



FORU SEKTORE PUBLIKOKO ERAIKINETAN AUTOKONTSUMORAKO EGUZKI INSTALAZIO FOTOVOLTAIKOAK EGITEKO OBREN BALDINTZA TEKNIKOEN AGIRIA

PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS DE LAS OBRAS DE DIFERENTES INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA AUTOCONSUMO EN EDIFICIOS PERTENECIENTES AL SECTOR PÚBLICO FORAL

1.- AGIRIAREN OBJEKTUA

Agiri honen xedea da foru sektore publikoko eraikinetan eguzki-instalazio fotovoltaikoak instalatzeko, izapidetzeko eta martxan jartzeko obraren kontratazioan bete behar diren baldintza teknikoak ezartzea, autokontsumoaren modalitatean.

Instalazio horiek eraikin hauetan kokatuko dira:

- Batzar Nagusien eraikina (IZFE estalkia), Miramon pasealekua, 168 (20014 Donostia).
- Gipuzkoako Probintziako Artxibo Historikoa, Ibarra Zelaia Zelaigunea, 4, (20560 Oñati).
- Uliazpi Fraisoro Zentroa, Elbarrena Diseminado Barreiatua, 10 (20150 Zizurkil).

2.- IRISMEN TEKNIKOAK

Instalazioak aurreko atalean adierazitako eraikinen estalkien gainean egingo dira, eta "giltza eskuan" modalitatean gauzatuko da, egikaritze-proiektua, ekipamenduen eta materialen hornidura, instalazioa, administrazio-izapidetzea, martxan jartzea eta gutxienez lehenengo urterako mantentze-kontratu bat barne.

Obrak egiteko Udal-lizentziak Aldundiak berak izapidetuko ditu.

Instalazioaren zatiak aplikatu beharreko araudiaren arabekoak izango dira, eta osagai guztiek berriak eta originalak izan beharko dute, eta erakunde eskudunek homologatuak.

Bereziki bete beharko dira potentzia txikiko energia elektrikoaren ekoizteko instalazioen sarerako konexioa arautzen duen azaroaren 18ko 1699/2011 Errege Dekretua, energia elektrikoaren autokontsumoaren baldintza administratibo,

1.- OBJETO DEL PLIEGO

Es objeto del presente pliego establecer las condiciones técnicas que han de regir en la contratación de la obra de instalación, tramitación y puesta en funcionamiento de diferentes instalaciones solares fotovoltaicas en edificios pertenecientes al sector público foral en la modalidad de autoconsumo.

Estas instalaciones se ubicarán en los siguientes edificios:

- Edificio Juntas Generales (cubierta IZFE), Paseo Miramon, 168 (20014 Donostia).
- Archivo Histórico Provincial de Gipuzkoa, Ibarra Zelaia Zelaigunea, 4, (20560 Oñati).
- Centro Fraisoro de Uliazpi, Elbarrena Diseminado Barreiatua, 10 (20150 Zizurkil).

2.- ALCANCE TÉCNICO

Las instalaciones se llevarán a cabo sobre las cubiertas de los edificios que se indican en el apartado anterior, y serán ejecutadas en la modalidad "llave en mano", incluyendo el proyecto de ejecución, el suministro de equipos y materiales, la instalación, la tramitación administrativa, la puesta en funcionamiento y un contrato de mantenimiento para al menos el primer año.

Las licencias de obra municipales serán tramitadas por la propia Diputación.

Las distintas partes de la instalación deberán ser conformes a la normativa que les sea de aplicación, y todos sus componentes deberán ser nuevos y originales, y haber sido homologados por los organismos competentes.

Especialmente se deberá cumplir el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones



tekniko eta ekonomikoak arautzen dituen 244/2019 Errege Dekretua eta behe-tentsiorako erregelamendu elektroteknikoa, bai eta elektrizitatea banatzeko konpainiak (kasu honetan, Iberdrola) ezarritako baldintza teknikoak ere

Sorgailu fotovoltaiakoaren sistema, inbertsoreak, babesak eta segurtasun elementuak diseinatzerakoan kontuan hartu behar da Eraikuntzako Kode Teknikoko «Energia aurrezpena HE» Oinarritzko Dokumentuaren 5 HE Atalean adierazitakoa.

IV. eranskinean, instalazio bakoitzaren ezaugarri teknikoak jasotzen dituen memoria espezifiko bat dago.

Oinarritzko egitura egiteko erabiliko diren materialek ingurumen eragileek ekintzaz babestuko dutela bermatu behar dute, zer eremutan jarriko den kontuan hartuta, eta kalkuluak egingo dira, nahikoa seguru eta sendoa izan dadin. Izan ere, sorgailu fotovoltaikoa instalatuta dagoenean, gairik gabeko jasan beharko ditu, aurkako faktore klimatologikoen ondorioz - haizea batez ere-.

Instalazioaren elementuen gutxienezko ezaugarriak I. eranskinean adierazitakoak izango dira. Aire zabalean dauden materialak ingurumen eragileetatik babestuko dira, bereziki eguzki-erradiatziotik eta hezetasunetik.

Instalazioaren kableak kobre malguak izango dira. DC zatiko kableen dimentsionamendua (sektorea) hainbestekoa izango da, non modulu fotovoltaikoetatik eraikinaren barne-sarearekiko konexiora arteko tentsio-erorketak % 1,5etik beherakoak izango baitira, eta AC zatikoak, berriz, % 2tik beherakoak, bi kasuetan konexio-kutxei dagozkien tentsioak erreferentzia gisa hartuta. Erabilitako kableek indarrean dagoen araudia beteko dute isolamenduari eta babes-mailari dagokienez. Zehazki, 1000V baino isolamendu handiagoa izango dute, isolamendu bikoitza izango dute (II. klasea) eta segurtasun handikoak izango dira, halogenorik gabekoak eta sugarrak zabaltzen ez dutenak.

Kableen sektoreak obraren hasierako zuinketan neurketa errealek egin ondoren kalkulatu dira, eta neurketa horiek IV. eranskineko memoriaren eskema unifikatuetan adierazitakoak berdinak edo handiagoak izango dira beti.

Segurtasun arrazoiak tarteko, eta sorgailua mantentzea eta konpontzea errazagoa izan dadin,

administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, y el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como las condiciones técnicas establecidas por la compañía de distribución eléctrica, en este caso Iberdrola.

El sistema generador fotovoltaico, los inversores, las protecciones y los elementos de seguridad deberán diseñarse conforme a lo indicado en la Sección HE 5 del Documento Básico HE "Ahorro de Energía" del Código Técnico de la Edificación.

En el anexo IV hay una memoria específica con las características técnicas de cada instalación.

La estructura soporte deberá estar fabricada con materiales que garanticen la protección contra la acción de los agentes ambientales, teniendo en cuenta la zona en la que se van a ubicar, y se calculará para que sea lo suficientemente segura y sólida, debiendo resistir, con el generador fotovoltaico instalado, las sobrecargas debidas a factores climatológicos adversos, principalmente el viento.

Las características mínimas que deben tener los elementos de la instalación serán las recogidas en el anexo I. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

El cableado de la instalación será de cobre flexible. El dimensionamiento de los cables (sección) de la parte DC será tal que las caídas de tensión desde los módulos fotovoltaicos hasta la conexión con la red interior del edificio sea menor del 1,5% y en los de la parte AC para que la caída sea inferior a un 2%, teniendo ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones. Los cables utilizados cumplirán la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseerán un aislamiento mayor de 1000V, tendrán doble aislamiento (clase II) y serán de alta seguridad (AS) libre de halógenos y no propagador de llama.

