ahorros en 25 y 40 años teniendo en cuenta que se trata de un sistema aislado y se procederá a su comparación con el precio que se pagaría en un sistema conectado a red para obtener el ahorro.

Para ello, por una parte, se tendrá en cuenta el coste de energía incluyendo el precio de la energía, así como el peaje por acceso y potencia y por otra parte se tendrá en cuenta el coste del mantenimiento de la instalación y el precio de los consumibles que será necesario para el equipo generador.

Así pues, se procederá a hacer un estudio de los costes en W_p de la instalación, separando por partidas en función del tipo de tecnología a emplear.

Cabe destacar que la instalación vendrá incluida en el precio de venta de la vivienda, por lo que para el cliente no supondrá un desembolso adicional.

5.2. Costes

En cuanto a los costes, se repartirán entre las 10 viviendas unifamiliares construidas, sumándose al precio de venta de dicha vivienda, así como que se añadirá una cuota a la comunidad en concepto de mantenimiento y operación de la energía fotovoltaica.

5.2.1. Costes W_p

Se realizará una separación puesto que se trata de una instalación con baterías, por lo que hay que tener en cuenta el coste en término de energía, no solo de potencia instalada.

Cliente:	10 VIVIENDAS UNIFAMILIARES AISLADAS	Referencia	CHG Oliva			
Localidad	PEDRALBA					
Estado	FIRMADO	COSTE	MÓDULOS	Potencia p	Pot. Total	€/Wp
	INS FV	155.121,79 €	102	410 Wp	41820 Wp	3,709 €/Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	OBJETIVO		PRESUPUESTADO		EJECUTADO	
	COSTE	€/Wp	COSTE	€/Wp	COSTE	€/Wp
CAPÍTULOS						
1. ESTRUCTURA	3.608,00 €	0,086 €/Wp	3.608,00 €	0,0863 €/Wp	3.608,00 €	0,086 €/Wp
2. MÓDULOS	10.455,00 €	0,25 €/Wp	10.455,00 €	0,25 €/Wp	10.455,00 €	0,25 €/Wp
3. INVERSORES AC	4.210,00 €	0,101 €/Wp	4.210,00 €	0,1007 €/Wp	4.210,00 €	0,101 €/Wp
4. INVERSORES DC	20.790,00 €	0,497 €/Wp	20.790,00 €	0,4971 €/Wp	20.790,00 €	0,497 €/Wp
5. BATERÍAS	69.397,95 €	1,659 €/Wp	69.397,95 €	1,6594 €/Wp	69.397,95 €	1,659 €/Wp
6. MATERIAL ELÉCTRICO	1.762,56 €	0,042 €/Wp	1.762,56 €	0,0421 €/Wp	1.762,56 €	0,042 €/Wp
TOTAL MATERIALES	110.223,51 €	2,636 €/Wp	110.223,51 €	2,6357 €/Wp	110.223,51 €	2,636 €/Wp
7. PERSONAL PROPIO	6.720,00 €	0,161 €/Wp	6.720,00 €	0,1607 €/Wp	6.720,00 €	0,161 €/Wp
8. CERTIFICADO DE INSTALACIÓN	0,00 €	0 €/Wp	0,00 €	0 €/Wp	0,00 €	0 €/Wp
9. TRANSPORTE Y ELEVACIÓN	450,00 €	0,011 €/Wp	450,00 €	0,0108 €/Wp	450,00 €	0,011 €/Wp
10. TRANSPORTE TRABAJADORES	360,00 €	0,009 €/Wp	360,00 €	0,0086 €/Wp	360,00 €	0,009 €/Wp
11. ALOJAMIENTO TRABAJADORES	0,00 €	0 €/Wp	0,00 €	0 €/Wp	0,00 €	0 €/Wp
12. OTROS	17.135,00 €	0,41 €/Wp	17.135,00 €	0,4097 €/Wp	17.135,00 €	0,41 €/Wp
TOTAL MANO DE OBRA	24.665,00 €	0,59 €/Wp	24.665,00 €	0,5898 €/Wp	24.665,00 €	0,59 €/Wp
TOTAL COSTES	134.888,51 €	3,225 €/Wp	134.888,51 €	3,2255 €/Wp	134.888,51 €	3,225 €/Wp
MARGEN	20.233,28 €	0,484 €/Wp	20.233,28 €	0,4838 €/Wp	20.233,28 €	0,484 €/Wp

RESUMEN	
10 VIVIENDAS UNIFAMILIARES AISLADAS	
COSTES MATERIALES + MANO DE OBRA	134.888,51 €
CONTRATO FIRMADO	155.121,79 €
SOBRECOSTES	
Ingeniería + dirección de obra 15%	20.233,28 €
IMPORTE FACTURADO	155.121,79 €

Tal y como se puede observar, el valor que aparece es elevado, de 3,709€/Wp, siendo los precios de mercado inferiores a 0,90 €/Wp.

Por ello, se toma en cuenta la suma de la partida **1+2+3+6+7+9+12** restando el coste del grupo electrógeno para obtener el coste sin el sistema de acumulación, resultando de 0,805 €/Wp, un precio de mercado competitivo.

A continuación, se va a detallar los diferentes campos y elementos necesarios para realizar un sistema aislado sobre la potencia pico instalada:

- Será necesaria la instalación de un grupo electrógeno de 72KVA, con un precio de 0,26 €/Wp.
- Será necesaria la instalación de inversores-cargadores de baterías, con un coste de 0,497 €/Wp.
- Será necesaria la instalación de las baterías de litio, con un coste de 1,659 €/Wp.

Teniendo en cuenta en término de energía, los costes específicos de la instalación (Coste de instalación / Energía aportada) serán de 2,72 €/kWh el primer año, continuando tal que:

Año	Coste €/kWh
1	2,72
2	1,36
3	0,91
4	0,68
5	0,54
10	0,27
25	0,11
40	0,08

Teniendo en cuenta en dichos costes los cambios de los equipos a medida que se termina su vida útil.

5.2.2. Coste a los 25 años

Para realizar el coste a los 25 años se tendrá en cuenta el coste de kWh según compañía en caso de conexión a red, el coste del combustible del grupo electrógeno, así como la cuota de operación y mantenimiento.

Degradación anual	Incluida	Coste energía	0,252 c€/kWh
IPC energía	3,00 %	Inversión	155.121,79 €
TIR	10,00 %		

	Ahorro estimado	O&M	Flujo de Caja	Acumulado
Año 0				-155.122 €
Año 1	14.364 €	800 €	13.564 €	-141.558 €
Año 2	14.795 €	824 €	13.971 €	-127.587 €
Año 3	15.239 €	849 €	14.390 €	-113.197 €
Año 4	15.696 €	874 €	14.822 €	-98.375 €
Año 5	16.167 €	900 €	15.266 €	-83.109 €
Año 6	16.652 €	927 €	15.724 €	-67.384 €
Año 7	17.151 €	955 €	16.196 €	-51.188 €
Año 8	17.666 €	984 €	16.682 €	-34.506 €
Año 9	18.196 €	1.013 €	17.182 €	-17.324 €
Año 10	18.742 €	1.044 €	17.698 €	374 €
Año 11	19.304 €	1.075 €	18.229 €	18.603 €
Año 12	19.883 €	1.107 €	18.776 €	37.379 €
Año 13	20.480 €	1.141 €	19.339 €	56.718 €
Año 14	21.094 €	1.175 €	19.919 €	76.637 €
Año 15	21.727 €	1.210 €	20.517 €	97.154 €
Año 16	22.379 €	1.246 €	21.132 €	118.286 €
Año 17	23.050 €	1.284 €	21.766 €	140.052 €
Año 18	23.742 €	1.322 €	22.419 €	162.472 €
Año 19	24.454 €	1.362 €	23.092 €	185.563 €
Año 20	25.187 €	1.403 €	23.785 €	209.348 €
Año 21	25.943 €	1.445 €	24.498 €	233.846 €
Año 22	26.721 €	1.488 €	25.233 €	259.079 €
Año 23	27.523 €	1.533 €	25.990 €	285.069 €
Año 24	28.349 €	1.579 €	26.770 €	311.839 €
Año 25	29.199 €	1.626 €	27.573 €	339.412 €

Como se puede observar, en el ahorro estimado se incluye el 3% del IPC en caso de estar conectado a la red, así como un 3% al incremento de la tarifa de O&M anual.

5.2.3. Coste a los 40 años

Para realizar el coste a los 40 años, como en el caso anterior, se tendrá en cuenta el coste de kWh según compañía en caso de conexión a red, la sustitución de los equipos tras su vida útil, así como la cuota de operación y mantenimiento.

	Ahorro estimado	O&M	Flujo de Caja	Acumulado
Año 26	30.075 €	1.675 €	28.400 €	342.812 €
Año 27	30.977 €	1.725 €	29.252 €	372.064 €
Año 28	31.907 €	1.777 €	30.130 €	402.193 €
Año 29	32.864 €	1.830 €	31.033 €	433.227 €
Año 30	33.850 €	1.885 €	31.964 €	465.191 €
Año 31	34.865 €	1.942 €	32.923 €	498.115 €
Año 32	35.911 €	2.000 €	33.911 €	532.026 €
Año 33	36.988 €	2.060 €	34.928 €	566.954 €
Año 34	38.098 €	2.122 €	35.976 €	602.930 €
Año 35	39.241 €	2.186 €	37.056 €	639.986 €
Año 36	40.418 €	2.251 €	38.167 €	667.698 €
Año 37	41.631 €	2.319 €	39.312 €	707.010 €
Año 38	42.880 €	2.388 €	40.492 €	747.502 €
Año 39	44.166 €	2.460 €	41.706 €	789.208 €
Año 40	45.491 €	2.534 €	42.958 €	832.166 €

Para mantener la instalación en correcto estado de funcionamiento, se realizará el cambio de inversores y cargadores.

En el año 26 se prevé el cambio de los inversores de autoconsumo, así como de los inversores-cargadores, suponiendo un coste de 25.000€.

En el año 36 será realiza el cambio de módulos, lo que supondrá un coste de 10.455€.

PLIEGO DE CONDICIONES

1. DEFINICIÓN Y ALCANCE

En el siguiente pliego de condiciones técnicas se pretende determinar las condiciones mínimas aceptables para la correcta ejecución de los montajes de la instalación fotovoltaica aislada especificada en el siguiente proyecto y en base al PCT-C-REV-2011 del IDAE.

Dichas prescripciones podrán estar sujetas a modificaciones o soluciones diferentes en base a los pliegos de condiciones particulares siempre que dichas se queden justificadas por su necesidad y no implique ninguna disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en este pliego.

2. CONDICIONES Y NORMAS DE CARÁCTER GENERAL

La realización de la instalación será en todo momento cumpliendo con todos los elementos y requisitos necesarios mediante los cuales se garantice en todo momento la seguridad y la calidad del suministro. La disposición de la instalación fotovoltaica no deberá provocar averías ni alteraciones superiores a aquellas admitidas por la normativa vigente ni condiciones peligrosas de trabajo para el personal de instalación, mantenimiento, así como explotación de la misma.

Los elementos fijados en intemperie estarán protegidos contra agentes ambientales, en particular contra radiación solar, así como humedad, lluvias y tormentas.

En la instalación se incluirá todos los elementos necesarios de seguridad y de protección de las personas y de los propios equipos según normativa vigente.

Una vez adjudicada la obra, se presentará al técnico encargado de la ejecución de la obra toda la documentación necesaria para el correcto desarrollo de los trabajos.

3. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

La calidad de los materiales se ajustará a la "Norma Técnica para instalaciones de Baja y Media Tensión. Criterios Técnicos de Ejecución" según NT-IMBT 1400/0201/1 (DOGV NUM 1760 DE 7/04/1992) y todos los elementos y equipos empleados tendrán su marcado CE correspondiente.

Todos los materiales empleados serán de primera calidad. En caso de emplear materiales distintos a los mencionados en el siguiente proyecto se notificará a la dirección facultativa y se emplearán previa aceptación por la misma.

En caso de emplear marcas diferentes a las ofrecidas por el contratista, se justificará las condiciones técnicas de la misma mediante la ficha técnica así como los certificados necesarios que demuestre que dicho producto se encuentra en superioridad o igualdad de condiciones al exigido.

Se asegurará como principio general que como mínimo se dispondrá de un grapo de aislamiento eléctrico de CLASE I en lo que afecta a los elementos del sistema, a excepción de los cables de continua, así como los elementos ubicados en intemperie, que será de doble aislamiento CLASE II y un grado de protección IP 65.

3.1. Generador fotovoltaico

Todos los módulos que concluirán esta instalación serán del mismo modelo. En caso de modelo diferente, aprobado por la dirección facultativa, se garantizará en todo momento la compatibilidad entre ellos y la ausencia de repercusiones perjudiciales a la instalación por dicha causa.

Todos los módulos deberán cumplir con las especificaciones de la UNE-EN-61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar certificados por laboratorio autorizado.

Se verá reflejado en el módulo de forma visible e indeleble el modelo, nombre y logotipo del fabricante, así como un número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Dispondrán diodos de derivación para evitar posibles averías en las células y circuitos por sombreados parciales y la caja en la que estén será de un grado de protección de IP65.

Si disponen de marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable y toda la estructura metálica será conectada a tierra.

Se exigirá mínimos de calidad en cuanto a la aceptación del módulo, su potencia y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas entre el 5% de las correspondientes a sus valores nominales de catálogo.

Se rechazará cualquier módulo que presente defectos de fabricación, así como roturas, manchas, falta de alineación en las células, burbujas en el encapsulado u otros derivados.

3.2. Inversores-cargadores

Actuarán a modo de fuente de tensión generadora y auto-conmutada y será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que las baterías o el grupo electrógeno puede proporcionar a lo largo del día.

El consumo de los equipos en modo de pérdidas por vacío será inferior al 2% de su potencia nominal de salida y cumplirá con todas las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, certificadas por el fabricante, con protecciones eléctricas frente a cortocircuitos en alterna, tensiones de red fuera de rango, frecuencias de red fuera de rango, sobretensiones o perturbaciones de red.

Dispondrá a su vez de controles manuales y señalizaciones necesarias para su correcta operación, incorporando controles automáticos adecuados para su manejo, supervisión, reparación o mantenimiento, así como una IP30 mínima para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.

3.3. Baterías

Se emplearán baterías de litio instaladas en sistemas tipo rack con su correcta ventilación y se emplearán los cables dispuestos por el fabricante para la interconexión de las mismas.

Se comprobará que los elementos de protección de las propias baterías funcionan de manera correcta, así como los avisos luminosos.

Se interconectarán entre si las baterías mediante cable de comunicación para que la unidad maestra sea capaz de gestionar el sistema e impedir cualquier tipo de defecto que pueda afectar a la red.

3.4. Inversor

Al igual que el inversor-cargador, actuará a modo de fuente de corriente autoconmutada, y será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

El consumo de los equipos en modo de pérdidas por vacío será inferior al 2% de su potencia nominal de salida y cumplirá con todas las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, certificadas por el fabricante, con protecciones eléctricas frente a cortocircuitos en alterna, tensiones de red fuera de rango, frecuencias de red fuera de rango, sobretensiones o perturbaciones de red.

Dispondrá a su vez de controles manuales y señalizaciones necesarias para su correcta operación, incorporando controles automáticos adecuados para su manejo, supervisión, reparación o mantenimiento, así como una IP30 mínima para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.

3.5. Estructura

La estructura deberá ser capaz de resistir con los módulos instalados las sobrecargas de viento y nieve u otros factores climatológicos según CTE y según RD 314/2006 cumpliendo con la norma MV-103.

La construcción y diseño de las estructuras del sistema de fijación de los módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir las cargas que puedan afectar la integridad de los módulos, siguiendo las instrucciones del fabricante.

Los puntos de fijación empleados serán suficiente en número de tal forma que no se produzcan flexiones más allá de las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo.

La estructura se instalará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado, teniendo en cuenta la posibilidad de montaje y desmontaje, así como sustituciones de elementos, así como su instalación evitando provocar sombreado.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo con la norma MV106. En el caso de ser estructura galvanizada se admitirán también tornillos galvanizados. Siempre empleando el mismo material de la estructura.

Si está construido con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y químicas. Y si es galvanizado en caliente, cumplirá la norma UNE-EN ISO 1461:2010.

3.6. Cableado

Los conductores a emplear serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión superiores a 1,5% y calentamiento.

Los cables serán de la longitud ideal para no generar esfuerzos tensores sobre la instalación así como su correcta fijación para evitar engancho por tránsito de personas. Todo el cableado cumplirá con la norma UNE 21123.

Los circuitos en la fase de continua estarán identificados con cable solar de colores y conectores tipo MC4 para realizar conexiones en intemperie, así como un marcaje de cada una de las series pertenecientes para los futuros mantenimientos e identificación de fallos.

En la parte de alterna se diferenciarán los cables por fases según código de colores, así como el cable de tierra será correctamente identificado mediante el código de colores verde/amarillo.

El cableado en exterior irá entubado por las canalizaciones enterradas en el hormigón y los tubos serán sellados para evitar la entrada de elementos, así como roedores. En interior se ubicará en zona delimitadas con un trazado rectilíneo y se respetará el radio de curvatura fijado por los fabricantes o según norma UNE-211435.

La realización de las conexiones será en cajas adecuadas con dimensiones que permiten alojar holgadamente todos los conductores a contener.

3.7. Protecciones

Se cumplirá con lo dispuesto en el vigente REBT y RD 1663/2000 (Art.11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásica las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

3.8. Puesta a tierra

Se cumplirá con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (Art.12) sobre las condiciones de PaT en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fv, tanto en el lado de DC como de AC estarán conectadas a una única tierra, la cual será independiente del neutro de la instalación receptora, de acuerdo con el REBT vigente.

4. EJECUCIÓN DE LA OBRA

4.1. Ejecución del trabajo

Los trabajos se realizarán según el pliego de condiciones y teniendo en cuenta los criterios de seguridad y salud en el trabajo.

Todas las personas dispondrán de los cursos correspondientes a trabajos eléctricos, así como que dispondrán de los cursos necesarios para manipular las plataformas necesarias durante la obra.

Los materiales serán transportados con cuidado, no serán arrastrados, golpeados ni lanzados. Serán transportados mediante maquinaria todos aquellos que sean pesados o voluminosos. Se tendrá especial precaución con los módulos fotovoltaicos y los inversores.

El contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al director de obra de las anomalías que se produzcan.

5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

Tras la finalización de los trabajos se procederá a retirar todos los elementos sobrantes y se limpiará la zona ocupada, así como que se llevará al vertedero y se clasificarán todos los residuos y desechos.

El instalador entregará al mantenedor un usuario y un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso de la instalación. Este documento será firmado por ambas partes en el momento de la recepción.

Previo a realizar la puesta en servicio, se realizará una revisión exhaustiva del correcto conexionado de todos los elementos, así como la toma de valores de las distintas tensiones e intensidades disponibles en los diferentes elementos.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo la puesta en marcha de todos los sistemas, prueba de arranque y parada en distintos puntos de funcionamientos y prueba de todos los elementos de protección y seguridad.

6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

6.1. Generalidades

Se firmará un contrato de mantenimiento con el cliente disponiendo un calendario de labores de mantenimiento preventivo, el cual se realizará en base a lo aconsejado por los diferentes fabricantes.

Las condiciones en detalle del mantenimiento preventivo y correctivo y su alcance se fijarán en un contrato independiente. En cualquier caso, se realizarán las actuaciones de mantenimiento por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad y dirección de la empresa instaladora, la cual redactará un informe técnico tras cada visita reflejándose el estado actual de la instalación e incidencias asociadas a la misma.

6.2. Programa de mantenimiento

Se realizará un calendario de mantenimiento con visitas programadas para realizar la limpieza de los módulos fotovoltaicos, así como la limpieza de la sala de inversores y revisión de los diferentes elementos que la compongan.

Se programarán tantas visitas como sean necesarias para mantener operativa la instalación al 100% y no se tardará un plazo superior a 2h para acudir en caso de fallo de la red.

6.3. Garantías

6.3.1. Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo a las siguientes condiciones generales en caso de haber sufrido una avería debida a un defecto de montaje o cualquier de los componentes, siempre que haya sido manipulada de manera correcta de acuerdo a lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concederá a favor del comprador de la instalación, la cual se justificará debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

6.3.2. Plazos

Todos los elementos de la instalación, así como dicha en su conjunto estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño, por una garantía de dos años, salvo para los módulos fotovoltaicos que será de una garantía mínima de 10 años a partir de la fecha de la firma del acta. Esto a su vez será modificado en caso de ampliación de la garantía antes de la recepción de la instalación.

No obstante, el instalador queda obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, material o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

6.3.3. Condiciones económicas

La garantía comprende tanto la reparación como reposición en el caso de ser necesario de los componentes y las piezas que puedan resultar defectuosos, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

A su vez quedarán incluidos todos los demás gastos, así como la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

6.3.4. Anulación de la garantía

Se anulará la garantía en caso de no cumplir todo lo mencionado anteriormente.

6.3.5. Lugar y tiempo de la presentación

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

PRESUPUESTO

7. PRESUPUESTO

La presente oferta tiene por objeto la proposición de una solución técnica y económica para la implantación de un sistema mini-grid eléctrico de alta eficiencia en la modalidad de **llave en mano**, quedando incluidos la totalidad de los suministros y del montaje de todos los equipos hasta dejar la instalación perfectamente finalizada y funcionando.

Nº de presupuesto: 201705051111 Fecha: 15/03/2020

Pos.	Nº	Descripción	Importe
1	1 Ud	Instalación FV off-grid. Formada por los siguientes elementos: El sistema de fijación de módulos será en integración arquitectónica mediante el método descrito en el apartado 4.6, sección "estructuras de fijación".	
2	102 Ud	Módulos fotovoltaicos tier 1 formados por celulas de silicio cristalino de alta eficiencia con tolerancia positiva de 410 Wp de dimensiones 2108 x 1048 mm y un peso de 24,9 kg. Cuentan con una garantía de 25 años.	
3	2 Ud	Inversor de 20 kW con tensión nominal de red de 3x400 V para una frecuencia de red de 50 Hz y un rendimiento del 98% con protección IP65, cuentan con garantía de 25 años.	
4	9 Ud	Inversores-cargadores de red Sunny Island 8.0H para el suministros de tensión de red.	
5	1 Ud	Instalación eléctrica en baja tensión, incluido cableado y conexionado de string en CC y conexión CA hasta punto conexión.	
6	15 Ud	Baterías de litio de 13,8 kWh con 12000 ciclos de descarga y garantía de 10 años	
7	1 Ud	Ingenieria y dirección de obra	
8	1 Ud	Gestión y tramitación de las autorizaciones necesarias, sin incluir tasas e impuestos.	
9	1 Ud	Grupo electrógeno de 72 kVA con arranque automático, sistema de seguridad e insonorización.	
TOTAL EUR			155.121,79 €

Apoyo metálico de presilla, de 12 m de altura y 400 daN de esfuerzo nominal, empotrado en dado de hormigón en suelo cohesivo.

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt35pya040ee	Ud	Apoyo metálico de presilla, de 12 m de altura y 400 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección	1,000	496,77	496,77
mt10hmf010N	m³	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	1,042	75,84	79,03
			Subtotal materiales:		575,80
2		Equipo y maquinaria			
mq01exn010i	h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	0,452	46,11	20,84
mq04cag010a	h	Camión con grúa de hasta 6 t.	1,239	50,00	61,95
			Subtotal equipo y maquinaria:		82,79
3		Mano de obra			
mo020	h	Oficial 1ª construcción.	2,477	18,56	45,97
mo077	h	Ayudante construcción.	2,477	17,53	43,42
			Subtotal mano de obra:		89,39
4		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	0,000	747,98	0,00
Coste de mantenimiento decenal: 76,29€ en los primeros 10 años.			Costes directos (1+2+3+4):		747,98
m		Tendido de cableado trenzado	15000	15	225000
Ud		Armario de protección y medida exterior más legalización	1	1000	1000
Ud		Apoyos necesarios	375	747,98	280492,5
				TOTAL	506492,5

PRESUPUESTO NO VÁLIDO
 SIN ACEPTACIÓN DE PROYECTO
 SIMPLE COPIA

PLANOS



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
46193A033300820000ZI

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

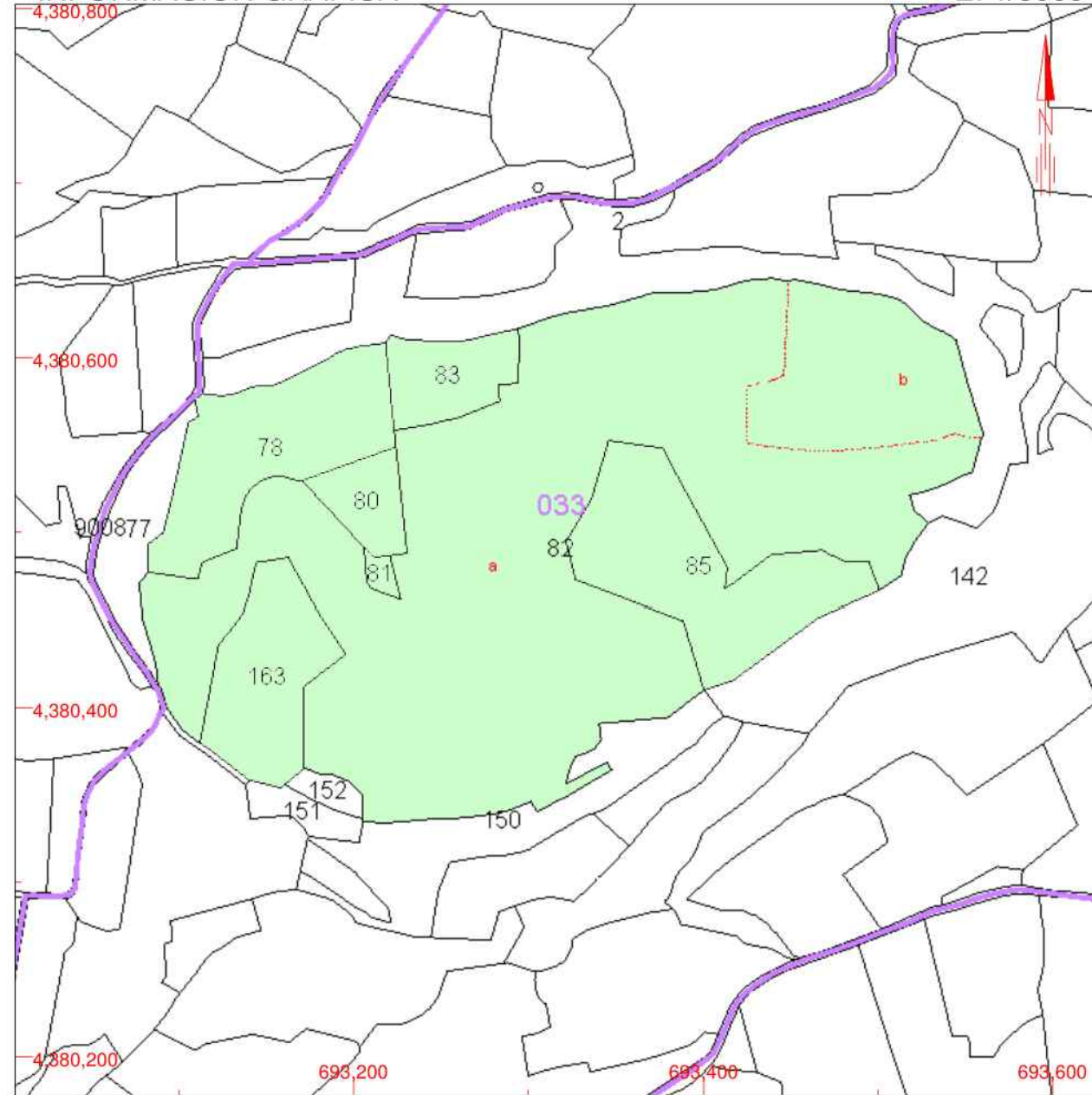
LOCALIZACIÓN	
Polígono 33 Parcela 82	
CUEVA TERRERO. PEDRALBA [VALENCIA]	
USO PRINCIPAL	AÑO CONSTRUCCIÓN
Suelo sin edif.	
COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN	SUPERFICIE CONSTRUIDA [m ²]
100,000000	--

PARCELA CATASTRAL

SITUACIÓN		
Polígono 33 Parcela 82		
CUEVA TERRERO. PEDRALBA [VALENCIA]		
SUPERFICIE CONSTRUIDA [m ²]	SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA [m ²]	TIPO DE FINCA
--	71.278	Suelo sin edificar

INFORMACIÓN GRÁFICA


E: 1/5000

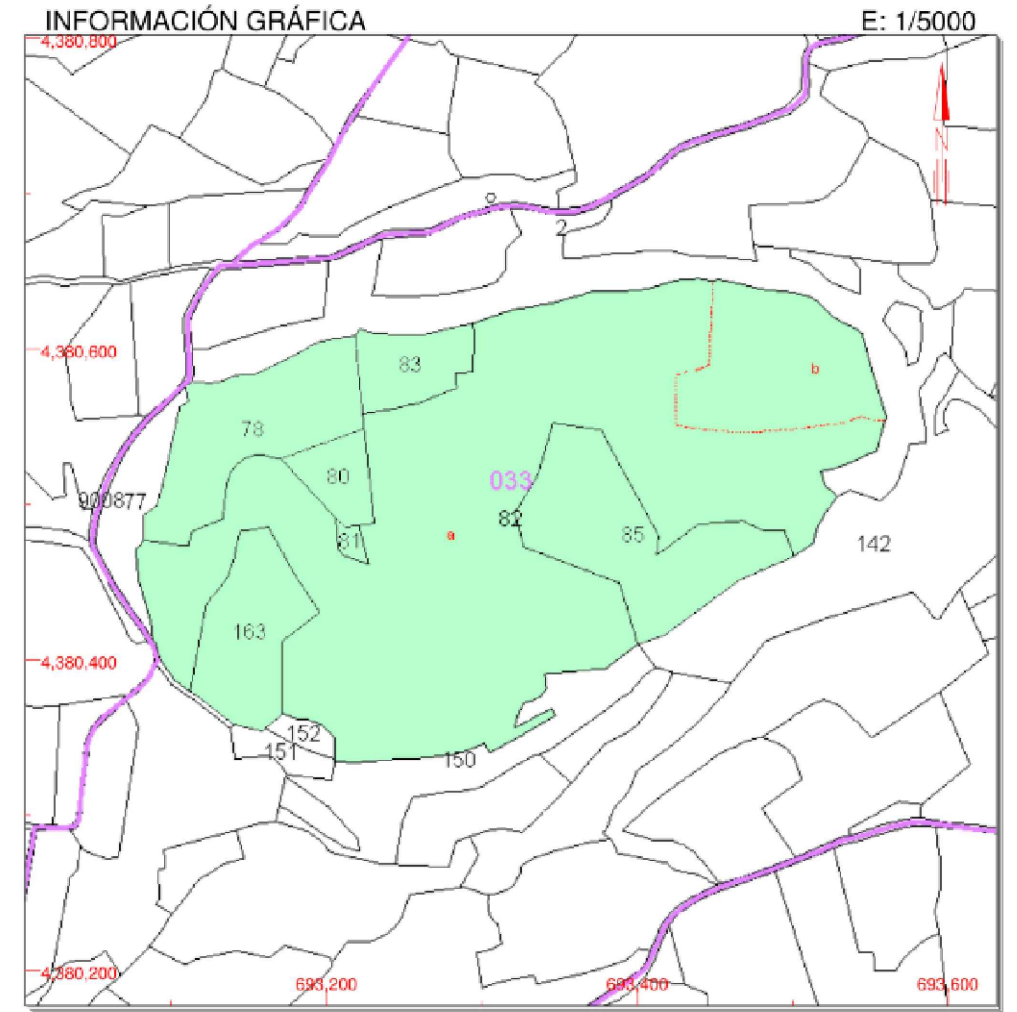
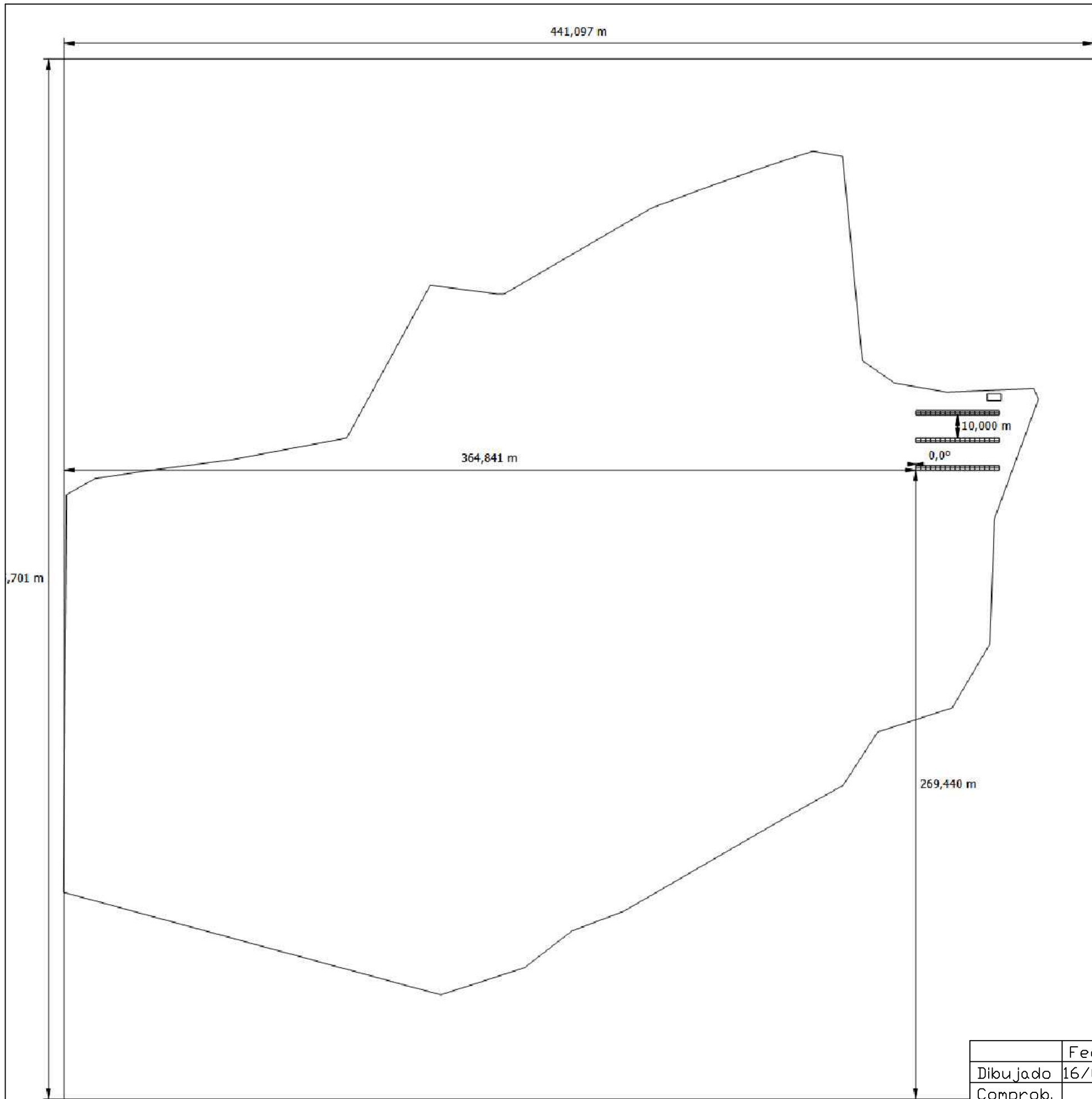



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

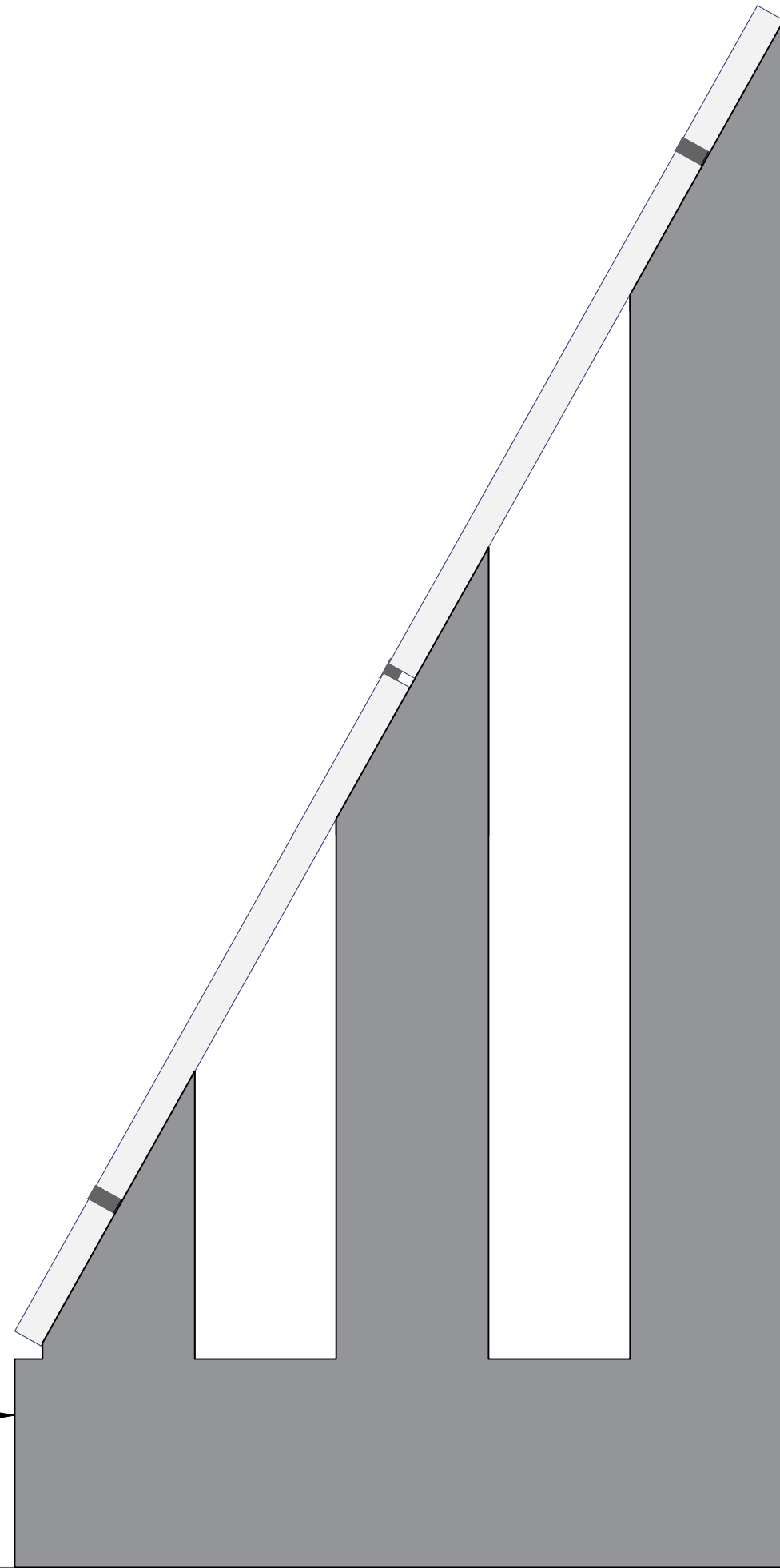
- 693,600 Coordenadas U.T.M. Huso 30 ETRS89
- Límite de Manzana
- Límite de Parcela
- Límite de Construcciones
- Mobiliario y aceras
- Límite zona verde
- Hidrografía