Las secciones del cableado se calcularán una vez realizadas las mediciones reales en el replanteo inicial de obra, siendo éstas siempre iguales o superiores a las indicadas en los esquemas unifilares de las memorias anexo IV.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se



adar bakoitzaren eta sorgailuaren gainerakoaren desconexiorako beharrezkoak diren elementuak (fusibleak, etengailuak eta abar) era independentean jarriko dira, bi terminaletan

Ekipo eta aparatuetako bakoitzean identifikazio etiketak jarriko dira, erabilera errazteko.

Instalazioak ahalik eta errendimendu handiena lortzeko proiektatuko dira. Instalazio bakoitzaren potentzia nominala IV. eranskinean adierazten da (inbertsoreen potentzia nominalaren batura), baita sistema sortzailearen gutxienezko potentzia ere (FV moduluak) kWp-tan.

Moduluak IV. eranskineko memorian jasotakoaren arabera jarriko dira).

Instalazioak mota-sortzaile (C1) gisa sailkatzen dira, eta banaketa-sarera konektatuta daude behe tentsioko erregelamendu eta autokontsumoren arabera, 244/2019 Errege Dekretuaren arabera. Instalazioa behe-tentsioko lineaei konektatuko zaie ITC-BT-40 aplikatzeko gida teknikoaren 4. eskemari jarraituz.

Babes- sistema bat instalatu beharko da, indarrean dagoen araudia betetzen duena eta konpainia elektriko banatzaileak homologatuta.

Instalazio fotovoltaiakoek monitorizazio sistema telematikoa edukiko ditu, gutxienez erantsitako memorian zehazten diren datuak erraz eskuratu ahal izateko. Horretarako, kokapen bakoitzean bi sare-analizatzaile instalatu beharko dira, beren intentsitate-transformadoreekin, modbus konexioarekin, eraikinaren eguzki-sorkuntza eta eskari elektrikoa monitorizatzeko, eta webserver integratua duen datalogger bat.

Instalazio hauek guztiak Foru Aldundiko zaintza sisteman integratu ahal izateko, inbertsoreen komunikazio protokoloa adierazi beharko da, inbertsoreetan gordetako datuak eskuratu ahal izateko.

Nolanahi ere, ekipoekiko komunikazioen softwarea ere emango da; horrela, software horren bidez, sistemak erregistratutako datu guztien urrutiko iraulketa egin ahal izango da

instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas y el resto del generador.

Se deberán colocar etiquetas identificativas en cada uno de los equipos y aparatos para facilitar su operación.

Las instalaciones se proyectarán para conseguir el máximo rendimiento posible. La potencia nominal de cada instalación se indica en el anexo IV (suma de la potencia nominal de los inversores), así como la potencia mínima del sistema generador (módulos FV) en kWp.

Los módulos se colocarán según se refleja en la memoria anexo IV.

Las instalaciones se clasifican como generadoras de tipo (C1) y conectadas a la red de distribución de acuerdo al REBT y de autoconsumo de acuerdo al RD 244/2019. Las instalaciones se conectarán a las líneas de baja tensión según el esquema 4 de la guía técnica de aplicación de la ITC-BT-40.

Se deberá instalar un sistema de protección que cumpla la normativa vigente y que esté homologado por la compañía eléctrica distribuidora

Las instalaciones fotovoltaicas deberán poseer un sistema de monitorización telemático que permita disponer fácilmente al menos de los datos que se especifican en la memoria anexa. Para ello se deberán instalar en cada ubicación dos analizadores de redes con sus transformadores de intensidad, con conexión modbus, para monitorizar tanto la generación solar como la demanda eléctrica del edificio, y un datalogger con webserver integrado.

Con el fin de integrar estas instalaciones en el sistema de vigilancia de esta Diputación Foral, deberá proporcionarse el protocolo de comunicaciones de los inversores para poder acceder a los datos almacenados por los mismos.

En todo caso, se facilitará el software de comunicaciones con sus equipos, de manera que a través de su utilización se acceda de forma remota al volcado de todos los datos registrados por el sistema.



Obra zuzendaritzarekiko eta esleitutako segurtasun eta osasun koordinatzailearekiko komunikazioa iraunkorra izango da. Instalazioari berari dagokionez nahiz segurtasun elementuei dagokionez erabakitako soluzio tekniko guztiak haiekin adostu behar dira instalatu aurretik, eta soluzio horiek ezartzearen kostua esleipendunaren konturakoa izango da.

La comunicación con la Dirección de Obra y la Coordinación de Seguridad y Salud asignada será continua. Todas las soluciones técnicas adoptadas para la instalación en sí, como para los elementos de seguridad, deberán ser acordadas con ellos antes de su instalación y los costes de su implementación correrán a cargo del adjudicatario.

Hala ere, instalazioak exekutatzekoan, Gipuzkoako Foru Aldundiko teknikariak adierazitakoari jarraituko zaio beti.

No obstante, se deberán seguir en todo momento las indicaciones de los técnicos de la Diputación Foral de Gipuzkoa a la hora de ejecutar la instalación.

Era berean, instalazioen lanei ekin aurretik, esleipendunak egin beharreko obren Segurtasun eta Osasun Planak eta Hondakinak Kudeatzeko Plana entregatuko dizkio GFARI.

Así mismo, antes de iniciar los trabajos de las instalaciones el adjudicatario deberá hacer entrega a la DFG de los proyectos de ejecución, así como de los Planes de Seguridad y Salud y Plan de residuos de las obras a realizar.

Nolanahi ere, obra gauzatzeko lizitatzailerak honako lan hauek egin beharko ditu, besteak beste:

En todo caso el licitador para la ejecución de la obra deberá incluir entre otros, los siguientes trabajos:

- Obrak babesteko hesia jartzea eta hondakinak bildu eta kudeatzea, bai indarrean dagoen araudian ezarritakoaren arabera gauzatzeari dagokionez, bai administrazio-baimena lortzeari eta dagozkion tasak eta zergak ordaintzeari dagokionez.
- Gauzatzeko instalazioak administrazio eskudunen aurrean legeztatzea.
- Instalazioaren titularrari honako dokumentazio hau ematea:
 - a. Benetan gauzatzeko instalazioaren proiektua, obra-amaierako planoak barne (memoria euskaraz eta gaztelaniaz idatzita egon beharko da)
 - b. Instalazio osoaren eta modulu fotovoltaikoen, inbertsiogileen eta, bereziki, euskarri-egituraren berme-ziurtagiria (Berme-urteak adieraziz);
 - c. benetan gauzatzeko instalazioaren "erabilera- eta mantentze-eskuliburua" (euskaraz eta gaztelaniaz);
 - d. benetan instalatzeko materialen eta ekipoen zerrenda, ezaugarri teknikoak eta funtzionamendukoak adierazita, jatorriari eta bermeari buruzko dokumentazioarekin batera;
 - e. instalazioaren ziurtagiria, autonomia-erkidegoko organo eskuduneari erregistratua

- Vallado de protección de las obras y recogida y gestión de los residuos, tanto en cuanto a su ejecución conforme a lo establecido en la normativa vigente, como en cuanto a la obtención de la autorización administrativa y al pago de las tasas e impuestos correspondientes.
- La legalización ante las administraciones competentes de las instalaciones ejecutadas.
- Entrega al titular de la instalación de la documentación que se relaciona a continuación:
 - a. el proyecto de la instalación realmente ejecutada, incluyendo los planos de fin de obra (la memoria deberá estar redactada en euskera y castellano);
 - b. El certificado de garantía de la instalación en su conjunto y de los módulos fotovoltaicos, los inversores y la estructura soporte en particular (indicando los años de garantía);
 - c. el "Manual de uso y mantenimiento" de la instalación realmente ejecutada (en euskera y castellano);
 - d. una relación de los materiales y los equipos realmente instalados, en la que se indiquen sus características técnicas y de funcionamiento, junto con la correspondiente documentación de origen y garantía;
 - e. el certificado de la instalación, registrado en el órgano competente de la Comunidad Autónoma;



f. monitorizazio-sisteman
jarraibideak.

sartzeko

f. las instrucciones para acceder al sistema de
monitorización.