Domingo , 3 de Noviembre de 2019

	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					<small>Emplazamiento: POLIGONO 33, PARCELA 82, 46193 - PIEDRALBA VALENCIA</small>
 PLANO DE UBICACIÓN					Escala: 1:1
					Nº Plano: 1/11
					Nº Revisión: 0

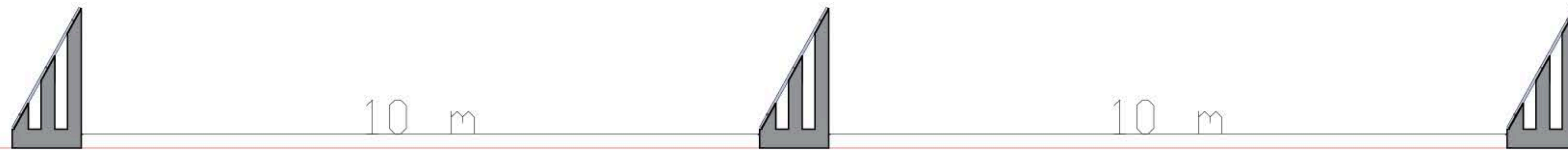


	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					<small>Emplazamiento: POLIGONO 35, PARCELA 82, 4884 - PERMULA VALLEDEJA</small>
 PLANO DE MONTAJE EN ZONA					Escala: 1:1
					Nº Plano: 2/11
					Nº Revisión: 0

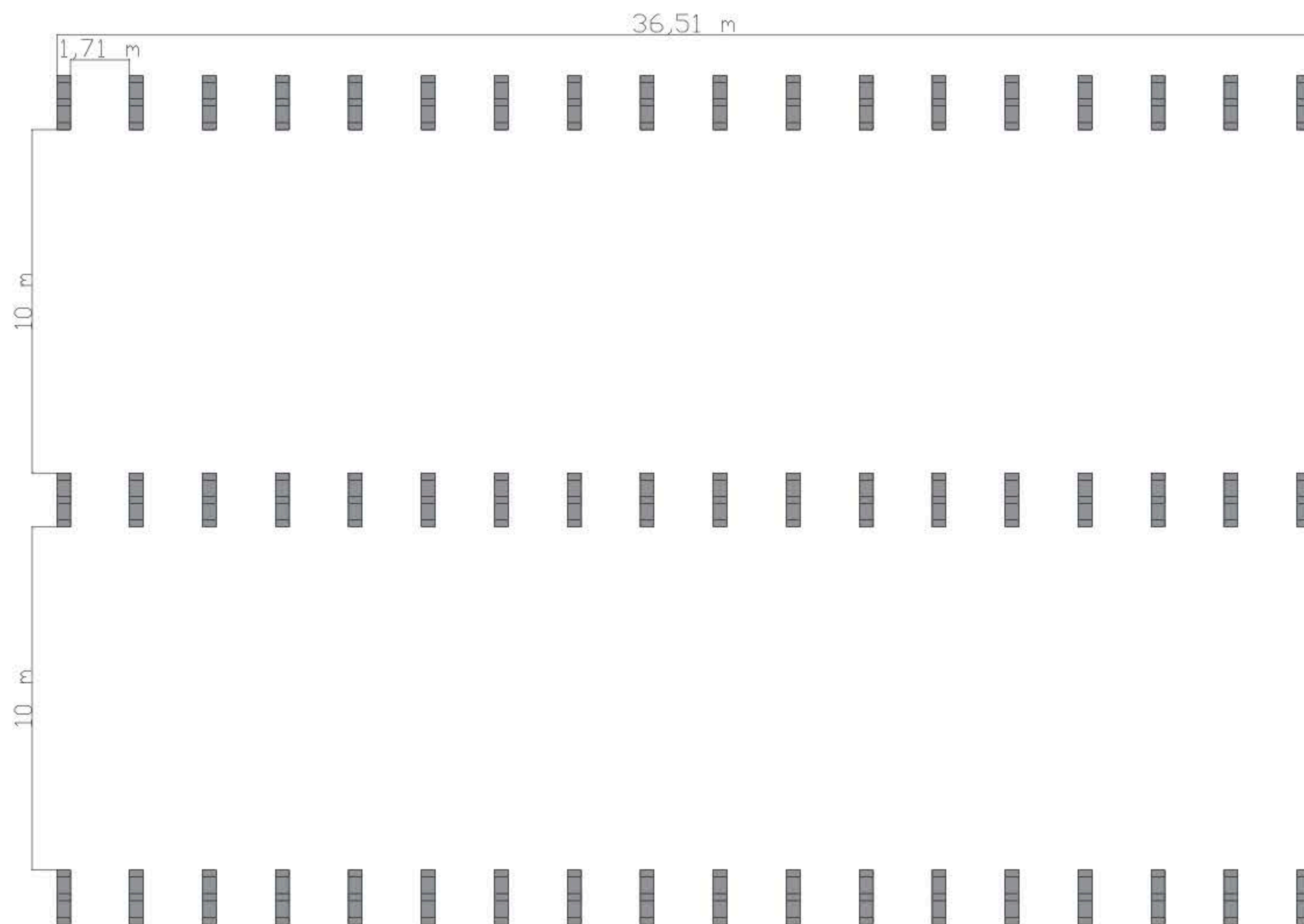


	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					
<small>Emplazamiento: POLIGONO 35, PARCELA 02, 46144 - PERALBA VALENCIA</small>					Escala: 1:1
 PLANO DE MONTAJE DE ESTRUCTURAS					Nº Plano: 3/11
					Nº Revisión: 0

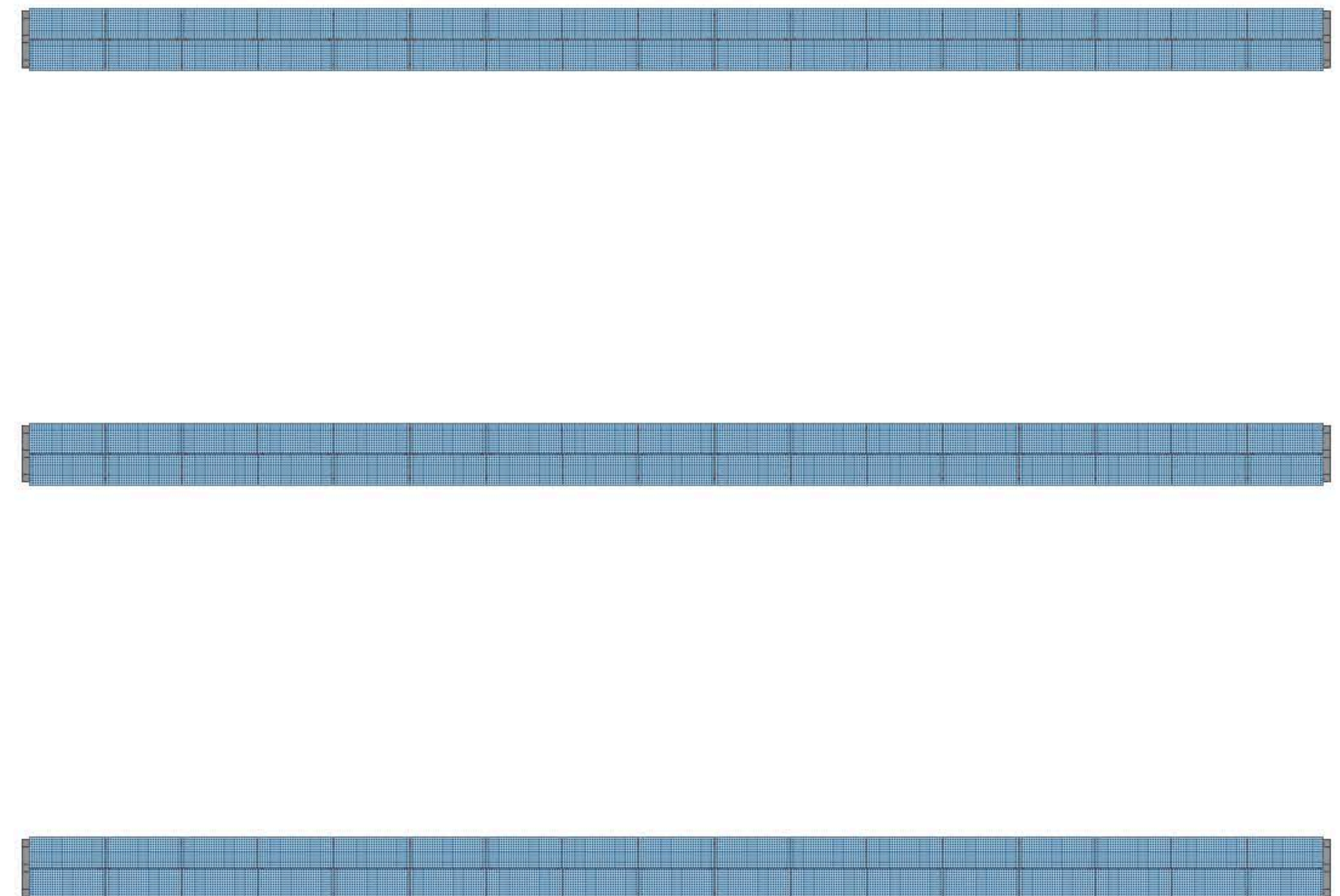
VISTA PERFIL COLOCACIÓN DE ESTRUCTURA



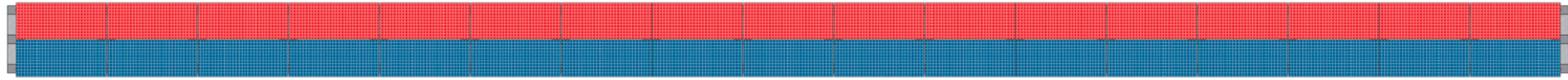
VISTA PLANTA COLOCACIÓN DE ESTRUCTURA



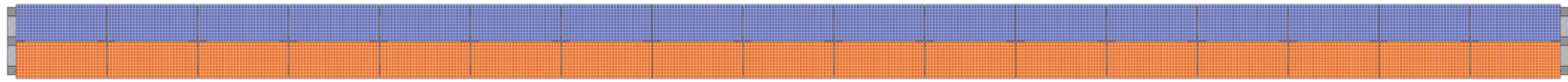
VISTA PLANTA COLOCACIÓN DE PANELES



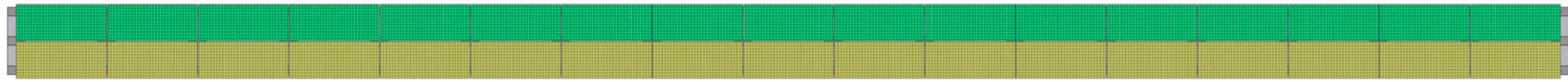
	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					<small>Emplazamiento: PANELES EN PAREDE DE 40x4 - PERFILES GALVALUM</small>
 PLANO DE MONTAJE DE ESTRUCTURAS				Escala: 1:1	
				Nº Plano: 4/11	
				Nº Revisión: 0	



STRING 1
STRING 2

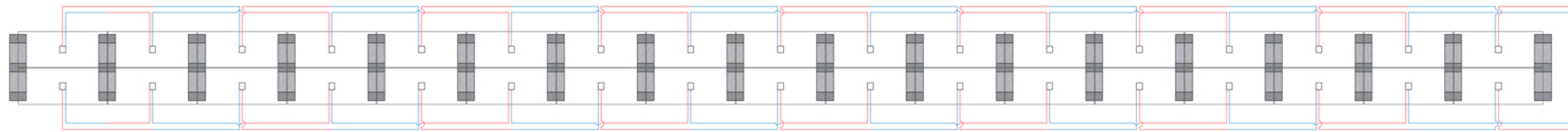


STRING 3
STRING 4

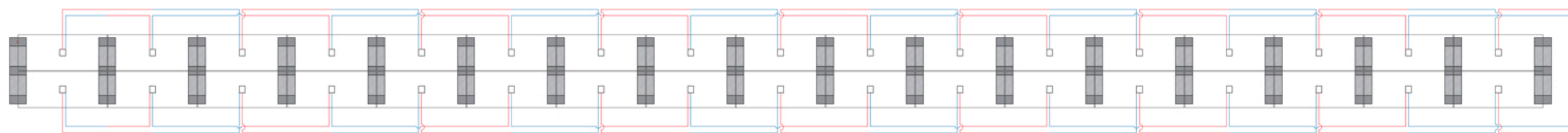


STRING 5
STRING 6

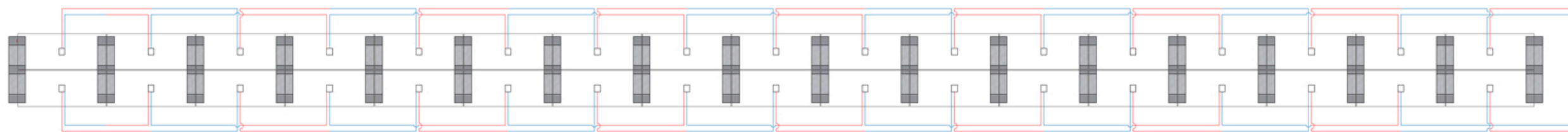
	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					<small>Emplozamiento: POLIGONO 35, PARCELA 92, 46104 - PERRALBA (VALENCIA)</small>
 PLANO DE SERIES DE PANELES				Escala: 1:1	
				Nº Plano: 5/11	
				Nº Revisión: 0	



STRING 1
STRING 2

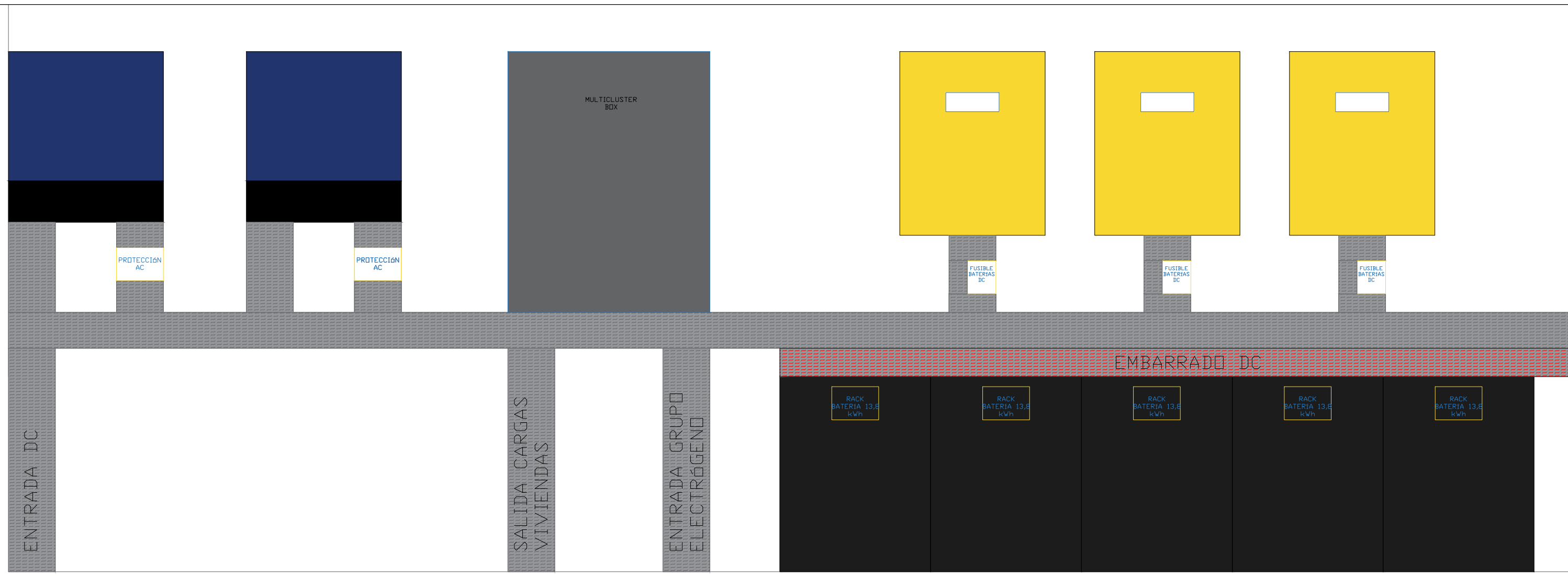
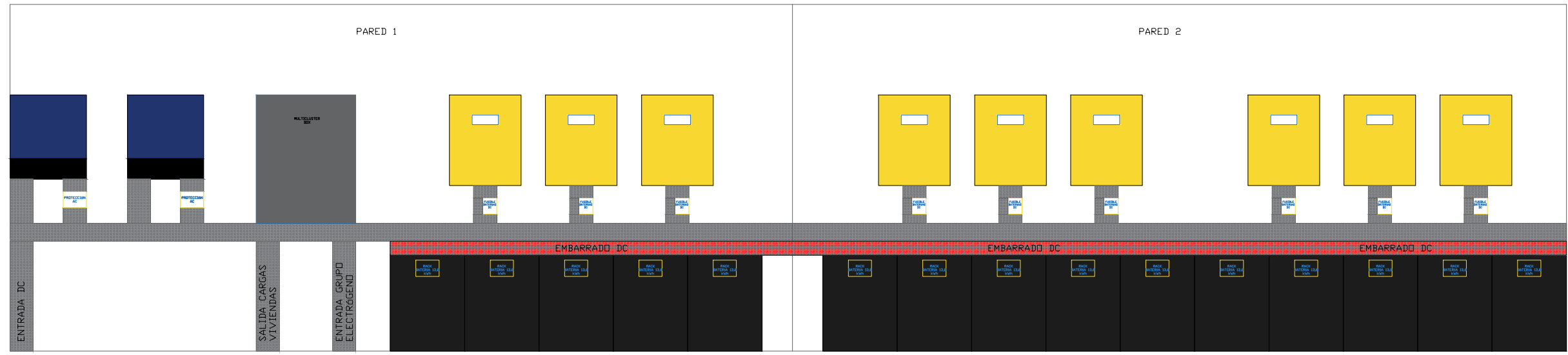