3.- ABIAN JARTZEA ETA BERMEAK

Esleipendunak beregain hartuko ditu instalazioaren baimen administratiboa eskuratzeko beharrezkoak diren gestio guztiak. Beraz, esleipendunak eskuratu beharko ditu instalazioa abian jarri dela egiaztatzen duen agiria, energia elektrikoaren autokontsumoko erregistro administratiboan inskribatuta dagoela egiaztatzen duena, eta Iberdrola Distribucion Electrica banaketa enpresarekin banaketa sarera lotzeko eskaera izapidetu dela egiaztatzen duena.

Iberdrolari gasturen bat ordaindu behar balitzaio, gastu hori GFAk ordainduko luke. Hala ere, esleipendunak ordainduko ditu banaketa sarera lotzeko eskaera izapidetzeko beharrezkoak diren abalak

Esleipendunak, obra amaitzean, hornitutako osagai eta materialei buruzko dokumentazio tekniko guztiak, exekuzio proiektua, planoak, erabilerari eta mantentze lanei buruzko eskuliburuak, komunikazioen softwarea eta abar entregatu behar ditu, euskarri elektronikoan

Instalazioak abian jarri aurretik, esleipendunak egiaztapen hauek egingo ditu gutxienez:

- Sistema guztien funtzionamendua eta martxan jartzea.
- Funtzionamenduaren une desberdinetan abian jarri eta gelditzeko probak egitea.
- Babes, segurtasun eta alarma elementu eta neurriak probatzea, eta baita horiek nola jarduten diren.
- Instalaturako potentzia zehaztea.

Probak amaitu eta instalazioak abian jarri ondoren, harrera egingo da. Hala ere, harrera agiria ez da sinatuko hornidura osatzen duten sistema eta elementu guztiek ongi funtzionatzen dutela ikusi arte, gutxienez 240 orduz jarraian, etenik gabe eta hornitutako sistemaren akats edo errorearen ondoriozko geldialdirik gabe. Gainera, harrera agiria sinatzeko, baldintza hauek guztiak bete behar dira

3.- PUESTA EN SERVICIO Y GARANTÍAS

El adjudicatario deberá asumir a su cargo todas las gestiones necesarias para la autorización administrativa de la instalación. Por lo tanto será su obligación la obtención de los documentos acreditativos de puesta en servicio de la instalación y de inscripción en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, así como la tramitación de la solicitud de acceso a la red de distribución con la empresa distribuidora Iberdrola.

Los gastos a abonar a Iberdrola, si los hubiera, correrán a cargo de la DFG, no obstante el adjudicatario deberá hacerse cargo de los avales necesarios para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución.

El adjudicatario deberá suministrar al final de la obra toda la documentación técnica referida a los componentes y materiales suministrados, planos, manual de uso y mantenimiento, software de comunicaciones, etc ..., en soporte electrónico.

Antes de la puesta en servicio de las instalaciones el adjudicatario deberá realizar al menos las siguientes comprobaciones:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se procederá a la recepción de las instalaciones. No obstante, el Acta de Recepción no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:



- Ezaugarrien agiri honetan eskatutako dokumentazio guztia entregatzea.
- Soberako materiala osoki kentzea obratik
- Okupatutako eremuak garbitzea, hondakinak ongi kudeatuta.

- Entrega de toda la documentación requerida en este pliego.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con gestión adecuada de todos los residuos.

Esleipenduna behartuta dago sor litezkeen funtzionamendu akatsak konpontzera, baldin eta ikusten bada akats horiek diseinuarekin, eraikuntzarekin, materialekin edo muntaketarekin lotutako ezkutuko akatsen ondoriozkoak direla. Horrelakoetan, esleipendunak ezer ordaindu beharrik gabe konpondu beharko du akatsa.

El adjudicatario quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

Horniduran emandako elementu guztiak, eta instalazioak oro har, babestuak egongo dira, fabrikazio, instalazio edo diseinu akatsen aurrean, gutxienez 5 urteko bermearekin. Bermealdiak instalazioaren harrera agiria sinatzen den egunetik aurrera kontatuko dira.

Todos los elementos suministrados, así como las instalaciones en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 5 años como mínimo. Las garantías se contarán a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción de la instalación.

Horniduraren ustiapena etengo balitz, hornitzailearen erantzukizunpeko arrazoiengatik, edo hornitzaileak bermearen baldintzak betetzeko egin beharreko konponketengatik, epea luzatu egingo litzake, eteteek iraun duten denboraz.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Bermearen barruan sartzen dira osagai eta pieza akastunen konponketa edo, dagokionean, aldaketa, eta baita ere bermea indarrean dagoen bitartean egindako konponketa edo aldaketetan erabilitako eskulana.

La garantía comprenderá la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Berariaz sartuta daude beste gastu guztiak ere, hala nola joan-etorri denborak, garraibideak, ibilgailu eta lantresnen amortizazioa, beste bitartekoen eskuragarritasuna eta ekipoak fabrikatzailearen lantegietan konpontzeko haiek jaso eta itzultzeagatik egon litezkeen garraio kostuak. Era berean, sartuta egongo dira instalazioaren funtzionamendurako egin behar diren egokitzapen eta doikuntzak egiteko beharrezkoak diren eskulana eta materialak.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Enpresa instalatzailea arduratuko da, urtebetez, eguzki instalazioaren mantentze prebentibo nahiz zuzentzaileaz. Mantentze prebentiboak, aldi horretan, ez dio kosturik ekarriko GFARI, instalazioaren prezioan sartuta baitago. Bi mantentze mota horien baldintzak III. eranskinean adierazitakoak dira.

La empresa instaladora se encargará durante un año tanto del mantenimiento preventivo como correctivo de la instalación solar. El mantenimiento preventivo durante este período no tendrá coste para la DFG, incluyéndose en el precio de la instalación. Las condiciones mínimas de ambos mantenimientos se recogen en el Anexo III.



Ezaugarri teknikoak argi eta garbi identifikatzeko, galdesorta bat aurkezten da, eta instalazio bakoitzak bete beharko du (II. eranskina). Instalazioen bermeak eta mantentze-lanen irismena. III. eranskinean, galdetegi bat aurkezten da, bete beharrekoa, eta 3. artxibo elektronikoan sartuko da.

OHAR GARRANTZITSUA: 2. ARTXIBO ELEKTRONIKOAN ezin izango da sartu instalazioen bermeei eta mantentze-lanen irismenari buruzko informaziorik; izan ere, horiek formulen bidez ebalua daitezke, eta, beraz, **3. ARTXIBO ELEKTRONIKOAN** bakarrik ager daitezke. Datu horietakoren bat **2. ARTXIBO ELEKTRONIKOAN** sartzeak eskaintza deskalifikatzea ekarriko du.

Al objeto de identificar claramente las características técnicas se presenta un cuestionario que deberá ser cumplimentado por cada instalación (anexo II). Las garantías de las instalaciones y el alcance del mantenimiento, en el Anexo III se presenta un cuestionario que deberá ser cumplimentado y se incluirá en el archivo electrónico nº 3.

NOTA IMPORTANTE: En el ARCHIVO ELECTRÓNICO Nº2 no podrá incluirse ninguna información referente a las garantías de las instalaciones y el alcance del mantenimiento, que son evaluables mediante fórmulas y por tanto sólo pueden aparecer en el ARCHIVO ELECTRÓNICO Nº3. La inclusión de alguno de estos datos en el ARCHIVO ELECTRÓNICO Nº2 conllevará la descalificación de la oferta.