STRING 3
STRING 4

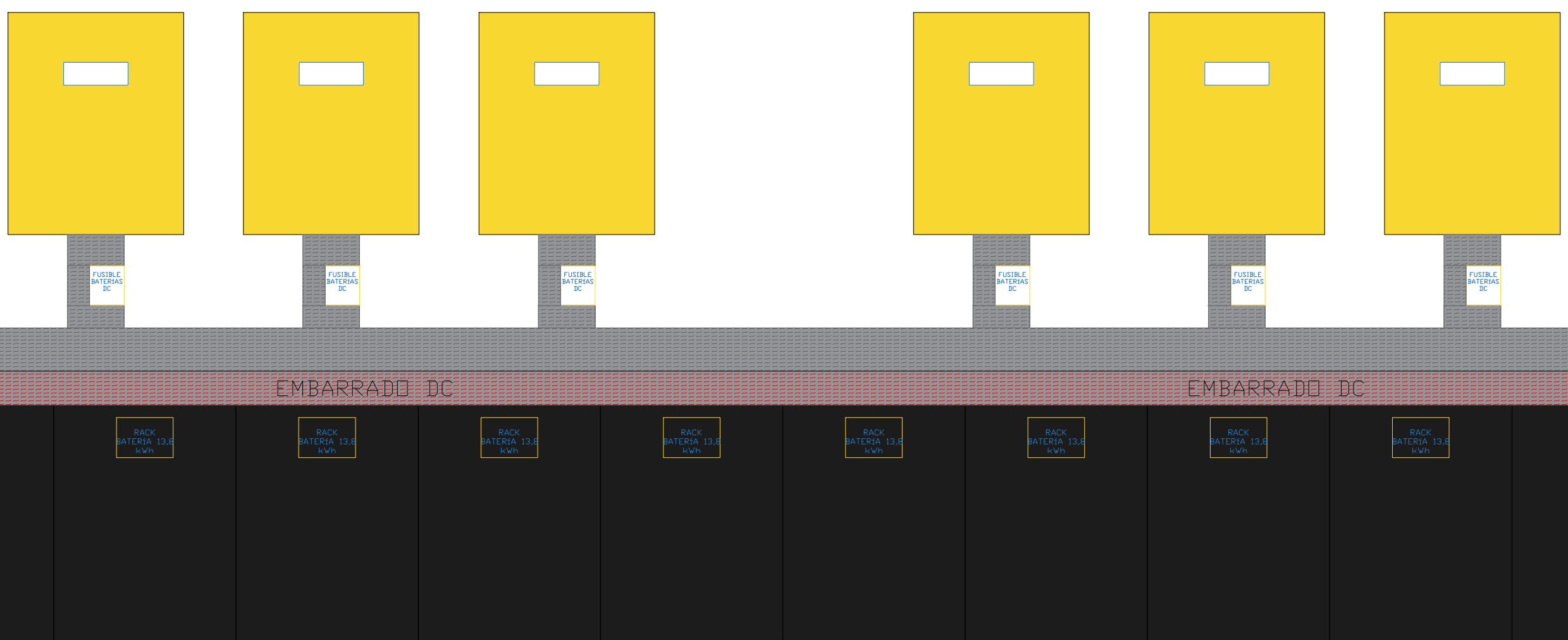
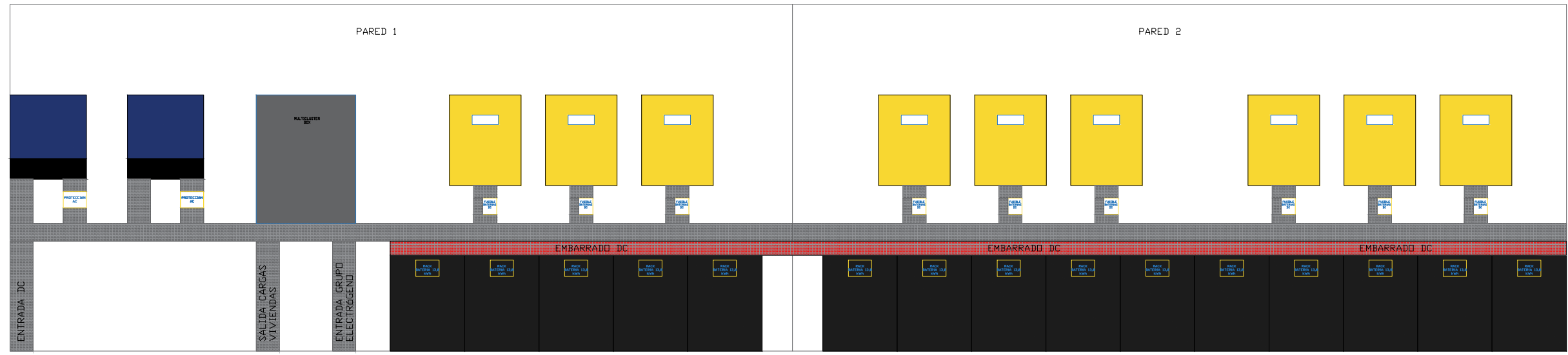


STRING 5
STRING 6

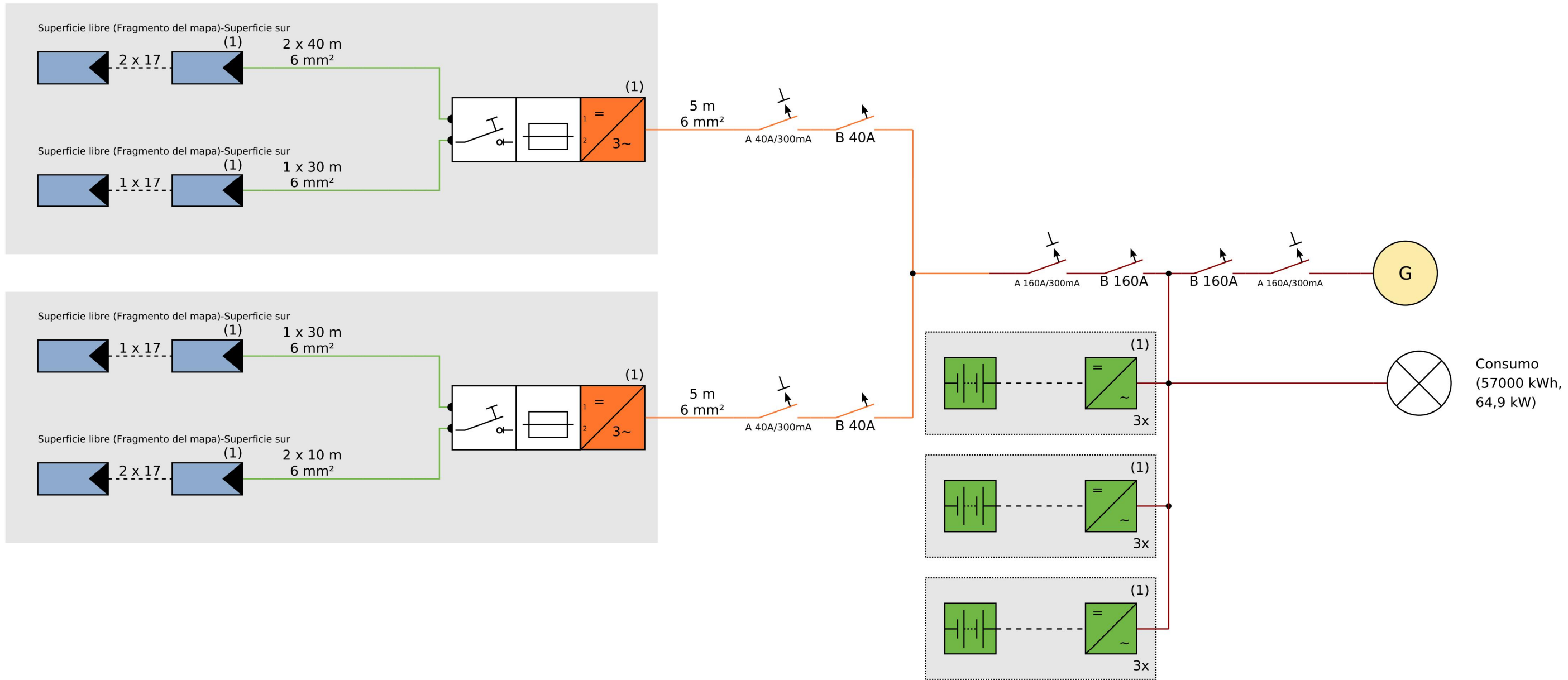
	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					<small>Empozamiento: POLIGONO 35, PARCELA 92, 46504 - PERRALBA (VALENCIA)</small>
 PLANO DE CONEXIÓN DE PANELES					Escala: 1:1
					Nº Plano: 6/11
					Nº Revisión: 0



	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					Emplazamiento: POLIGONO 35, PARCELA 82, 46144 - PERALBA VALENCIANA
 PLANO DE UBICACIÓN DE EQUIPOS				Escala: 1:1	
				Nº Plano: 7/11	
				Nº Revisión: 0	



	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					
					Emplazamiento: POLIGONO 33, PARCELA 82, 46144 - PERALBA, VALENCIA Escala: 1:1 Nº Plano: 8/11 Nº Revisión: 0
PLANO DE UBICACIÓN DE EQUIPOS					

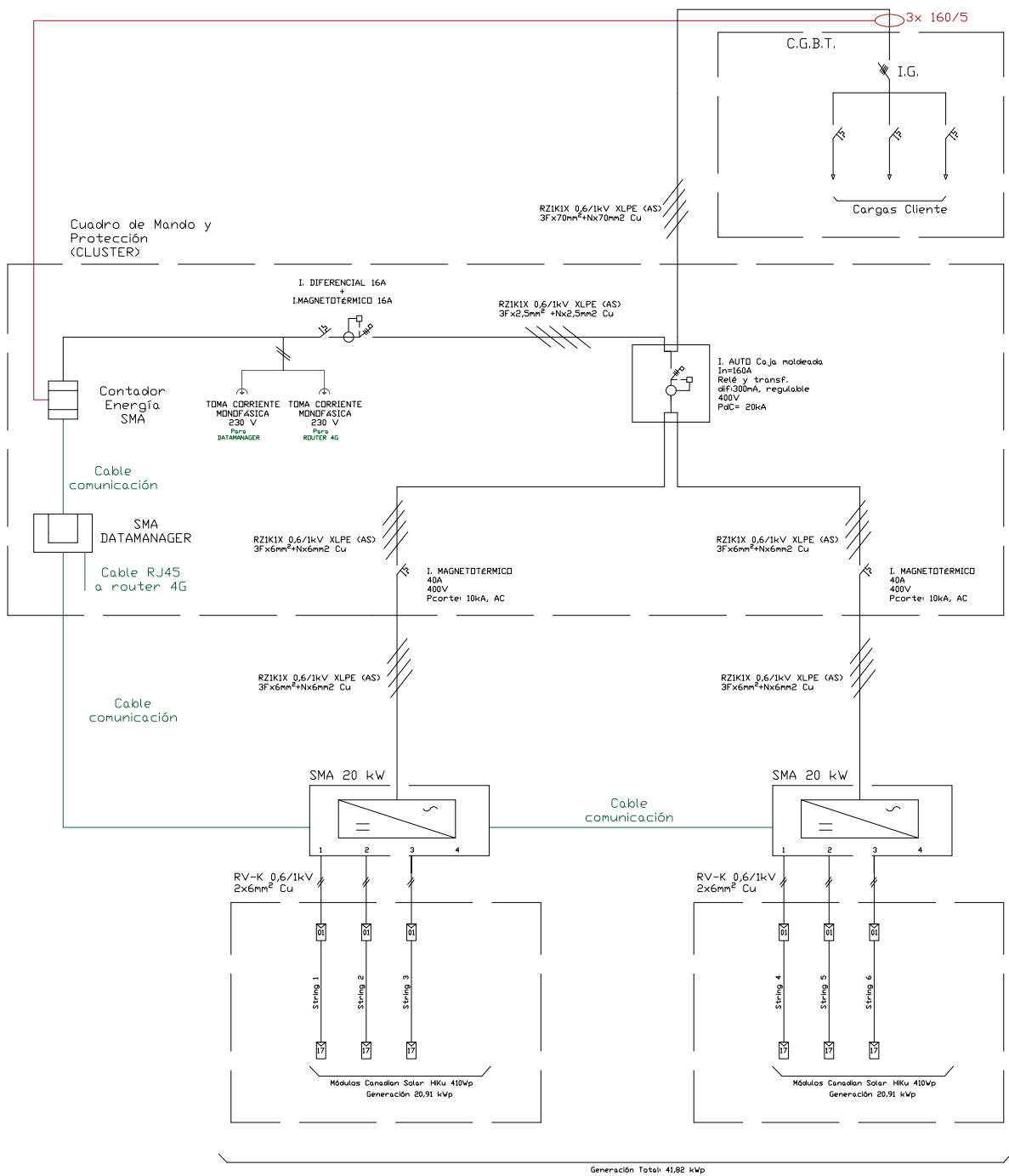



Leyenda

<p>(i) Instalación de batería (1) 3x SMA Solar Technology AG, Sunny Island 8.0H, 6 kW, 69,12 kWh</p>	<p>(i) Inversor (1) 2x SMA Solar Technology AG, Sunny Tripower 20000TL-30, 20 kW</p>	<p>Dispositivo diferencial residual (FI/DDR)</p>	<p>G Generador, 70000 kVA</p>	<p>Fusible</p>
<p>N.º de sistemas de baterías</p>	<p>(i) Módulo FV (1) Canadian Solar Inc., CS3W-410P, 410 Wp</p>	<p>Interruptor seccionador de carga</p>	<p>Disyuntor</p>	
<p>Nombre de la superficie modular Superficie fotovoltaica Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur 102 Módulos FV, 41,82 kWp Orientación 180°, Inclinación 30°</p>				
<p>Cantidad: a Líneas x b Módulos FV</p>				

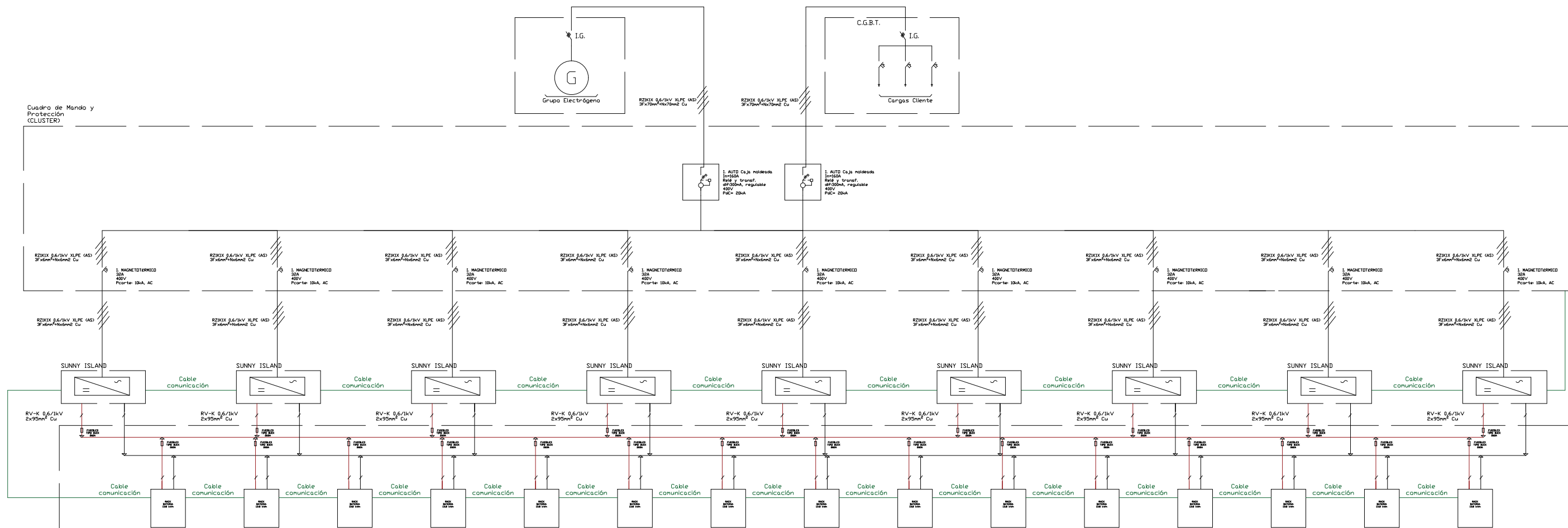
	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					
PLANO DE CONEXIÓN					Emplazamiento: POLIGONO 35, PARCELA 02, 40544 - PERALBA VALENCIANA Escala: 1:1 N.º Plano: 9/11 N.º Revisión: 0






	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	13/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					
PLANO DE ESQUEMA UNIFILAR					Escala: 1:1
					Nº Plano: 10/11
					Nº Revisión: 0

Emplazamiento: PULGIZO 33, PARCELA 82, 46164 - PEDRALBA VALENCIA.



	Fecha	Nombre	Apellidos	Firma	OFF-GRID SYSTEM
Dibujado	16/03/20	DRAGOS	PETRU POP		
Comprob.					
					Emplazamiento: POLIGONO 35, PARCELA 02, 46844 - PERALBA VALENCIANA
 PLANO DE DC COUPLING				Escala: 1:1	
				Nº Plano: 11/11	
				Nº Revisión: 0	

ANEXOS

1. CONSUMOS

Los valores horarios están reflejados en el archivo Excel denominado "MINI-GRID", en la pestaña 1.