4.- ESKAINTZEN AURKEZPENA ETA BALORAZIOA

Proposamenek alderdi hauek jasoko dituzte gutxienez:

2. zk.ko artxibo elektronikoan:

- Memoria teknikoak.
- Egin beharreko lanen kronograma
- Afekzioen azterketa.
- Modulu-tarako finkatze sistema. Oinarritzko egituraren kalkulua eta erabilitako materialen deskribapena. Egitura estalkira ainguratu eta finkatzeko sistemen xehetasunak, eta baita haren estankotasuna bermatuko duten iragazgaizpenenak.
- Datuak eskuratu eta transmititzeko proposatzen den monitorizazio sistema.
- Ekipoek eskatzen diren zehaztapen teknikoak buruz aurkezten dituzten hobekuntzak zehaztuko dira, bai eta lizitatzailerak berritzaileak jotzen dituen eta baloratzen diren instalazioaren edo haren elementuen alderdiak ere
- Instalatzeko den puntako potentzia eta instalazioen potentzia nominala. Orientazioaren eta inklinazioaren ondoriozko galeren ebaluazio erreala.
- Sistema fotovoltaikoaren eta inbertsoreen deskribapena eta ezaugarriak (moduluen ziurtagiria barne). Eraikin bakoitzari emango zaion energia teorikoaren zenbatespena
- Eskema haribakarra, sistema sortzailearen konexioak barne, modulu kopuru osoa eta serieko edo paraleloko elkartzeena adieraziz, eta kableen luzerak eta ebakidurak jasota.

4.- PRESENTACIÓN Y VALORACIÓN DE OFERTAS

Las propuestas deberán incluir, al menos, los siguientes aspectos:

En el archivo electrónico nº 2:

- Memoria técnica.
- Cronograma de los trabajos a realizar
- Estudio de afecciones.
- Sistema de fijación para los módulos. Cálculo de la estructura soporte y descripción de los materiales utilizados. Detalle de los sistemas de anclaje y fijación de la estructura a la cubierta así como sus correspondientes impermeabilizaciones que garanticen la estanqueidad de la misma.
- Sistema de monitorización propuesto para la adquisición y transmisión de datos.
- Se detallarán las mejoras que presentan los equipos sobre las especificaciones técnicas exigidas y aquellos aspectos de la instalación o sus elementos que el licitador considere innovadores y que quiera que sean valorados.
- Potencia pico a instalar y potencia nominal de las instalaciones. Evaluación real de las pérdidas por orientación e inclinación
- Descripción y características del sistema generador fotovoltaico (incluyendo el certificado de los módulos) y de los inversores. Estimación de energía teórica que se entregará a cada edificio.
- Esquema unifilar, incluyendo el conexionado del sistema generador e indicando el número total de módulos y asociaciones serie o paralelo, indicándose longitudes y secciones de los cables.



- Segurtasun elementuak eta babesak.
Konexio elementuak eta neurgailua.

- Protecciones y elementos de seguridad.
Elementos de conexión y equipo de medida.

3. zk.ko artxibo elektronikoan:

- Proposamen ekonomikoa, partiden arabera banakatua.
- Instalaziorako ezarritako bermeak osoki, eta modulu fotovoltaikotakoak, inbertsoreentzakoak eta egitura euskarrirakoak bereziki
- Prebentziozko mantenu plana, zehaztuz zer operazio sartzen dira eta berrikustearen maiztasuna.

En el archivo electrónico nº 3:

- Propuesta económica desglosada por partidas.
- Garantías establecidas para las instalaciones en su conjunto, y para los módulos fotovoltáicos, los inversores y la estructura soporte en particular.
- Plan de mantenimiento preventivo especificando las operaciones incluidas y la periodicidad de la revisión.

Donostia, 2022ko apirilaren 7a
San Sebastián, 7 de abril de 2022

**TEKNIKARIAK
EL TÉCNICO,**

**LUIS MARIA
ALLAFLOR
URQUIZO -
15976543F**

Firmado digitalmente
por LUIS MARIA
ALLAFLOR URQUIZO -
15976543F
Fecha: 2022.04.07
14:27:57 +02'00'

Fdo.: Luis Allaflor Urquizo

INGURUMENEN ZERBITZU BURUA
VºBº

EL JEFE DE SERVICIO DE MEDIO AMBIENTE,

IÑAKI PUGA

PUEYO -

15993275H

Firmado digitalmente
por IÑAKI PUGA
PUEYO - 15993275H
Fecha: 2022.04.07
14:40:11 +02'00'

Fdo.: Iñaki Puga Pueyo



ANEXO I

ZEHAZTAPEN TEKNIKOAK / ESPECIFICACIONES TÉCNICAS



1. Modulu Fotovoltaikoak

Modulu guztiek UNE-EN 61215 zehaztapenak bete beharko dituzte silizio kristalinozko moduluetarako, eta entsegu laborategi baimendu batek egiaztatuak izan beharko dute. Hori dagokion egiaztagiri ofizialaren bidez egiaztatuko da.

Modulu fotovoltaikoak garbi ikusteko moduan eramango ditu modeloa eta fabrikatzailearen izena edo logotipoa, nahasmenik ez sortzeko moduan, eta fabrikazio data zehazteko identifikazio indibiduala edo serie zenbakia ere bai.

Instalazio bakoitzean modulu kopurua zehaztuko da, horien orientazioa, inklinazioa eta antolamendua baita ere (horizontala edo bertikala)

Alboetako markoak aluminiozkoak edo altzairu herdoilgaitzekoak izango dira, eta lurrera konektatuak egongo dira.

Ez dira onartuko potentzia-tolerantzia negatiboko balioa duten eguzki-moduluak. Balio hori fabrikatzaileak zehaztutakoa izango da. Era berean, moduluak tenperaturaren arabera duen potentzia-galeraren koefizientea ezingo da $-0,43\%$ baino txikiagoa izan.

Edozein kasutan, obra amaitzean dokumentu bat entregatu beharko da, hornitutako modulu fotovoltaiko bakoitzean neurtutako benetako potentzia zehazten duena.

Korronte jarraituaren sekzio minimoak 4 mm^2 izaten jarraituko du.

Baztergarria izango da fabrikazio akatsak dituen modulua, dela matxurak edo orbainak elementuren batean, dela lerrotatze falta enkapsulatzaileko zedulen edo burbuilen artean.

2. Moduluen egitura euskarria

Egitura segurtasunari buruzko Eraikintza Kode Teknikoaren eskariak aplikatuko dira moduluen egitura euskarrian.

Egitura, ahal dela, aluminiozkoa, hormigoizkoa edo egitura-erresistentzia handiko plastikozkoa izango da. Torlojuak altzairu herdoilgaitzekoak. Erabiltzen diren materialen kalitate egiaztagiri bat aurkeztu beharko da.

Sorgailuaren eusteko egitura lurrera konektatuko da, hala badagokio, eta eutsi beharko die,

1. Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar certificados por algún laboratorio de ensayos autorizado, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se especificará el número de módulos para cada instalación, así como su orientación, inclinación y disposición (horizontal o Vertical)

Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable, y estarán conectados a tierra.

No se admitirán módulos solares que presenten un valor de tolerancia de potencia negativa. Este valor será el especificado por el fabricante. Asimismo, el coeficiente de pérdida de potencia del módulo por temperatura no podrá ser inferior a $-0,43\%$.

En cualquier caso al finalizar la obra se deberá entregar un documento que especifique la potencia real medida de cada uno de los módulos fotovoltaicos suministrados.

La sección mínima del cableado de corriente continua será de 4 mm^2 .

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

2. Estructura soporte de módulos

Las exigencias del Código Técnico de la Edificación relativas a seguridad estructural serán de aplicación a la estructura soporte de los módulos.