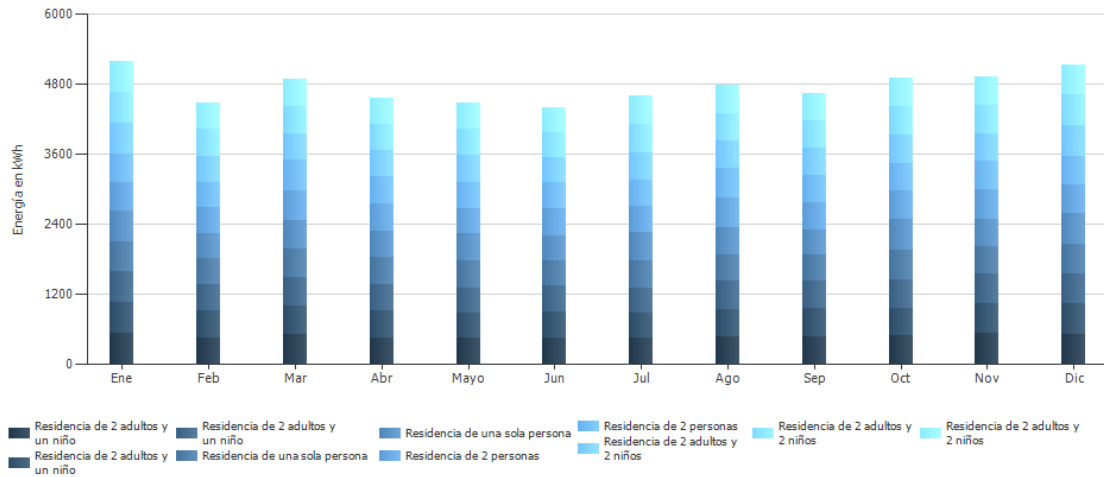
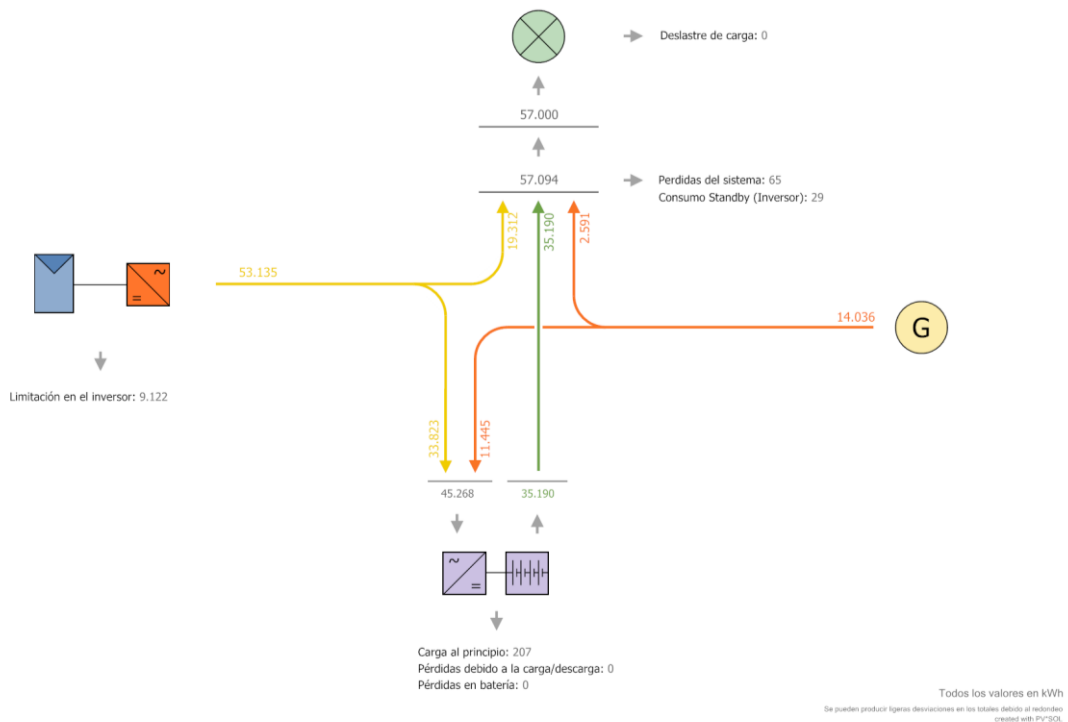


Gráfico de flujo de energía

Proyecto: URBANIZACIÓN 10 VIVIENDAS UNIFAMILIARES



2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1. Número de placas

Los cálculos están reflejados en el archivo Excel denominado "MINI-GRID", en la pestaña 2.1 así como en el proyecto.

Tabla de consumos según mes.

Mes	Consumo (kWh)	Mes	Consumo (kWh)
Ene	5190,00	Jul	4596,70
Feb	4487,50	Ago	4776,10
Mar	4884,00	Sep	4633,30
Abr	4566,10	Oct	4914,10
Mayo	4484,90	Nov	4921,20
Jun	4405,50	Dic	5140,70

Tensión de la instalación	51,2 V
---------------------------	--------

Tabla de consumos según mes en Ah.

Mes	Consumo (Ah)	Mes	Consumo (Ah)
Ene	101367	Jul	89779
Feb	87646	Ago	93283
Mar	95391	Sep	90494
Abr	89182	Oct	95979
Mayo	87596	Nov	96117
Jun	86045	Dic	100404

Características técnicas de los módulos.

Potencia máxima	410 Wp
Corriente Imp	10,49 A
Tensión Vmp	39,1 V
Corriente Isc	11,06 A
Tensión Voc	47,6 V

Tabla de radiación según inclinación y cálculo de CMD.

Inclinación 60°	Radiación (Wh/m ² .día)	Días	Radiación Mensual (kWh/m ² .mes)	Consumo (Ah)	Coef. Cmd
Enero	4030	31	130,00	101367	779,75
Febrero	3338	28	119,20	87646	735,29
Marzo	4625	31	149,20	95391	639,35
Abril	4086	30	136,20	89182	654,78
Mayo	4352	31	140,40	87596	623,90
Junio	4014	30	133,80	86045	643,09
Julio	4703	31	151,70	89779	591,82
Agosto	5041	31	162,60	93283	573,70
Septiembre	4704	30	156,80	90494	577,13
Octubre	4492	31	144,90	95979	662,38
Noviembre	3504	30	116,80	96117	822,92
Diciembre	3736	31	120,50	100404	833,23
			1662,10		

Cálculo del mes más desfavorable.

Mes más desfavorable	Diciembre	833,23 A.m ² /kW
----------------------	-----------	-----------------------------

Pérdidas en inversor y baterías.

Rendimiento inversor	95,00%	105%
Rendimiento baterías	95,30%	105%
Coef. Adicional	18,00%	118%

Cálculo del coeficiente de sobredimensionamiento.

Sobredimensionamiento	Ks =	128%
-----------------------	------	------

$$Cs = 1066,54 \text{ A.m}^2/\text{kW}$$

Número de módulos necesarios	
N _{lp} =	102 placas

Cálculo de número de filas y potencia total.

Número de filas	3 filas
Número de módulos fila	34 módulos
Número de placas	102 módulos
Potencia total	41820 Wp

2.2. Número de inversores-cargadores

Los cálculos están reflejados en el archivo Excel denominado "MINI-GRID", en la pestaña 2.2. así como en el proyecto.

Tabla de resumen de potencia.

Potencia máxima	5,75 kW
Número de viviendas	10 viviendas
Factor de simultaneidad	1

Potencia pico	57,5 kW
---------------	---------

Datos del inversor-cargador

Potencia Nominal	6 kW
------------------	------

Potencia Máxima	
30 min	8 kW
5 min	9,1 kW
3 s	11 kW

Tabla de cálculo de inversores-cargadores

Nro de inversores-cargadores	9,58
¿Grupo electrógeno?	SI
Nro de inversores - cargadores totales	9
Número de fases	3
Nro de inversores-cargadores por fase	3

2.3. Número de baterías

Los cálculos están reflejados en el archivo Excel denominado "MINI-GRID", en la pestaña 2.3. así como en el proyecto.

Tabla de consumos según mes más desfavorable.

Consumo mensual más desfavorable	Diciembre
Consumo mensual en Amperios	100404,30 Ah
Consumo mensual en Wh	5140700,00 Wh/mes
Consumo diario en Wh	165829,03 Wh/día
Consumo diario en kWh	165,83 kWh/día

Características de la batería.

Energía	13,8 kWh
Descarga máxima	80%

Energía útil	11,04 kWh
--------------	-----------

Cálculo del número de baterías.

Número de baterías	15
	165,6 kWh

Número de baterías por inversor-cargador.

Número de baterías por inversor-cargador	5
--	---

2.4. Número de inversores

Los cálculos están reflejados en el archivo Excel denominado "MINI-GRID", en la pestaña 2.4. así como en el proyecto.

Número de módulos	102 módulos
-------------------	-------------

Tensión del módulo	47,6 V
--------------------	--------

Tensión máxima de entrada MPP	800 V
-------------------------------	-------

Número de módulos por string	17 módulos
------------------------------	------------

Número de entradas MPPT	2 entradas
-------------------------	------------

Número de entradas por MPPT	2 entradas
-----------------------------	------------

Número de strings	6
-------------------	---

Potencia total	41820 W
----------------	---------

Potencia del inversor	20000 W
-----------------------	---------

Número de inversores	2 inversores
----------------------	--------------

Número de strings por inversor	3 strings
--------------------------------	-----------

Conexión	2 STRINGS EN MPP 1 Y 1 STRING EN MPP 2
----------	--

2.5. Distancia mínima entre estructuras y esfuerzos sobre la misma

Los cálculos están reflejados en el archivo Excel denominado "MINI-GRID", en la pestaña 6. así como en el proyecto.

h	2,05
latitud	39
angulo	60
61-latitud	22

Distancia mínima	=	$\frac{1,775}{0,40402623}$	=	4,39 m
------------------	---	----------------------------	---	--------

2.6. Sección del cableado

Justificado en el punto 4.7 del proyecto.

2.6.1. Cableado de continua

Justificado en el punto 4.7 del proyecto.

2.6.2. Cableado de alterna

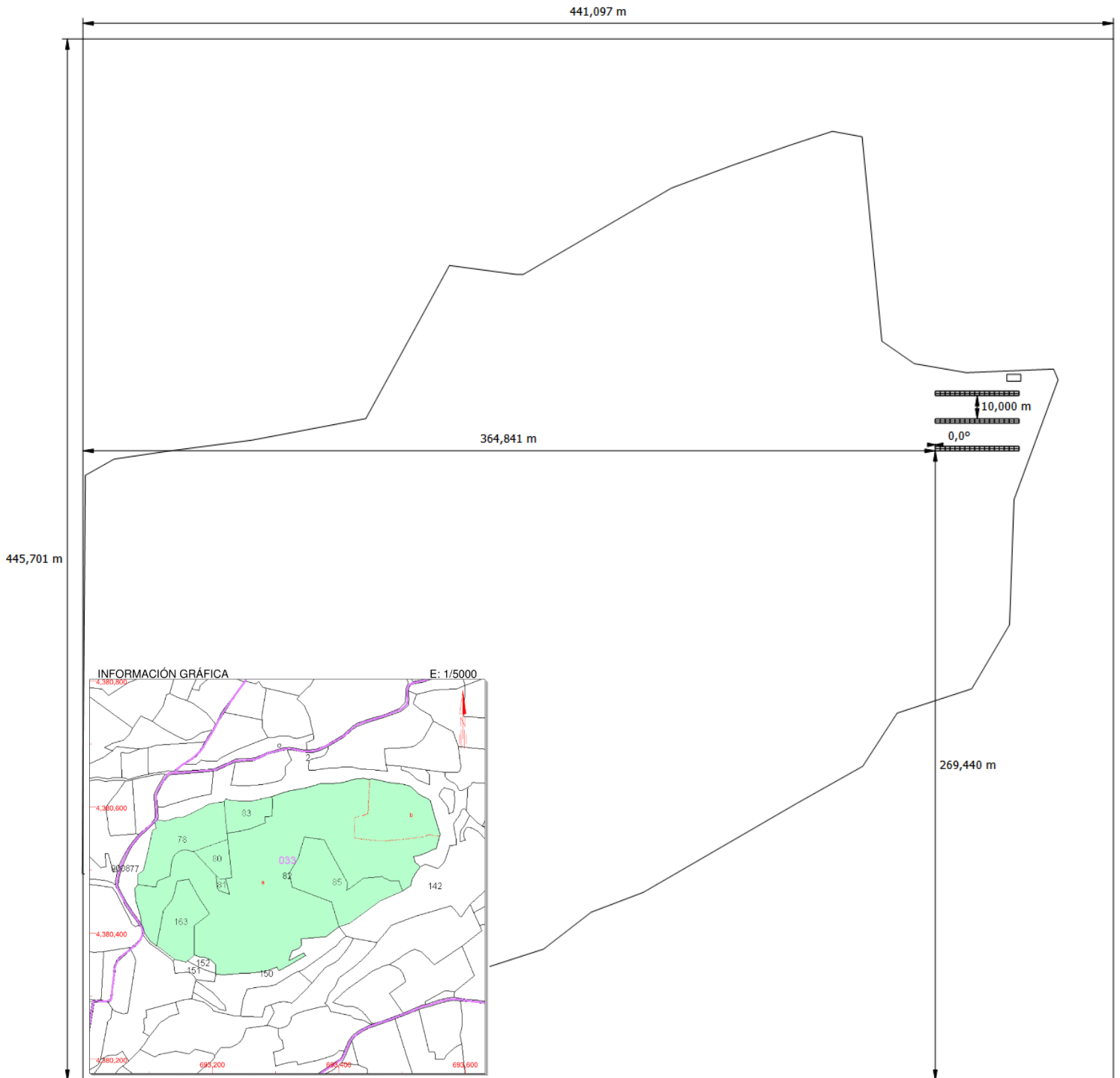
Justificado en el punto 4.7 del proyecto.

2.7. Protecciones

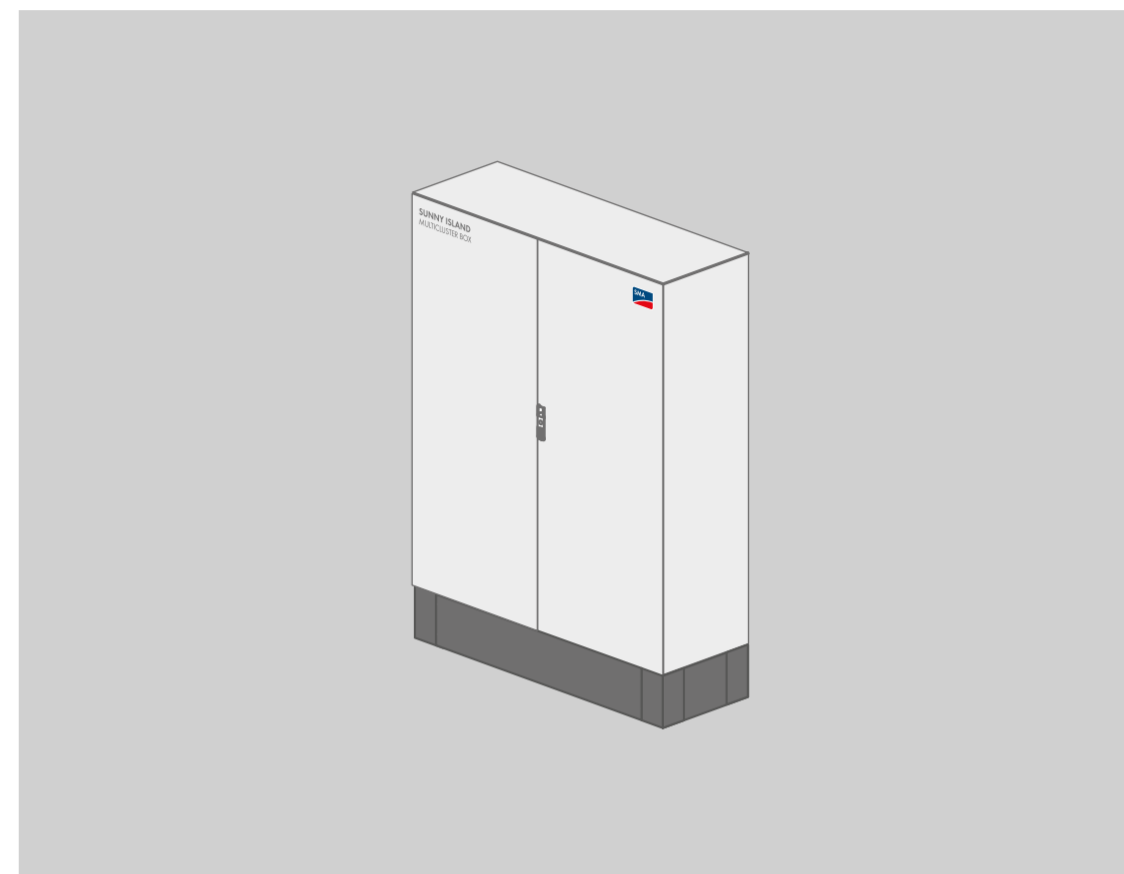
Justificado en el punto 4.7 del proyecto.

2.8. Superficie

En el siguiente plano se ubica la superficie sobre la cual se va a realizar la construcción de la instalación fotovoltaica. Dicha superficie estará hormigonada



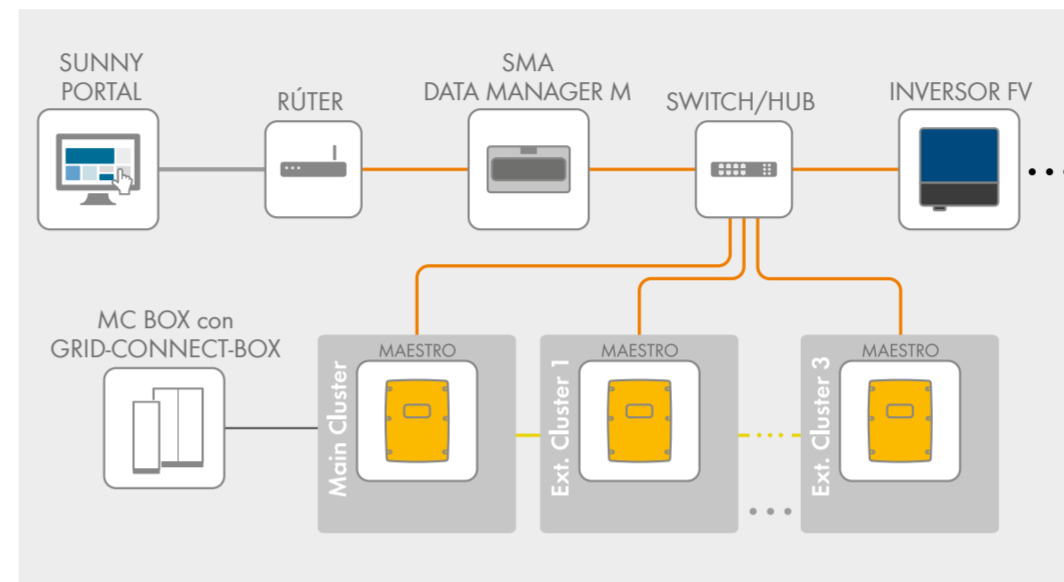
Instalación - Vista general de la interconexión
MULTICLUSTER-BOX 12.3-20