La estructura será preferentemente de aluminio, hormigón o plástico de gran resistencia estructural. La tornillería en acero inoxidable. Se deberá presentar el certificado de calidad de los materiales utilizados.

La estructura soporte del generador se conectará en su caso a tierra, y deberá resistir, con el generador



instalatzen den sorgailu fotovoltaikoarekin, kontrako klimatologiak, bereziki haizeak. eragiten dituzten gairak.

Lerroen arteko distantzia adieraziko da

Diseinatzeko, kontuan izango da zein diren orientazio eta inklinazio beharrezkoak modulu fotovoltaikoetarako, eta muntatzeko eta desmuntatzeko errazak izatea. Inoiz instalazioak hartzen duen eraikuntza elementu bat konpondu edo aldatu beharko balitz posible izateko zati bat desmuntatzea, egitura zati independenteetan diseinatuko da.

Moduluak finkatzeko sistemaren eta egituraren diseinuak eta eraikuntzak aukera emango du behar diren dilatazio teknikoak gertatzeko, moduluen osotasunari eragiten ahal dieten kargak transmititu gabe, fabrikatzailearen jarraipenei jarraikiz.

Modulu fotovoltaikoak eusteko puntuak nahikoak izango dira kopuruan, kontuan izanda eusteko eremua eta kokapen erlatiboa (hartara fabrikatzaileak onartzen dituenak baino flexio handiagoak izan ez daitezkeen goiko moduluetan), eta modulu modelorako homologatutako metodoak.

Moduluak eusteko topeak eta egiturak berak ez dute itzalik botako moduluen gainean.

Iragazgaizteko eta/edo isolamendu termikoko sistema batez babestuta dauden estalkietan, eserleku-sistema grabitatearen arabera egin beharko da, eta uneoro bermatu beharko da horien estankotasuna eta osotasuna, bai eta dauden elementuena ere, hala nola legar-geruzarena eta euri-urak biltzeko hustubideena.

3. Inbertsoreak

Inbertsoreak egokiak izango dira sare elektrikoko loturarako, eta sarrera potentzia aldakorra izango da, hartara gai izan daitezkeen uneoro egunean zehar sorgailu fotovoltaikoak sor ditzakeen potentzia maximoak ateratzeko

Instalatzekoa den inbertsorearen edo inbertsoreen eraginkortasun europarra ez da inoiz izango % 96 baino txikiagoa

Inbertsoreek Segurtasun Elektronikoen eta Bateragarritasun Elektromagnetikoen Europako

fotovoltaico instalado, las sobrecargas debidas a factores climatológicos adversos, principalmente el viento.

Se indicará la distancia entre filas

El diseño de la misma se realizará teniendo en cuenta la orientación e inclinación necesarios para los módulos fotovoltaicos y la facilidad de montaje y desmontaje. Con el fin de que, en el caso hipotético de tener que realizar alguna obra de reparación o reposición de los elementos constructivos sobre los que se asiente la instalación, sea posible el desmontaje parcial de la misma se diseñará la estructura en tramos independientes.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante, y los métodos homologados para el modelo de módulo.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En las cubiertas que estén protegidas con un sistema de impermeabilización y/o aislamiento térmico, el sistema de asiento deberá realizarse por gravedad, garantizando en todo momento la estanqueidad e integridad de las mismas, así como de los elementos existentes tales como la capa de grava y los sumideros de recogida de las aguas de lluvia.

3. Inversores

Los inversores serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

La eficiencia europea del inversor/inversores a instalar nunca será inferior a 96 %.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y



zuzentzarauak beteko dituzte (biak fabrikatzaileak egiaztatuko ditu).

Inbertsoreek datuak eskuratzeko sistema bat izango dute, zeinak funtzionamenduari buruzko parametro guztiak erregistratuko baititu. Gainera inbertsoreari buruzko informazioa erregistratu behar dute, eta alarmak eta gertatzen diren gorabeherak ere bai

Horretarako, inbertsoreak neurtu dituen magnitudeen aldi baterako bilketa sistema bat izan beharko du inbertsoreak berak, informazio hori deskargatzeko aukera ere eskainiko duena

Aldagarri meteorologikoak erregistratu daitezke inbertsorearen barruko datuak biltzeko txartel baten bidez.

Instalazioak inbertsore bat baino gehiago duenean, horiek komunikazio sare bakar batera konektaturik egongo dira, RS485 protokoloaren bidez. Edonola ere, sistemak txartel-modem bat izango du, aukera emango duena urrutiko sarrera bakar bat RS485 sarearen bidez konektatutako inbertsore guztietan erregistratutako datuetara

Aukeran, eta modu osagarrian, sistema horrek beste komunikazio mota batzuk eduki ahal izango ditu, dela Ethernet, TCP/IP edo GPRS, datu erregistratuak eskuratzeko.

Inbertsoreak ez badira gauza azaldutako zereginak burutzeko, kanpo datuak eskuratzeko sistema bat eskaini ahal izango da, betiere arestian zerrendatutako zehaztasun guztiak biltzen baditu. Kanpo data logger-eko sistema honek bermatu behar du urruneko sarrera bakarra izango dela plantaren informazio guztirako, modem bidez.

4. Monitorizazio sistemak

Instalazio fotovoltaikoak monitorizazio sistema bat izango du, zeinak aukera emango baitu aldagarri hauek denbora errealean eta errazki eskuratzeko:

- Moduluen planoan eragiten duen eguzki erradiazioa, neurtua teknologia zelula baliokide batekin, zeina itzalik gabeko leku batean baitago.

Kalibrazio egiaztigiri bat atxikiko da, non agertuko baitira unitate fisikoetan (W/m^2) erregistratutako neurriak bihurtzeko kalibrazioen konstanteak eta lan maila bereko prezisioa ($0\text{-}1300 \text{ W/m}^2$). Bermatuko da sentzore horren

Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante).

Los inversores dispondrán de un sistema de adquisición de datos que registre todos los parámetros relativos a su funcionamiento. Además deben registrar información relativa al estado del inversor así como las alarmas e incidencias que se produzcan.

Para este fin el inversor debe disponer de un sistema de almacenamiento temporal de las magnitudes medidas por el inversor que a su vez permite la descarga de dicha información.

Las variables meteorológicas pueden ser registradas a través de una tarjeta de adquisición de datos interna al inversor.

Cuando la instalación disponga de más de un inversor, estos estarán conectados en una única red de comunicaciones mediante el protocolo RS485. En cualquier caso, el sistema contará con una tarjeta-módem que permita un único acceso remoto a los datos registrados de todos los inversores conectados a través de la red RS485.

Opcionalmente, y de forma complementaria, este sistema podrá disponer de otros tipos de comunicaciones tales como Ethernet, TCP/IP o GPRS, para el volcado de los datos registrados.

En el caso de que los inversores no sean capaces de realizar las tareas descritas, se podrá ofertar un sistema de adquisición de datos externo, siempre que cumpla con todas las especificaciones anteriores. Este sistema de data logger externo debe garantizar un acceso único a toda la información de la planta de forma remota mediante un módem.

4. Sistema de monitorización

La instalación fotovoltaica estará equipada con un sistema de monitorización el cual deberá permitir la obtención en tiempo real y fácilmente, al menos, de las siguientes variables:

- Radiación solar incidente en el plano de los módulos, medida con una célula de tecnología equivalente y ubicada en un lugar libre de sombras.

Se adjuntará certificado de calibración donde consten las constantes de calibración para la conversión de las medidas registradas en unidades físicas (W/m^2) así como la precisión del mismo en su rango de trabajo ($0\text{-}1300 \text{ W/m}^2$). Se



kalibrazioari ez eragitea sentsorearen kokapenetik datuak eskuratzeko sistemara dagoen distantziak.

garantizará que la calibración de este sensor no está afectada por la distancia existente entre la ubicación del sensor y el sistema de adquisición de datos utilizado.

- Moduluen tenperatura.
Moduluen tenperatura neurtuko da sorgailuaren modulu baten atzeko aldean akoplatutako tenperatura-sentsore baten bidez (moduluaren erdiko zelula batean). Nahiago da sentsore hori hiru edo lau hariko PT100 bat. Edonola ere, bermatuko da sentsore horren neurriari ez eragitea sentsorearen kokapenetik datuak eskuratzeko sistemara dagoen distantziak.
- Boltajea, trinkotasuna eta potentzia inbertsorearen sarreran neurtutako CCetan.
- Faseen boltajea eta trinkotasuna, eta inbertsorearen irteerako potentzia.
- Egunero, hilean eta urtean sortutako energia.
- Eraikinak egunean, hilean eta urtean kontsumitutako energia elektrikoa.

- Temperatura de los módulos.
La temperatura de los módulos se medirá mediante un sensor de temperatura acoplado a la parte posterior de uno de los módulos del generador, en una de las células centrales del módulo. Preferiblemente este sensor será una PT100 a tres o cuatro hilos. En cualquier caso se garantizará que la medida de este sensor no está afectada por la distancia existente entre la ubicación del sensor y el sistema de adquisición de datos utilizado.
- Voltaje, intensidad y potencia en CC medidos a la entrada del inversor.
- Voltaje e intensidad de fase/s y potencia de salida del inversor.
- Energía producida en términos diario, mensual y anual.
- Energía eléctrica consumida por el edificio en términos diario, mensual y anual.

Datuen lagin eta grabazio tarteak aldakorra izan behar du, 1 eta 15 minutuko grabazio tarteekin. Balio horiek tarte horretako batz besteko balioak izango dira.

El intervalo de muestreo y grabación de los datos debe ser variable, con intervalos de grabación entre 1 y 15 minutos. Estos valores serán los valores promedios durante este intervalo.

Aurrekoaz gain, pantaila bat instalatu beharko da eraikineko leku ikusgarri batean, honako datu hauek modu eguneratuan erakusten dituen:

Adicionalmente a lo anterior se deberá instalar una pantalla en un lugar visible del edificio que muestre los siguientes datos de forma actualizada:

- Egunero, hilean eta urtean sortutako energia.
- Eraikinak egunean, hilean eta urtean kontsumitutako energia elektrikoa.
- Saihestutako CO₂ isuriak.
- Sortutako aurrezpen ekonomikoa.

- Energía producida en términos diario, mensual y anual.
- Energía eléctrica consumida por el edificio en términos diario, mensual y anual.
- Emisiones de CO₂ evitadas.
- Ahorro económico generado.

Informazio hori bera gailu mugikor bidez eskuratu ahal izango da.

Esta misma información deberá ser accesible a través de dispositivo móvil.



5. Prebentziozko eta zuzenketako mantenua

Instalazioen prebentziozko mantenuak gutxienez sei hilean behineko bisita bat eskatuko du. Bertan, jarduera hauek egingo dira.

- Osagarri eta ekipamendu guztien funtzionamenduaren egiaztapena.
- Kableatua, loturak, pletinak, terminalak eta abar berrikustea ...
- Moduluen egoera begiratzea, jatorrizko proiektuarekiko egoera, garbiketa, eta segurtasunari eta babesari eragiten dieten kalteak.
- Egitura euskarria: egituren kalteak berrikustea, ingurumen eragileen kaltetzea, oxidazioa...
- Inbertsoreak: adierazle eta alarmen egoera.
- Jarraituko kableatuko tentsio eroriak.
- Segurtasun eta babes elementuak egiaztatzea: lur hargunean, segurtasun etengailuan jarduera, fusibleak...
- Estaldurako fijazioen zigilatzeak eta irazgaiztzeak egiaztatzea..

Mantenu zuzentzailea izango da aurreikusi ez diren lanak eta ezinbesteko arrazoiengatik egin behar direnak, non eta instalazioaren berarekin akatsen ondorio ez diren, baldin eta instalazioaren funtzionamenduari edo ekoizpenari eragiten badiete.

Mantenu zuzentzaileak gutxienez baldintza hauek bete beharko ditu:

- Mantenu zuzentzailearen erantzun denbora: gehienez 24 ordu baldin eta instalazioak funtzionatzen ez badu, eta gehienez 48 ordu baldin eta matxurak funtzionamenduari eragiten ez badio.
- Instalazioa abiarazteko epea, gehienez, akats partziala edo erabatekoa bada: 48 ordu, ezinbesteko arrazoiak ez badaude..

5. Mantenimiento preventivo y correctivo

El mantenimiento preventivo de las instalaciones requerirá al menos una visita semestral en la que se realizarán las siguientes actividades.

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, ...
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, ...
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, ...
- Verificación de los sellados e impermeabilizaciones de las fijaciones a cubierta.

Se entenderá por mantenimiento correctivo todo aquel que deba realizarse por causas imprevistas y de fuerza mayor que, no respondiendo a defectos de la propia instalación, afecten al funcionamiento de la instalación y a su producción.

El mantenimiento correctivo el primer año deberá ejecutarse como mínimo cumpliendo las siguientes condiciones:

- Tiempo de respuesta para el mantenimiento correctivo: un máximo de 24 horas si la instalación deja de funcionar y un máximo de 48 horas si el defecto no afecta al funcionamiento de la misma.
- Plazo máximo de puesta en marcha de la instalación en caso de fallo parcial o total: 48 horas, excepto por causa de fuerza mayor.



- Instalazioko elementuak berriz jartzeko epea gehienez: 72 ordu, ezinbesteko arrazoiak ez badaude.

- Plazo máximo de reposición de los distintos elementos de la instalación: 72 horas, excepto causas de fuerza mayor.

6. Lanak egingo dituzten langileen gutxieneko kualifikazio teknikoa

- Kontratua gauzatzeko talde teknikoaren aitorpena, titulazioekin eta egiaztatutako esperientzia profesionalarekin. Gutxienez honako giza baliabide hauek dituela egiaztatu beharko du:
- Obra-buru gisa jardungo duen pertsona bat, gutxienez unibertsitate-mailako titulua duena eguzki-instalazio fotovoltaikoak gauzatzearekin lotutako espezialitatearen batean, 3 urteko esperientzia duena antzeko obretan, eta % 40ko dedikazioa duena
- Obra-arduradun gisa jardungo duen pertsona bat, gutxienez lanbide-heziketako goi-mailako tituluduna, 3 urteko esperientzia duena antzeko lanetan, eta % 100eko dedikazio-maila duena.
- Proiektuan aurreikusitako segurtasun- eta osasun-neurriak praktikan jartzeaz arduratuko den pertsona bat, eginkizun horretarako titulazio egokia izango duena (arkitektoa, arkitekto teknikoa, ingeniaria eta ingeniari teknikoa).

Gainera, egiaztatutako kopia baten bidez egiaztatu beharko du behe-tentsioko instalazio elektrikoetan lanak egiteko behar den lanbide-gaikuntza duela, edozein erakunde eskudunek igorria, indarrean dagoen Behe-tentsioko Erregelamendu Elektroteknikoan zehazten diren ezaugarriekin.

6. Cualificación técnica mínima del personal que ejecutará los trabajos :

- Declaración indicando el equipo técnico del que disponga para ejecutar el contrato, con sus titulaciones y experiencia profesional acreditada. Deberá acreditar que dispone al menos de los siguientes medios personales:
- Una persona que actuará como jefa o jefe de obra, con titulación mínima de grado universitario en alguna especialidad relacionada con la ejecución de instalaciones solares fotovoltaicas, con experiencia de 3 años en obras similares a ésta, y con una dedicación del 40 %.
- Una persona que actuará como encargada de obra con titulación mínima superior de formación profesional con experiencia de 3 años en obras similares a ésta, y grado de dedicación del 100 %.
- Una persona responsable de la puesta en práctica de las medidas de seguridad y salud previstas en el proyecto, la cual contará con la titulación adecuada para tal función (arquitecta o arquitecto, arquitecta técnica o arquitecto técnico, ingeniera o ingeniero e ingeniera técnica o ingeniero técnico).