MC-BOX-12.3-20_IAA-es-16 | Versión 1.6

ESPAÑOL

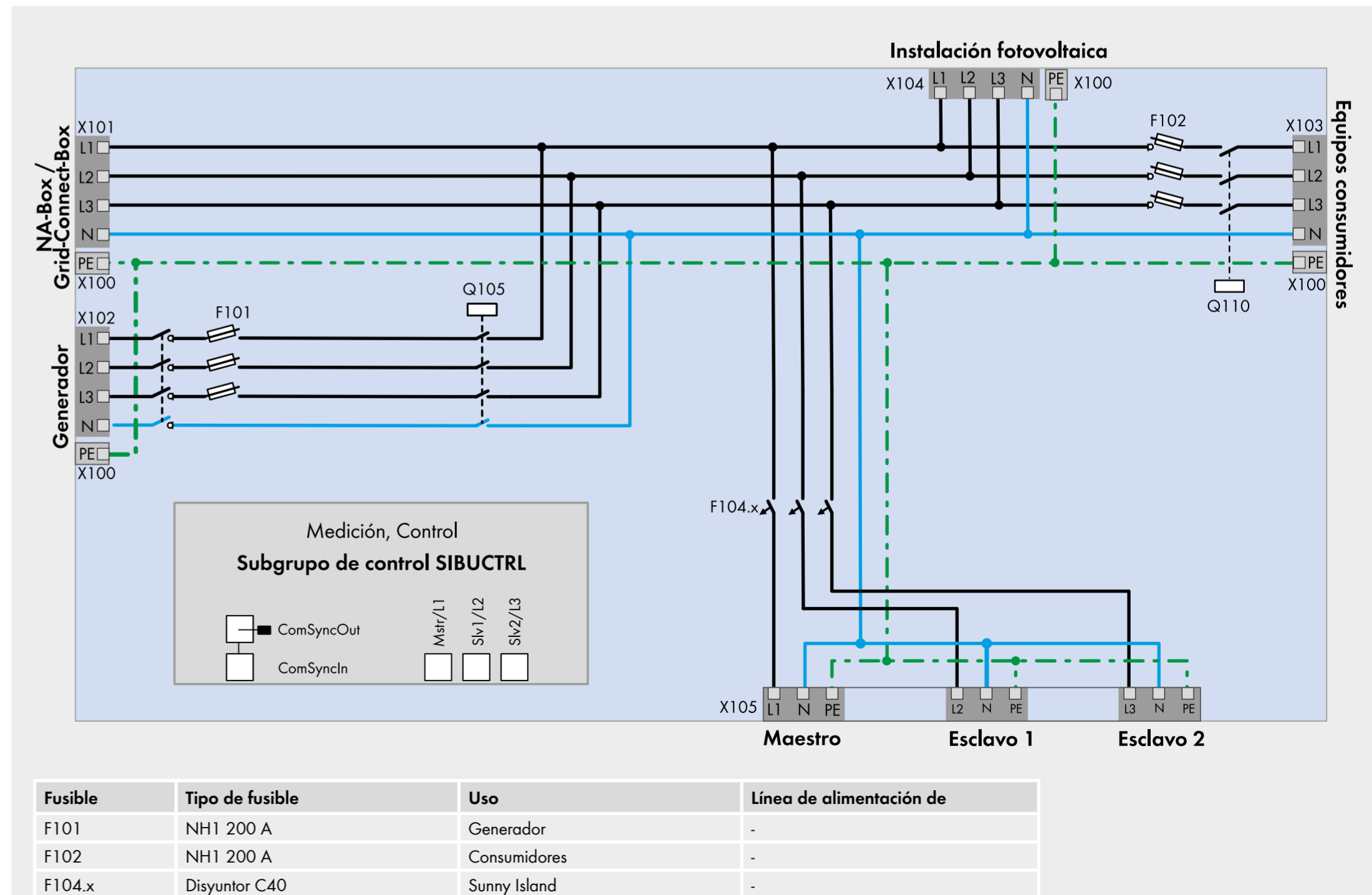
COMUNICACIÓN



SMA Ibérica Tecnología Solar, S.L.U.
Barcelona
+34 935 63 50 99

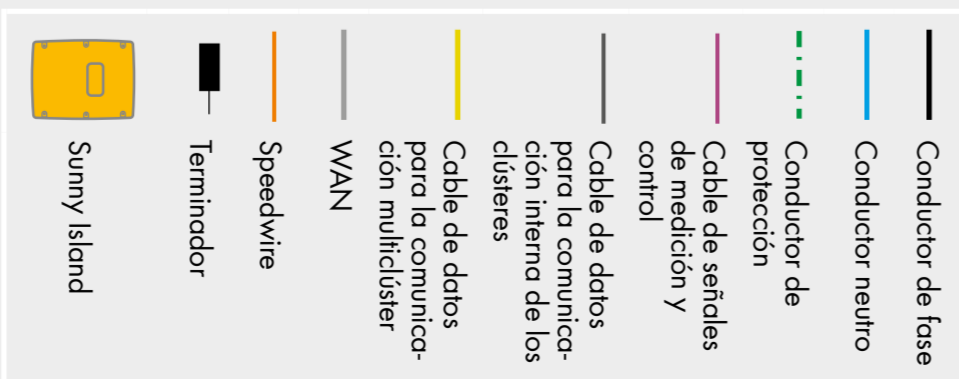
Servicio Técnico de SMA
www.SMA-Service.com

ESQUEMA DEL CONJUNTO DE LOS CIRCUITOS PARA MULTICLUSTER-BOX



Fusible	Tipo de fusible	Uso	Línea de alimentación de
F101	NH1 200 A	Generador	-
F102	NH1 200 A	Consumidores	-
F104.x	Disyuntor C40	Sunny Island	-

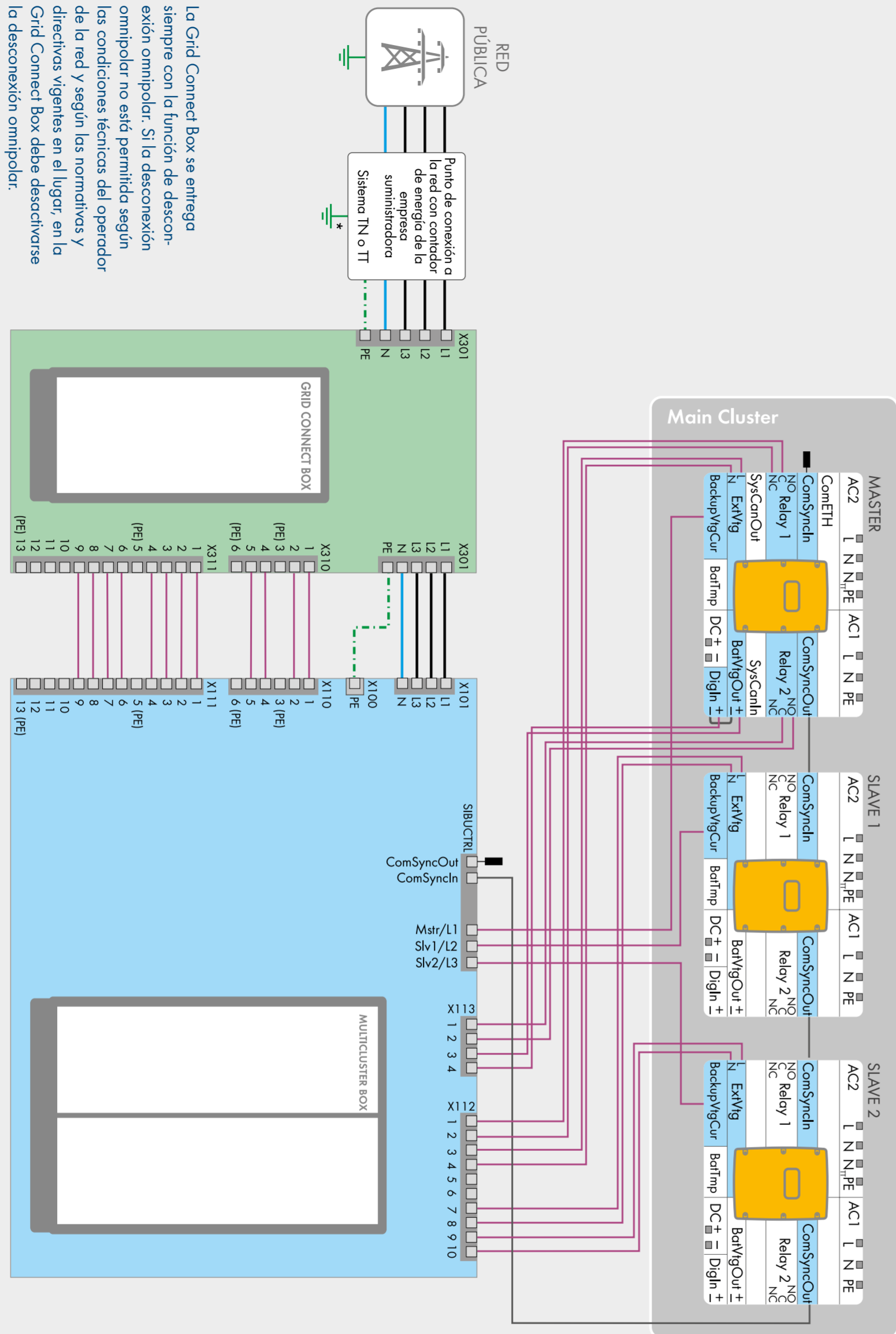
LEYENDA



Observación:

Interconexión del cluster de extensión: consulte la página 2
Puentes **DigIn**-y **BatVg**- en el maestro del cluster principal.
Longitud máx. del cable 30 m
* Ponga a tierra el sistema multiclustercbox siguiendo las normativas y directivas vigentes en el punto de conexión a la red.

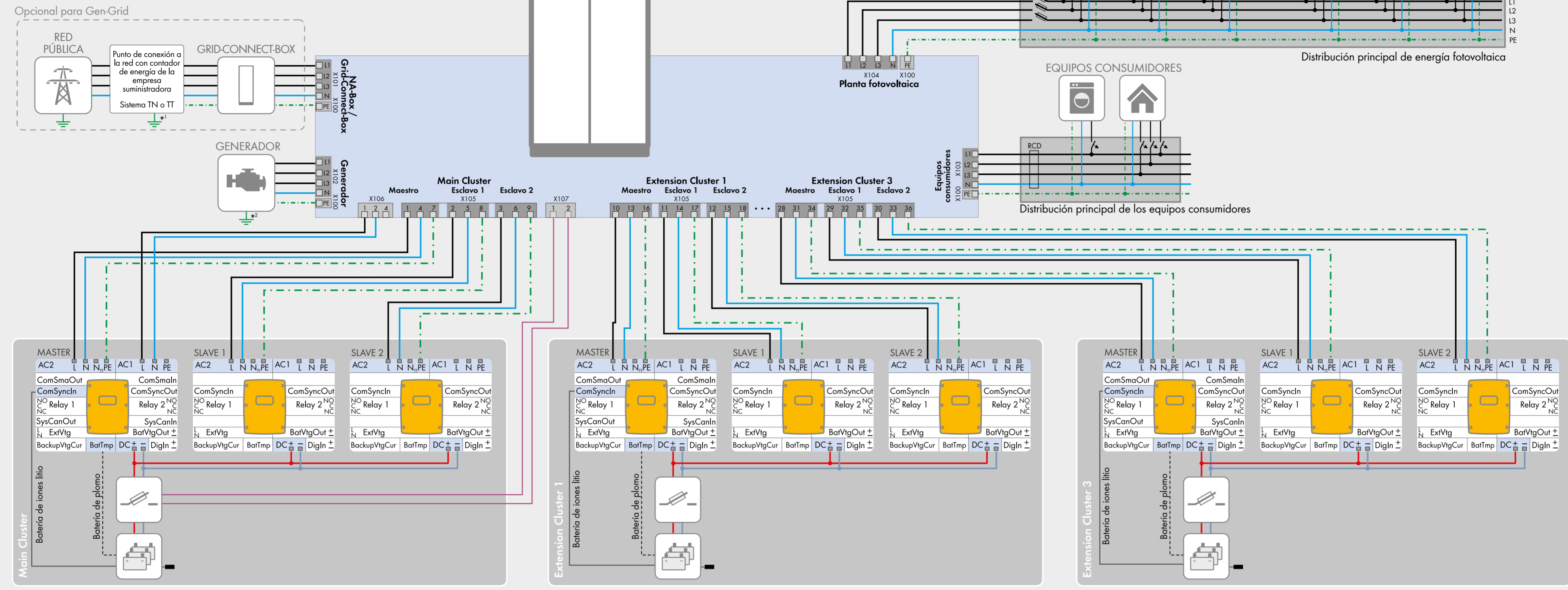
INTERCONEXIÓN DE GRID CONNECT BOX con MULTICLUSTER-BOX y CLÚSTER PRINCIPAL



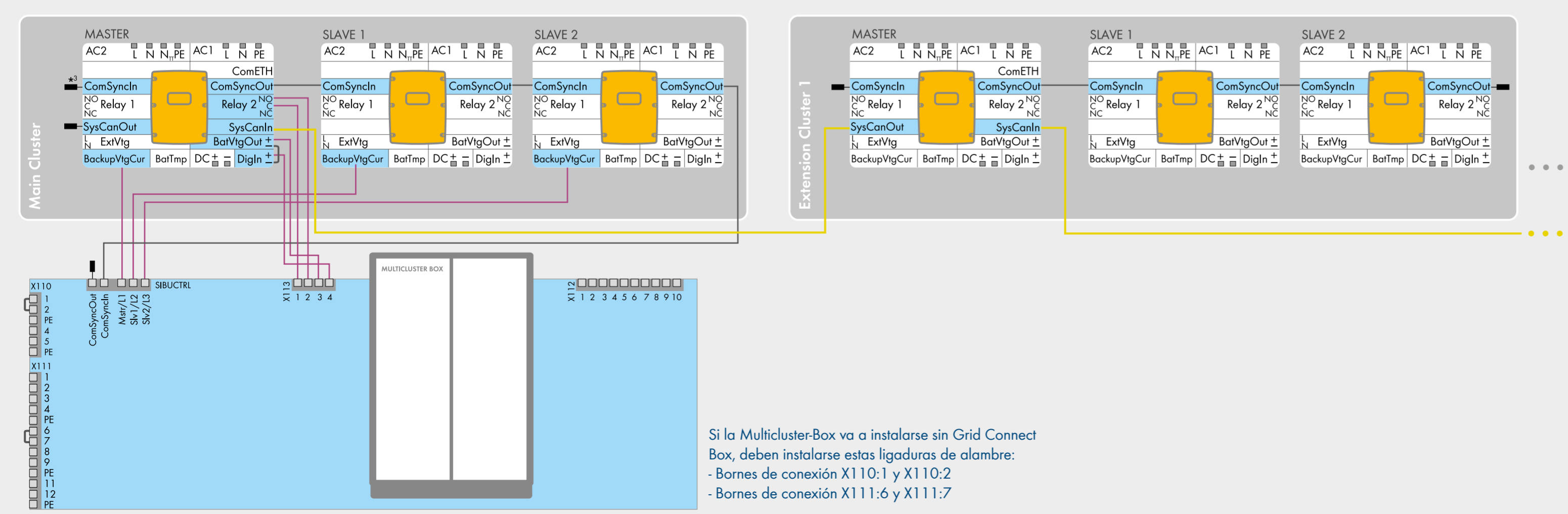
La Grid Connect Box se entrega siempre con la función de desconexión omnipolar. Si la desconexión omnipolar no está permitida según las condiciones técnicas del operador de la red y según las normativas y directivas vigentes en el lugar, en la Grid Connect Box debe desactivarse la desconexión omnipolar.

INTERCONEXIÓN DE CABLES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SISTEMAS CON MULTICLUSTER-BOX

Si en lugar del generador se conecta directamente a la Multicluste Box la red pública como fuente de energía externa, deben tenerse en cuenta las normativas y directivas vigentes en el lugar. Además, en este caso la red pública debe conectarse obligatoriamente a la entrada del generador de la Multicluste-Box. Para la conexión directa de la red pública a la Multicluste-Box, siga los pasos que se indican para la conexión del generador.



Interconexión de LOS CABLES DE DATOS Y DE CONTROL – Para sistemas con generador o red pública directamente a la Multicluste Box



Si la Multicluste-Box va a instalarse sin Grid Connect Box, deben instalarse estas ligaduras de alambre:
 - Bornes de conexión X110:1 y X110:2
 - Bornes de conexión X111:6 y X111:7

LEYENDA

- Conductor de fase
- Conductor neutro
- Conductor de protección
- Cable de CC+
- Cable de CC-
- Sensor de temperatura de la batería
- Sunny Island
- Inversor fotovoltaico
- Cable de señales de medición y control
- Cable de datos para la comunicación interna de los clústeres
- Cable de datos para la comunicación multicluste
- WAN
- Speedwire
- Terminador
- Fusible de batería
- Batería

Observación: Puentee **DigIn** y **BatVtg** en el maestro del clúster principal. Longitud máx. del cable 30 m

*1 Ponga a tierra el sistema multicluste siguiendo las normativas y directivas vigentes en el punto de conexión a la red.
 *2 Si se utiliza un generador, ponga a tierra el sistema multicluste en el generador.
 *3 Si no se utilizan baterías de iones de litio, el terminador debe estar insertado.

FICHAS TÉCNICAS



HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

395 W ~ 415 W

CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P

MORE POWER



24 % more power than conventional modules



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



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



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



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



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



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

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

PRODUCT CERTIFICATES*

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



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

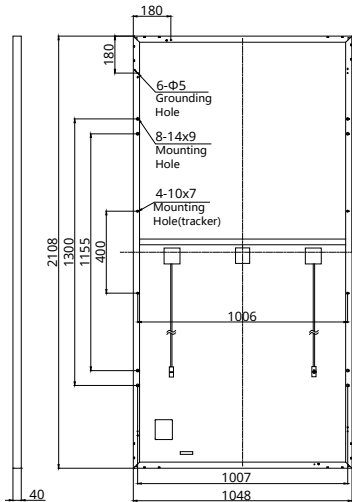
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar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

CANADIAN SOLAR INC.

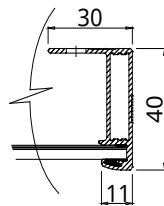
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

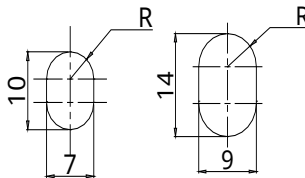
Rear View



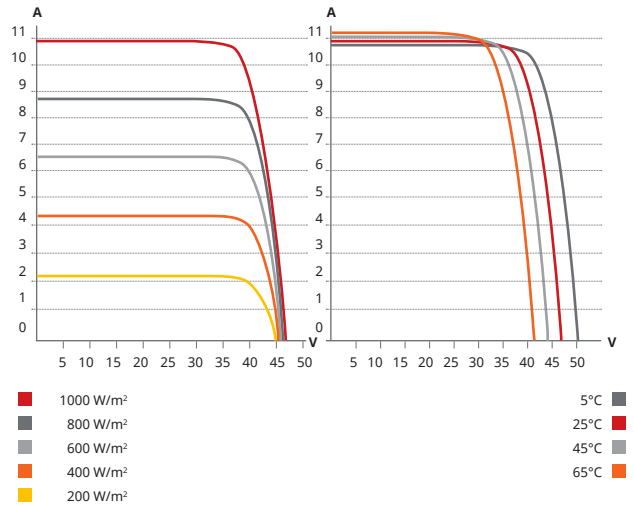
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

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

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

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

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

MECHANICAL DATA

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

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

PARTNER SECTION



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

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

CANADIAN SOLAR INC.