Además, deberá acreditar mediante copia autenticada, que dispone de la correspondiente habilitación profesional requerida para realizar trabajos en instalaciones eléctricas de baja tensión emitido por cualquier organismo competente, con las características que se detallan en el vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.



II ERANSKINA/ ANEXO II

GALDETEGI TEKNIKO / CUESTIONARIO TÉCNICO



INSTALAZIOA / INSTALACIÓN: Batzar Nagusien eraikina / Edificio Juntas Generales		
INSTALAZIOAREN DATU TEKNIKOAK / DATOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN		
1.	Potentzia goren (Wp) <i>Potencia pico (Wp)</i>	
2.	Modulu kopurua <i>Número de módulos</i>	
3.	Orientazioa <i>Orientación</i>	
4.	Inklinazioa <i>Inclinación</i>	
5.	Galerak orientazioagatik edo inklinazioagatik (%) <i>Pérdidas por orientación e inclinación (%)</i>	
6.	Moduluen kokapena (bertikala/horizontala) <i>Disposición de los módulos (vertical/horizontal)</i>	
7.	Lerroen arteko distantzia <i>Distancia entre filas</i>	
FV MODULUEN DATU TEKNIKOAK / DATOS TÉCNICOS DE LOS MÓDULOS FV		
8.	Potentzia unitarioa (Wp) <i>Potencia unitaria (Wp)</i>	
9.	Neurriak <i>Dimensiones</i>	
10.	Potentzia gorenaren tentsioa (Vm) <i>Tensión de máxima potencia (Vm)</i>	
11.	Potentzia gorenaren korrontea (Im) <i>Corriente de máxima potencia (Im)</i>	
12.	Zirkuitu irekiaren tentsioa (Voc) <i>Tensión de circuito abierto (Voc)</i>	
13.	Zirkuitu etenaren korrontea (Isc) <i>Corriente de cortocircuito (Isc)</i>	
14.	Potentzia galera tenperaturagatik (%/°C) <i>Pérdida de potencia por temperatura (%/°C)</i>	
15.	Potentzia tolerantzia (%) <i>Tolerancia de potencia (%)</i>	
INBERTSOREAREN EDO INBERTSOREEN DATU TEKNIKOAK DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR/ES		
16.	Potentzia izendatua (kW) <i>Potencia nominal (kW)</i>	
17.	Etekin europarra (%) <i>Rendimiento europeo (%)</i>	



INSTALAZIOA / INSTALACIÓN: Gipuzkoako Probintziako Artxibo Historikoa / Archivo Histórico Provincial de Gipuzkoa		
INSTALAZIOAREN DATU TEKNIKOAK / DATOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN		
1.	Potentzia gorena (Wp) <i>Potencia pico (Wp)</i>	
2.	Modulu kopurua <i>Número de módulos</i>	
3.	Orientazioa <i>Orientación</i>	
4.	Inklinazioa <i>Inclinación</i>	
5.	Galerak orientazioagatik edo inklinazioagatik (%) <i>Pérdidas por orientación e inclinación (%)</i>	
6.	Moduluen kokapena (bertikala/horizontala) <i>Disposición de los módulos (vertical/horizontal)</i>	
7.	Lerroen arteko distantzia <i>Distancia entre filas</i>	
FV MODULUEN DATU TEKNIKOAK / DATOS TÉCNICOS DE LOS MÓDULOS FV		
8.	Potentzia unitarioa (Wp) <i>Potencia unitaria (Wp)</i>	
9.	Neurriak <i>Dimensiones</i>	
10.	Potentzia gorenaren tentsioa (Vm) <i>Tensión de máxima potencia (Vm)</i>	
11.	Potentzia gorenaren korrontea (Im) <i>Corriente de máxima potencia (Im)</i>	
12.	Zirkuitu irekiaren tentsioa (Voc) <i>Tensión de circuito abierto (Voc)</i>	
13.	Zirkuitu etenaren korrontea (Isc) <i>Corriente de cortocircuito (Isc)</i>	
14.	Potentzia galera temperaturagatik (%/°C) <i>Pérdida de potencia por temperatura (%/°C)</i>	
15.	Potentzia tolerantzia (%) <i>Tolerancia de potencia (%)</i>	
INBERTSOREAREN EDO INBERTSOREEN DATU TEKNIKOAK DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR/ES		
16.	Potentzia izendatua (kW) <i>Potencia nominal (kW)</i>	
17.	Etekin europarra (%) <i>Rendimiento europeo (%)</i>	



INSTALAZIOA / INSTALACIÓN: Uliazpi Fraisoro Zentroa / Centro Fraisoro de Uliazpi		
INSTALAZIOAREN DATU TEKNIKOAK / DATOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN		
1.	Potentzia goren (Wp) <i>Potencia pico (Wp)</i>	
2.	Modulu kopurua <i>Número de módulos</i>	
3.	Orientazioa <i>Orientación</i>	
4.	Inklinazioa <i>Inclinación</i>	
5.	Galerak orientazioagatik edo inklinazioagatik (%) <i>Pérdidas por orientación e inclinación (%)</i>	
6.	Moduluen kokapena (bertikala/horizontala) <i>Disposición de los módulos (vertical/horizontal)</i>	
7.	Lerroen arteko distantzia <i>Distancia entre filas</i>	
FV MODULUEN DATU TEKNIKOAK / DATOS TÉCNICOS DE LOS MÓDULOS FV		
8.	Potentzia unitarioa (Wp) <i>Potencia unitaria (Wp)</i>	
9.	Neurriak <i>Dimensiones</i>	
10.	Potentzia gorenaren tentsioa (Vm) <i>Tensión de máxima potencia (Vm)</i>	
11.	Potentzia gorenaren korrontea (Im) <i>Corriente de máxima potencia (Im)</i>	
12.	Zirkuitu irekiaren tentsioa (Voc) <i>Tensión de circuito abierto (Voc)</i>	
13.	Zirkuitu etenaren korrontea (Isc) <i>Corriente de cortocircuito (Isc)</i>	
14.	Potentzia galera tenperaturagatik (%/°C) <i>Pérdida de potencia por temperatura (%/°C)</i>	
15.	Potentzia tolerantzia (%) <i>Tolerancia de potencia (%)</i>	
INBERTSOREAREN EDO INBERTSOREEN DATU TEKNIKOAK DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR/ES		
16.	Potentzia izendatua (kW) <i>Potencia nominal (kW)</i>	
17.	Etekin europarra (%) <i>Rendimiento europeo (%)</i>	



III ERANSKINA/ ANEXO III

GALDETEGI - BERMEAK / CUESTIONARIO - GARANTÍAS



BERMEAK (5 urtetik Aurrera) <i>GARANTÍAS (a partir de 5 años)</i>		
1.	Instalazio osoaren berme urteak <i>Años de garantía de la instalación en su conjunto</i>	
2.	Modulu fotovoltaiakoen berme urteak <i>Años de garantía de los módulos fotovoltaicos</i>	
3.	Inbertsorearen edo inbertsoreen berme urteak <i>Años de garantía del inversor/es</i>	
4.	Egitura euskarriaren berme urteak <i>Años de garantía de la estructura soporte</i>	
MANTENUA <i>MANTENIMIENTO</i>		
5.	Prebentzio mantenuaren berrikuspen maiztasuna (lehenengo urtean 2 berrikuspen egin ondoren) <i>Periodicidad de la revisión del mantenimiento preventivo (a partir de 2 revisiones el primer año)</i>	