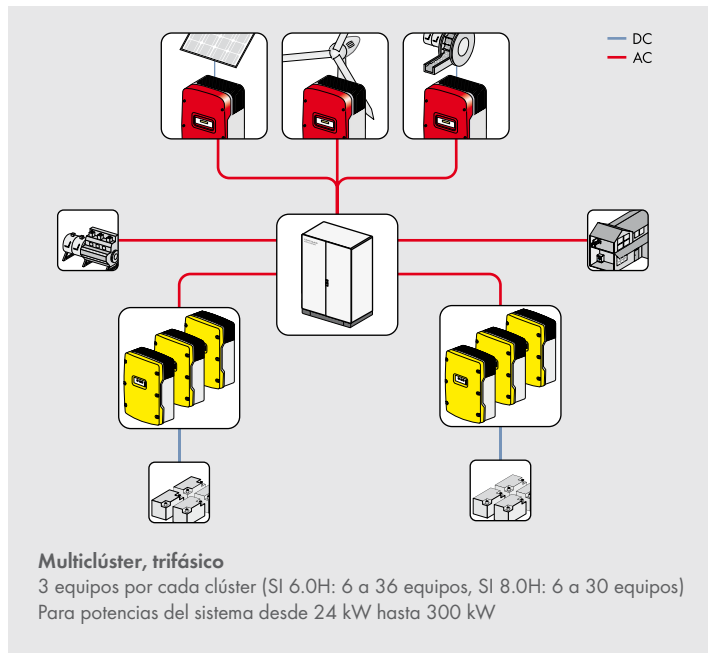
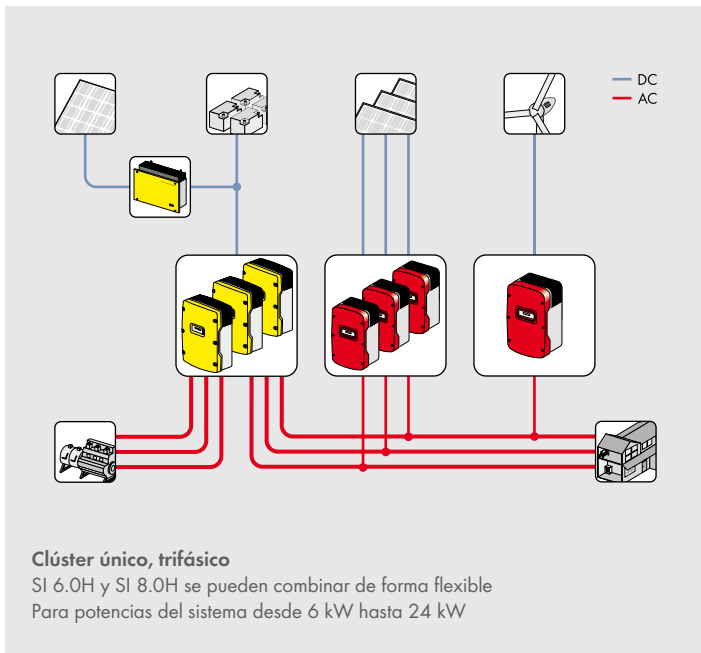
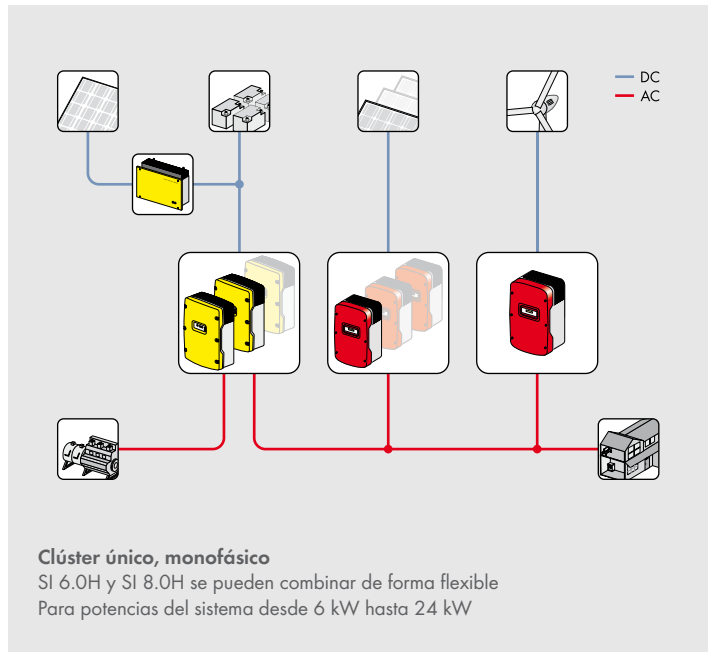
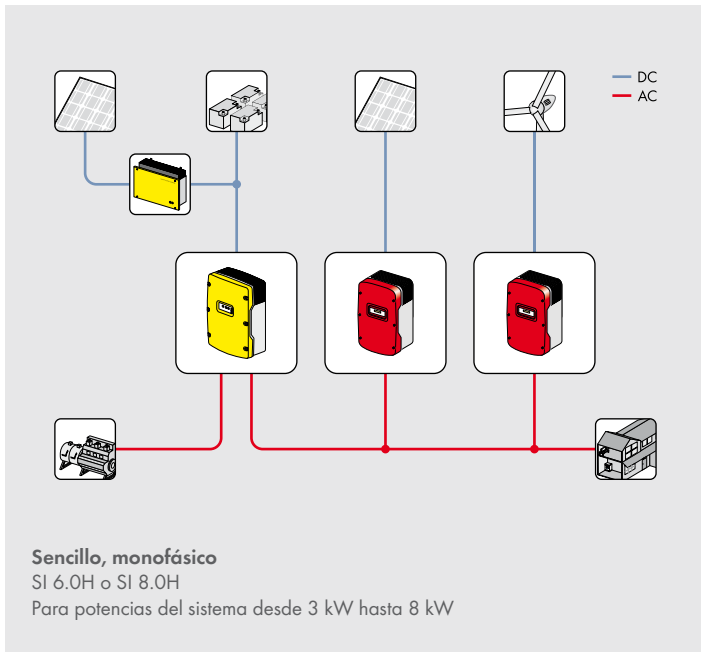
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com



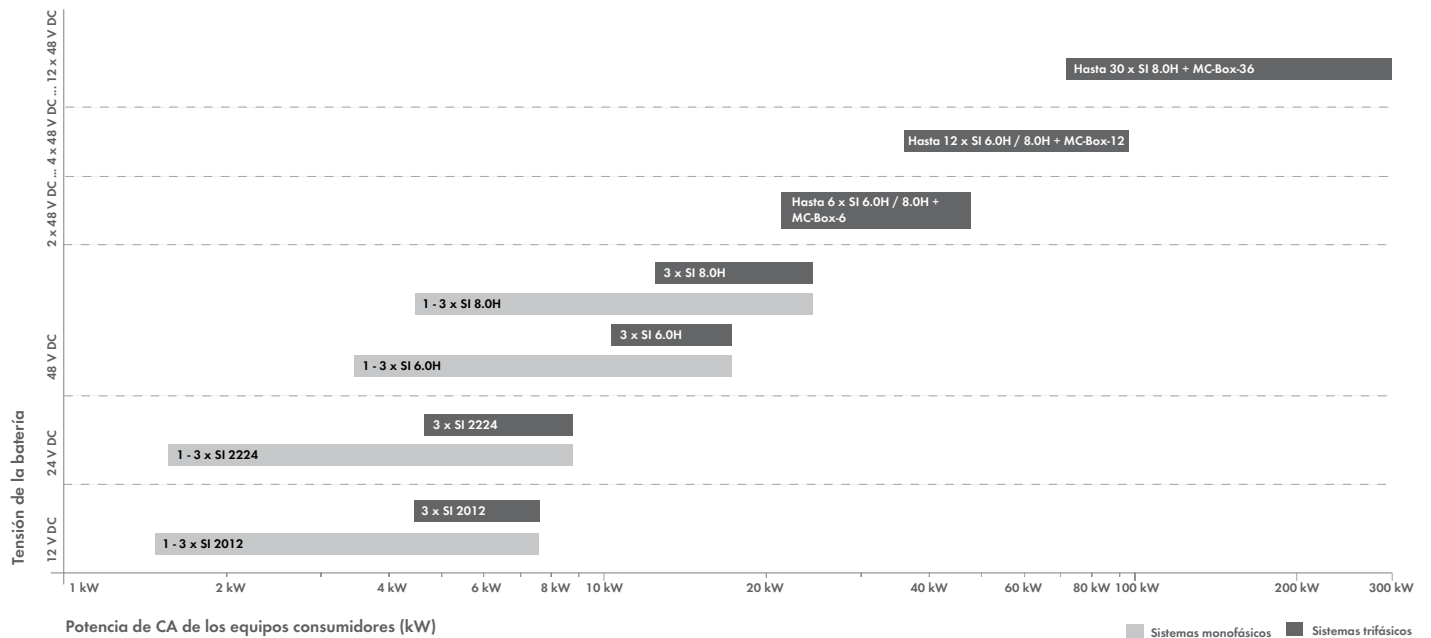
SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H



SENCILLO. ROBUSTO. FLEXIBLE.



Tensión de CC y rango de potencia de los productos Sunny Island



Datos técnicos

Datos técnicos	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Salida de CA (equipo consumidor / red aislada)		
Tensión asignada de red / rango de tensión de CA	230 V / 202 V ... 253 V	230 V / 202 V ... 253 V
Frecuencia nominal / rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potencia asignada (a $U_{nom}, f_{nom} / 25\text{ °C} / \cos \varphi = 1$)	4 600 W	6 000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Intensidad asignada / corriente de salida máxima (pico)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Coefficiente de distorsión no lineal de tensión de salida / factor de potencia para la potencia asignada	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
Entrada de CA (generador, red o MC-Box)		
Tensión asignada de entrada / rango de la tensión de entrada de CA	230 V / 172,5 V ... 264,5 V	230 V / 172,5 V ... 264,5 V
Frecuencia asignada de entrada / rango de frecuencia de entrada permitida	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada de CA	11500 W	11500 W
Batería de entrada de CC		
Tensión asignada de entrada / rango de tensión de CC	48 V / 41 V ... 63 V	48 V / 41 V ... 63 V
Corriente de carga máxima de la batería / corriente de carga asignada	110 A / 100 A	140 A / 115 A
Tipo de batería / capacidad de la batería (rango)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas
Rendimiento / consumo característico		
Rendimiento máximo	95 %	95 %
Consumo característico sin carga / en espera	< 26 W / < 4 W	< 26 W / < 4 W
Dispositivo de protección (equipo)		
Cortocircuito / sobrecarga de CA	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC / fusible de CC	- / -	- / -
Sobrecalentamiento / descarga total de la batería	● / ●	● / ●
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III	III
Datos generales		
Dimensiones (anchura x altura x profundidad)	467 mm x 612 mm x 242 mm	467 mm x 612 mm x 242 mm
Peso	63 kg	63 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Clase de protección según IEC 62103	I	I
Clase climática según IEC 60721	3K6	3K6
Clase de protección según IEC 60529	IP54	IP54
Características / función		
Manejo y pantalla / relé multifunción	Externo mediante SRC-20 / 2	Externo mediante SRC-20 / 2
Sistemas trifásicos / conexión en paralelo	● / ●	● / ●
Desviación integrada / funcionamiento multiclúster	- / ●	- / ●
Cálculo del nivel de carga / carga completa / carga de compensación	● / ● / ●	● / ● / ●
Arranque suave integrado / asistencia de generador	● / ●	● / ●
Sensor de temperatura de la batería / cables de comunicación	● / ●	● / ●
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Garantía (5 / 10 / 15 / 20 / 25 años)	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Accesorios		
Cables de la batería / fusibles de la batería	○ / ○	○ / ○
Interfaz SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (multiclúster)	○ / ○	○ / ○
Arranque avanzado del generador "GenMan"	○	○
Relé de deslastre de carga / medición externa de la corriente de la batería	○ / ○	○ / ○
Modelo comercial	SI6.0H-10	SI8.0H-10
<p>● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible</p> <p>Datos en condiciones nominales, datos provisionales, actualizado: abril de 2012</p>		



Build
Your
Dreams
NEW
ENERGY

BYD B-Box BATTERY STORAGE

B-Box LV Professional



B-Box Pro 2.5~10.0



B-Box Pro 13.8

Model	B-Box Pro 2.5	B-Box Pro 5.0	B-Box Pro 7.5	B-Box Pro 10.0	B-Box Pro 13.8
Battery Type	LiFePO ₄				
Battery Module	1 module	B-Plus 2.5 (2.56 kWh) 2 modules 3 modules		4 modules	B-Plus 13.8 (13.8 kWh)
Usable Energy ^[1] [kWh]	2.56	5.12	7.68	10.24	13.8
Max Output Power [kW]	2.56	5.12	7.68	10.24	12.8
Peak Output Power [kW]	5.12, 30s	10.24, 30s	15.36, 30s	20.48, 30s	13.3, 60s
Round-Trip Efficiency	≥95.3% (Under test condition [1])				
Nominal Voltage [V]	51.2				
Operating Voltage Range [V]	43.2~56.4				
Communication	CAN / RS485				
Dimension [W × H × D, mm]	600×883×510				650×800×550
Net Weight [kg]	79	113	147	181	175
Enclosure Protection Rating	IP20				
Warranty	10 years				
Ambient Temperature Range ^[2] [°C]	-10 ~ +50				
Certification & Safety Standard	TUV / CE / UN38.3 Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher				CE / RCM / UN38.3
Scalability	Max. 8 B-Box Pro 10.0 systems in parallel				Max. 32 systems in parallel
Compatible Inverters	SMA / GOODWE / SOLAX / Victron, more brands to be announced				

[1] Test conditions: 100% DOD, 0.5C charge & discharge @+25°C

[2] -10°C ~ -10°C will be derating

*System Usable Energy may be variant with different inverter brands

Build Your Dreams

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER

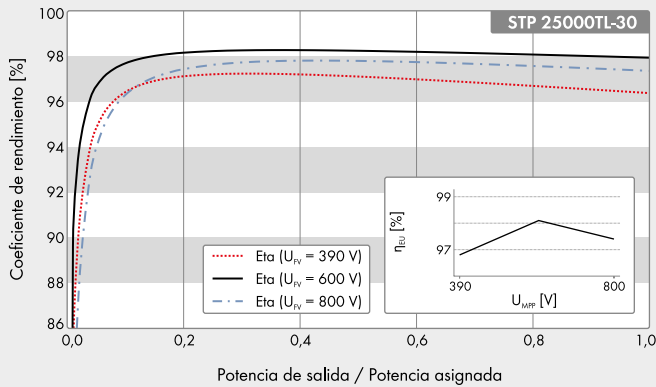
15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD KIT3-10



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizado: mayo de 2016

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$)/potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA

Rango de tensión de CA

Frecuencia de red de CA/rango

Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red

Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida

Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable

THD

Fases de inyección/conexión

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisión sonora, típica
Autoconsumo nocturno
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Sunny Tripower 20000TL

Sunny Tripower 25000TL

20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
1000 V	1000 V
320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V	150 V/188 V
33 A/33 A	33 A/33 A
2/A:3; B:3	2/A:3; B:3

20000 W	25000 W
20000 VA	25000 VA

3 / N / PE; 220 V / 380 V
3 / N / PE; 230 V / 400 V
3 / N / PE; 240 V / 415 V

180 V a 280 V

50 Hz/44 Hz a 55 Hz
60 Hz/54 Hz a 65 Hz

50 Hz/230 V

29 A/29 A

36,2 A/36,2 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo

≤ 3%

3/3

98,4%/98,0%

98,3%/98,1%

●
● / ●
○
● / ● / –
●
I / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)

61 kg (134,48 lb)

–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)

51 dB(A)

1 W

Sin transformador/OptiCool

IP65

4K4H

100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte

○

○ / ●

● / ●

○ / ○

● / ● / ●

● / ●

● / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, GS9/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

Modelo comercial

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30



Flexibles

- Potencias de entre 20 kW y 300 kW
- Para redes aisladas
- La MC-Box 12.3-20 también puede acoplarse a la red para optimizar el autoconsumo y la electricidad de repuesto

Sencillas

- Distribución integrada de CA para Sunny Island, generadores, plantas fotovoltaicas
- Contactor de deslastre de carga integrado

Seguras

- Derivación automática para el generador
- Protección activa contra el funcionamiento en isla
- Monitorización de corriente inversa

Resistentes

- Clases de protección altas
- Cinco años de garantía de SMA

Multicluster Boxes para SUNNY ISLAND

Montaje sencillo de aplicaciones potentes conectadas a la red y aisladas

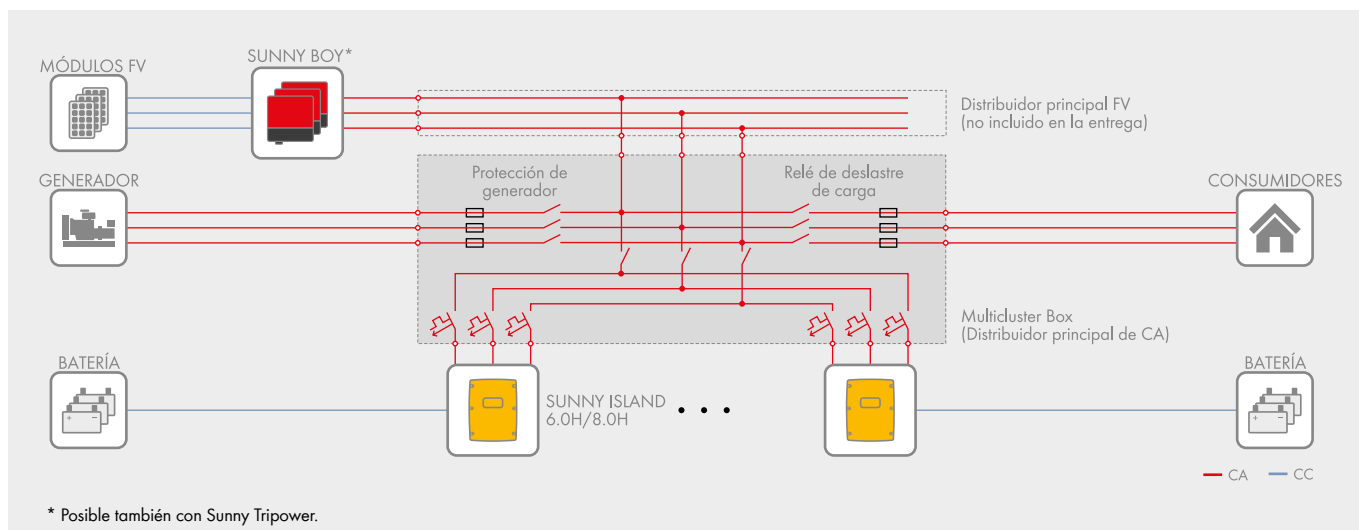
Con las Multicluster Boxes de SMA para el inversor de batería Sunny Island pueden diseñarse tanto sistemas aislados como plantas fotovoltaicas conectadas a la red de forma sencilla y eficiente en cuanto a costes. En zonas rurales sin acceso a la red, pueden crearse sistemas aislados e híbridos potentes con un principio acreditado de entre 2 y 12 clústeres trifásicos de tres inversores Sunny Island cada uno con hasta 360 kilovatios de potencia fotovoltaica conectable.

En plantas de la red pública pueden alcanzarse aplicaciones de autoconsumo y de electricidad de repuesto de hasta 138 kilovatios pico. Para que el montaje resulte todavía más sencillo, todas las Multicluster Boxes vienen completamente cableadas de fábrica y cuentan con una conexión principal para generadores, la distribución de la carga y las plantas fotovoltaicas o eólicas.

Las Multicluster Boxes son perfectas para industrias y para el suministro de corriente de zonas rurales, con o sin acceso a la red.

Multicluster Boxes para SUNNY ISLAND

Datos técnicos	Multicluster-Box 6	Multicluster-Box 12
Conexión de equipos consumidores		
Tensión asignada	230 V (L, N), 400 V (L1, L2)	230 V (L, N), 400 V (L1, L2)
Rango de tensión de CA	De 172,5 V a 250 V De 300 V a 433 V	De 172,5 V a 265 V De 300 V a 433 V
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz	50 Hz, 60 Hz/De 45 Hz a 65 Hz
Cantidad	1 (trifásico)	1 (trifásico)
Potencia asignada	55 kW	138 kW
Corriente de CA con valores nominales	3 x 80 A (AC1)	3 x 200 A (AC1)
Fusibles	NH00	NH1
Conexiones del Sunny Island		
Número máximo de equipos	6	12
Corriente de CA en potencia asignada/Corriente de CA con valores nominales	36 kW/3 x 52 A	72 kW/12 x 26 A
Potencia de CA a 45 °C/Corriente de CA a 45 °C	32 kW/3 x 46 A	65 kW/3 x 94 A
Potencia de CA (25 °C, 30 min)	48 kW	96 kW
Potencia de CA (25 °C, 5 min)	55 kW	110 kW
Fusibles	6 x disyuntor C 40A	12 x disyuntor C 40A
Conexión del generador		
Cantidad	1 (trifásico)	1 (trifásico)
Potencia de entrada asignada	55 kW	138 kW
Corriente de entrada CA	3 x 80 A	3 x 200 A
Fusibles	NH00	NH1
Conexión de la planta fotovoltaica		
Cantidad	1 (trifásico)	1 (trifásico)
Potencia fotovoltaica asignada	55 kW	138 kW
Corriente de CA con valores nominales	3 x 80 A	3 x 200 A
Fusibles	–	–
Datos generales		
Número de fases	Trifásico	Trifásico
Sistema de distribución autorizado	TN-S	TN-S, TN-C-S y TT
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	760/760/210 mm	1200/1600/435 mm
Tipo de montaje	Colgante	Vertical sobre zócalo
Peso	55 kg	200 kg
Temperatura ambiente	De -25 °C a +50 °C	De -25 °C a +60 °C
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP55
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	Del 0 % al 100 %	Del 0 % al 100 %
Garantía (5 años)	●	●
Cables de comunicación	●	●
Certificados	CE	CE
Conexión a la red pública (autoconsumo optimizado y función de alimentación de repuesto) NA-BOX/GRID-BOX necesaria	–	●
● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible		
Modelo comercial	MC-Box-6.3-11	MC-Box-12.3-20



Datos técnicos	Multiclustor-Box 36	
Conexión de equipos consumidores		
Tensión asignada	230 V (L, N), 400 V (L1, L2)	
Rango de tensión de CA	De 172,5 V a 250 V De 300 V a 433 V	
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz	
Cantidad	1 (trifásico)	
Potencia asignada	300 kW	
Corriente de CA con valores nominales	3 x 435 A (AC1)	
Fusibles	NH3	
Conexiones del Sunny Island		
Número máximo de equipos	36	
Corriente de CA en potencia asignada/Corriente de CA con valores nominales	216 kW/3 x 313 A	
Potencia de CA a 45 °C/Corriente de CA a 45 °C	195 kW/3 x 283 A	
Potencia de CA (25 °C, 30 min)	288 kW	
Potencia de CA (25 °C, 5 min)	328 kW	
Fusibles	36 x disyuntor C 40A	
Conexión del generador		
Cantidad	1 (trifásico)	
Potencia de entrada asignada	300 kW	
Corriente de entrada CA	3 x 435 A (AC1)	
Fusibles	NH3	
Conexión de la planta fotovoltaica		
Cantidad	1 (trifásico)	
Potencia fotovoltaica asignada	360 kW	
Corriente de CA con valores nominales	3 x 522 A (AC1)	
Fusibles	–	
Datos generales		
Número de fases	Trifásico	
Sistema de distribución autorizado	TN-S	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	1200/2000/800 mm	
Tipo de montaje	Vertical sobre zócalo	
Peso	400 kg	
Temperatura ambiente	De -25 °C a +60 °C	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP54	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	Del 0 % al 100 %	
Garantía (5 años)	●	
Cables de comunicación	●	
Certificados	CE	
Conexión a la red pública (autoconsumo optimizado y función de alimentación de repuesto) NA-BOX/GRID-BOX necesaria	–	
● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible		
Modelo comercial	MC-Box-36.3-11	

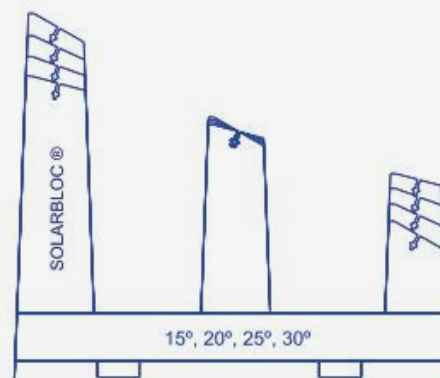
SOLARBLOC[®]  PRETENSADOS DURÁN

HUERTOS SOLARES



SOLARBLOC® H-S/18 CIMENTACIÓN Y ESTRUCTURA PARA HUERTOS SOLARES

La estructura SOLARBLOC® H-S/18 permite **fijar los paneles directamente** sin necesidad de realizar cimentación alguna ni tampoco montar estructura metálica. Incorpora carriles de hormigón donde fijar los módulos mediante tornillería estandarizada.



● INSTRUCCIONES DE MONTAJE

1º

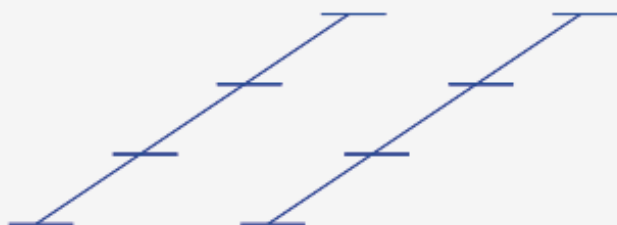
ELIGE LA ESTRUCTURA Y LOS GRADOS

Las estructuras SOLARBLOC® H-S/18 se fabrican en cuatro grados distintos, **15o, 20o, 25o, 30o y 60o**. Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

SENCILLEZ DE MONTAJES:

SOLARBLOC® H-S/18 permite hacer filas de 2 módulos en horizontal, **optimizando el espacio** y minimizando las zonas de sombras.





REPLANTEA LA ZONA DE TRABAJO

2º

Una vez seleccionado el tipo de ángulo, tenemos que replantear la superficie donde se colocaran los SOLARBLOC® H-S/18 para la instalación de los módulos solares.

Marcar la ubicación de cada SOLARBLOC® H-S/18 formando filas, con la separación necesarias según el módulo a instalar sobre la estructura.

El terreno o la superficie donde se apoyen los SOLARBLOC® H-S/18 **debe ser lo más plana posible**. Si el terreno tuviera diferencia de cotas significativas entre una estructura y la otra, es **aconsejable hacer la nivelación en la base** de cada SOLARBLOC® H-S/18.

3º

COLOCA LOS ESTRUCTURAS

Las estructuras tienen una masa de 550kg aprox.

Los SOLARBLOC® H-S/18 se **entregan en camiones, para su descarga y colocación en obra** solo se necesita una carretilla elevadora, quedando listos para acomodar los módulos.



3.1. Manipulación del soporte

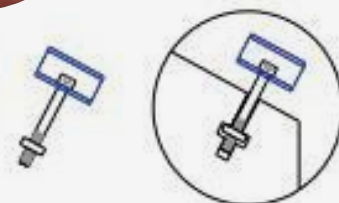
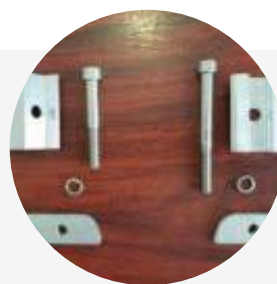
1. **Desplazar las estructuras** al lugar seleccionado a ras de suelo.
2. Colocar las estructuras formando **filas según el replanteo** establecido.

Unir todos los SOLARBLOC® H-S/18 mediante una cuerda de replanteo por la parte superior servirá para comprobar la nivelación y alineación, en caso de carecer de medios electrónicos.



4º MONTA LOS ANCLAJES A LA ESTRUCTURA

Tras colocar los SOLARBLOC® H-S/18, se procederá al montaje de los anclajes sobre los carriles de hormigón, realizando los siguientes pasos:



1. Ensamblar el anclaje formado por; omega de aluminio, arandela, tornillo y tuerca para carril.

2. Introducir el anclaje ensamblado en el carril de hormigón, **por el lateral de la estructura** SOLARBLOC® H-S/18.

5º INSTALA LOS MÓDULOS SOBRE SOLARBLOC® H-S/18

Una vez montados los anclajes a la estructura SOLARBLOC® H-S/18 **se fijará el marco del panel solar al plano superior inclinado**, formado por tres pilares de apoyo.

1. Apoyar el módulo de la fila inferior.

2. Colocar el módulo de la fila superior y **ajustar los anclajes** al marco del panel.

3. Por ultimo, **repetir la operación en la siguiente estructura** y apretar los anclajes para fijar los módulos.



*Par de apriete máximo 17Nm

El sistema de montaje SOLARBLOC® es un producto innovador y exclusivo. Diseñado, desarrollado, fabricado y registrado por **PRETENSADOS DURÁN S.L.**


GRUPO ELECTRÓGENO

 AUTOMÁTICO
 ESTÁTICO

MODELO

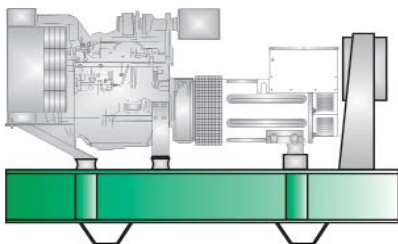
BD72E

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MOTOR	BAUDOQUIN	4M11G70/5
POTENCIA EN EMERGENCIA (ESP) <small>EMERGENCY STANDBY POWER norma ISO 8528</small>	KVA	72
POTENCIA PRIME POWER (PRP) <small>PRIME POWER norma ISO 8528</small>	KVA	65
TARJETA DE CONTROL		HGM 400
MAGNETOTERMICO DE PROTECCIÓN	AMP	160
CONMUTACIÓN MOTORIZADA (opcional)	AMP	160
Nivel sonoro medio a 7m a carga 75%	versión insonorizada	68 dBa

DIMENSIONES

ABIERTO - ESTANDAR		INSONORIZADO	
<small>largo x ancho x alto</small>		<small>largo x ancho x alto</small>	50 hz
2.100 x 750 x 1.800	mm	2.380 x 970 x 1.430	400 / 230 V
1.082	Kg	1.317	1.500 r.p.m



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : ESTUDIO 10 AISLADAS

Sitio geográfico	Valencia	País	España	
Ubicación	Latitud	39.55° N	Longitud	-0.75° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	62 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Valencia	MeteoNorm 7.2 station (PV SOL) - Sintético		

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 01/04/20 18h40

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación plano captador	Inclinación	60°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte		
Sombreados cercanos	Sin sombreado		
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)		

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3W-410P HE	
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV		En serie	17 módulos	En paralelo 6 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	102	Pnom unitaria 410 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	41.8 kWp	En cond. de funciona. 38.0 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	602 V	I mpp 63 A
Superficie total		Superficie módulos	225 m²	Superficie célula 202 m ²

Inversor

	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30		
Base de datos PVSyst original		Fabricante	SMA	
Características		Voltaje de funcionam.	320-800 V	Pnom unitaria 20.0 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	4 * MPPT 50 %	Potencia total 40 kWac
				Relación Pnom 1.05

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	159 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.3 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

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

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.920	0.760	0.000

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : ESTUDIO 10 AISLADAS

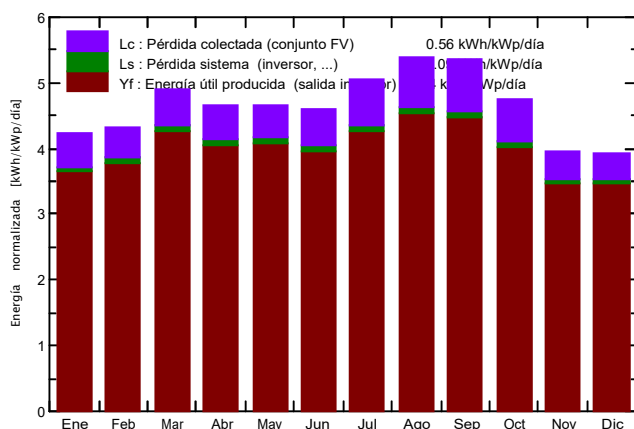
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	60°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-410P HE	Pnom 410 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	102	Pnom total 41.8 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30	20.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 40.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

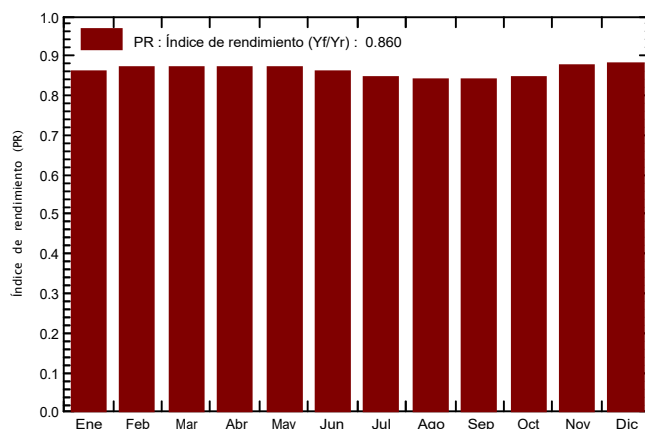
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 61.05 MWh/año** Produc. específica 1460 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 86.03 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 41.8 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	71.4	30.60	10.17	131.3	130.0	4.819	4.716	0.859
Febrero	84.8	42.00	11.35	120.9	119.2	4.509	4.414	0.873
Marzo	129.2	59.80	12.69	151.9	149.2	5.640	5.523	0.869
Abril	154.1	77.90	14.33	139.8	136.2	5.200	5.091	0.871
Mayo	186.8	77.50	17.43	144.5	140.4	5.384	5.267	0.872
Junio	193.3	94.10	20.86	138.0	133.8	5.085	4.978	0.863
Julio	210.1	92.70	24.10	156.2	151.7	5.638	5.518	0.845
Agosto	188.6	74.80	24.53	166.9	162.6	6.004	5.879	0.842
Septiembre	146.7	68.70	22.01	160.1	156.8	5.739	5.621	0.839
Octubre	110.2	52.50	18.32	147.1	144.9	5.314	5.203	0.846
Noviembre	75.0	43.10	13.53	118.4	116.8	4.442	4.351	0.879
Diciembre	63.7	30.50	10.94	121.8	120.5	4.578	4.485	0.881
Año	1613.9	744.19	16.72	1696.8	1662.3	62.351	61.045	0.860

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

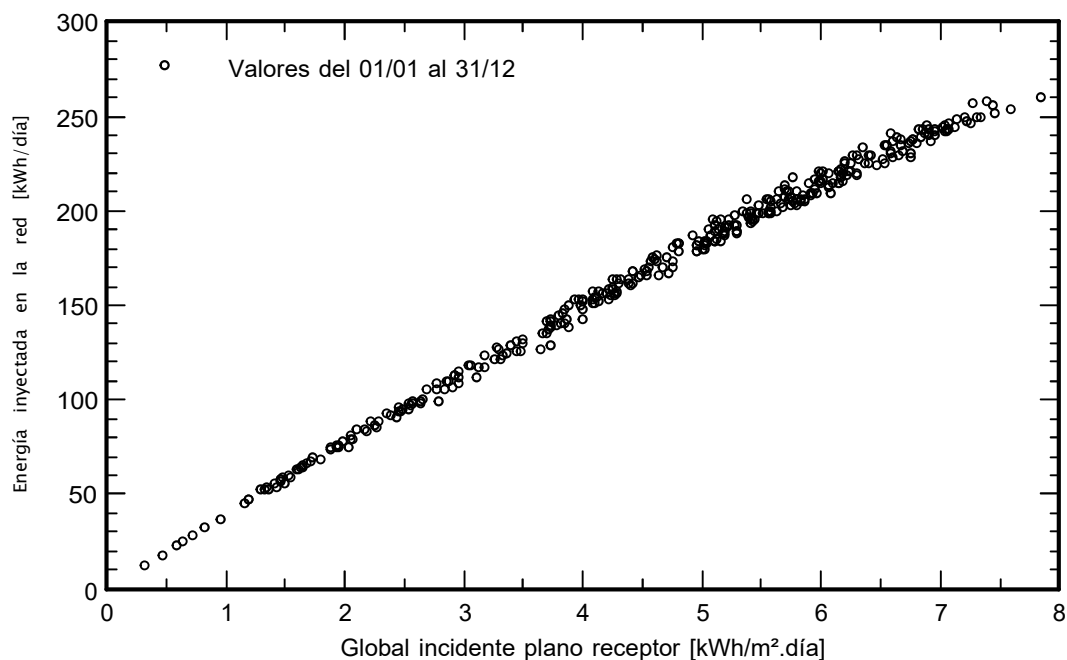
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : ESTUDIO 10 AISLADAS

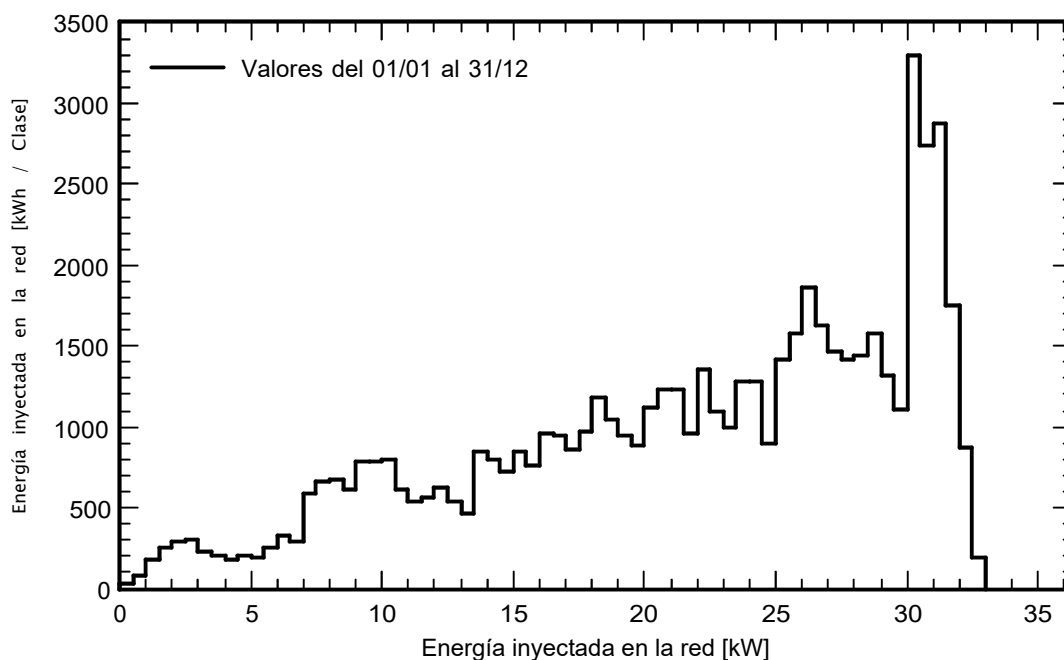
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	60°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-410P HE	Pnom	410 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	102	Pnom total	41.8 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total	40.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : ESTUDIO 10 AISLADAS

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	60°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-410P HE	Pnom	410 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	102	Pnom total	41.8 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total	40.0 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año