IV ERASKINA / ANEXO IV

MEMORIAK / MEMORIAS

AMPLIACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kW A 150 KW PARA AUTOCONSUMO EN EL EDIFICIO DE JUNTAS GENERALES DE GIPUZKOA - DONOSTIA





ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN – EL RD 244/2019	3
2. OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO.....	5
3. CONSUMIDORES ASOCIADOS	5
4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	6
4.1 Características generales.....	6
4.2 Emplazamiento	7
4.3 Condicionantes del edificio y la cubierta.....	8
4.4 Punto de conexión	10
4.5 Medida	10
4.6 Estructura soporte.....	11
4.7 Módulos fotovoltaicos	13
4.8 Inversor.....	14
4.9 Distribución de equipos y cuadros de protección.....	15
4.10 Cableado	16
4.11 Protecciones	17
4.12 Puesta a tierra	19
5. PRESUPUESTO DE LA AMPLIACIÓN (GRUPO 2).....	20
6. PLANOS.....	22
Planta General.....	22
Esquema unifilar	23
7. CÁLCULOS	25
7.1 Cálculo de las secciones de cableado Grupo 2	25
8. ANEXOS	29
Módulo GRUPO 2: JAM60S20-380/MR (JA SOLAR).....	30
Estructura K2-SDome System.....	33
Inversor Grupo 2: SMA Sunny Tripower CORE1 50kW STP50-40	36
Características del cableado	39
Simulación PVGIS Grupo 2.....	47

1. INTRODUCCIÓN – EL RD 244/2019

El Real Decreto 244/2019 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Se entiende por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de **instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos**.

Asimismo, se define como instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas aquella instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla **alguna de las siguientes condiciones**:

i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Las instalaciones de autoconsumo, de acuerdo al RD 244/2019 se clasifican de la siguiente manera:

- **Autoconsumo sin excedentes:**

Aquellas que no pueden verter los excedentes a la red, de manera que deben instalar un sistema anti vertido. Sólo existirá el sujeto consumidor. En este caso, el consumidor tiene que ser el titular de la instalación de generación.

La principal ventaja de este tipo de instalaciones es la simplificación de su tramitación, ya que no requieren de permiso de acceso y conexión por parte de la distribuidora ni tampoco de licencia de actividad.

- **Autoconsumo con excedentes vertidos a la red:**

Pueden verter los excedentes a la red. Existirá el sujeto consumidor y el sujeto productor. Aquellas instalaciones ubicadas en suelo urbanizado de potencia igual o inferior a 15 kW no necesitan permiso de acceso y conexión. El resto sí, este trámite debe realizarse a través de la distribuidora y su primer paso consiste en depositar un aval o garantía de 40 € por kW a instalar.

Según el tratamiento que se les dé a los excedentes, este se subdivide en:

○ **Modalidad con excedentes acogida a compensación:**

Cuando el consumidor y el productor opten por acogerse a compensación de excedentes, debiendo cumplirse una serie de requisitos previos, entre ellos el de que la potencia no debe ser superior a 100 kW. No necesitan licencia de actividad.

○ **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:**

Recibiendo por la energía eléctrica horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes (Existe una actividad económica ligada a la instalación y por tanto es necesaria una licencia de actividad).

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.



2. OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO

El presente documento tiene por objeto definir la ampliación de una instalación fotovoltaica en la modalidad de autoconsumo individual de acuerdo al RD 244/2019 en el edificio de Juntas Generales de Gipuzkoa, Donostia (Gipuzkoa).

3. CONSUMIDORES ASOCIADOS

El único consumidor es la Diputación Foral de Gipuzkoa (CUPS: ES0021000013883205FB).

4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

4.1 Características generales

PROMOTOR

Promotor	DIPUTACIÓN FORAL DE GIPUZKOA
CIF:	P2000000F
Dirección:	PLAZA GIPUZKOA
Localidad:	20004 DONOSTIA
Teléfono:	943 43 14 27

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Ubicación	EDIFICIO JUNTAS GENERALES
Dirección	PASEO MIRAMON, 907
Localidad:	20014 DONOSTIA
Referencia Catastral:	8293043

CARACTERÍSTICAS GENERADOR – GRUPO 2

Tecnología del Generador	FOTOVOLTAICA
Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM60S20-380/MR
Potencia Unitaria (Wp):	380
Unidades Instaladas	147
Total Potencia Generador (Wp)	55.860

CARACTERÍSTICAS INVERSORES FOTOVOLTAICOS – GRUPO 2

Fabricante:	SMA
Modelo:	Sunny Tripower CORE1 50kW STP50-40
Potencia unitaria (W):	50.000
Unidades Instaladas	1
Total Potencia Conversión (W)	50.000

CARACTERÍSTICAS INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Clasificación:	Autoconsumo individual sin excedentes sin compensación s/RD 244/2019 REBT - Local mojado
Ubicación Punto de Conexión:	Red interior Abonado
Tensión de Conexión (V)	400
Tipo de Conexión	TRIFÁSICA

4.2 Emplazamiento

La instalación fotovoltaica se ubicará en el edificio de Juntas Generales de Gipuzkoa, Donostia (Gipuzkoa). En este edificio se encuentra actualmente una instalación fotovoltaica de 100 kW, por lo que la instalación aquí presentada será una ampliación de 50 kW, llevando la potencia nominal a 150 kW.



La cubierta es plana y consiste en una zona de baldosas de hormigón y otra de grava.

4.3 Condicionantes del edificio y la cubierta

El edificio posee una cubierta plana orientada 60° O. Se trata de aprovechar toda la superficie disponible de la cubierta respetando las líneas de vida instaladas.

La cubierta sobre la que se va a realizar la instalación presenta las siguientes características:

- Zona cubierta por baldosas de hormigón prefabricado.
- Zona cubierta por gravilla.

En ninguna de las zonas se permite taladrar la cubierta

Los módulos se instalarán siguiendo la línea del edificio en la cubierta orientada 60° Oeste y con la inclinación de 10° sobre la horizontal mediante la estructura SDome System del fabricante K-2, que no requiere taladrar la cubierta.

Se dejarán las distancias necesarias entre los módulos y los elementos existentes, como los petos laterales, de tal manera que éstos no produzcan sombras significativas sobre los módulos (criterio de cuatro horas sin sombras en el solsticio de invierno), así como entre las distintas filas de módulos.



Cubierta orientada 60° Oeste.



Ejemplo de detalle cubiertas.

4.4 Punto de conexión

Se entiende por punto de interconexión entre generador y consumo el punto de la red interior del consumidor en el que se conecta la generación con las cargas.

El suministro al consumidor asociado se realiza en alta tensión, disponiendo de un centro de transformación de abonado con un transformador de 630 kVA.

CUPS del suministro asociado: ES0021000013883205FB

De acuerdo con el REBT (ITC-BT-40 párrafo 4.3):

“Las prescripciones de la ITC-BT-40 son aplicables a todas las instalaciones de autoconsumo interconectadas, sea cual sea su potencia.”

La instalación se clasificará como generadora interconectada (C2) de acuerdo al REBT y de autoconsumo individual con excedentes acogida a compensación simplificada de acuerdo al RD 244/2019.

La instalación se interconectará en el embarrado del CGBT según el esquema 8 de la guía técnica de aplicación de la ITC-BT-40. El generador se conectará en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos.

4.5 Medida

Los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera, como ya se da en el armario de medida de abonado existente.

4.6 Estructura soporte

Dado que en ninguna de las zonas se permite taladrar la cubierta, las soluciones elegidas han sido del tipo autoportantes, es decir, apoyadas sobre la cubierta y con la suficiente rigidez y carga para soportar los esfuerzos de las diferentes acciones que van a recibir.

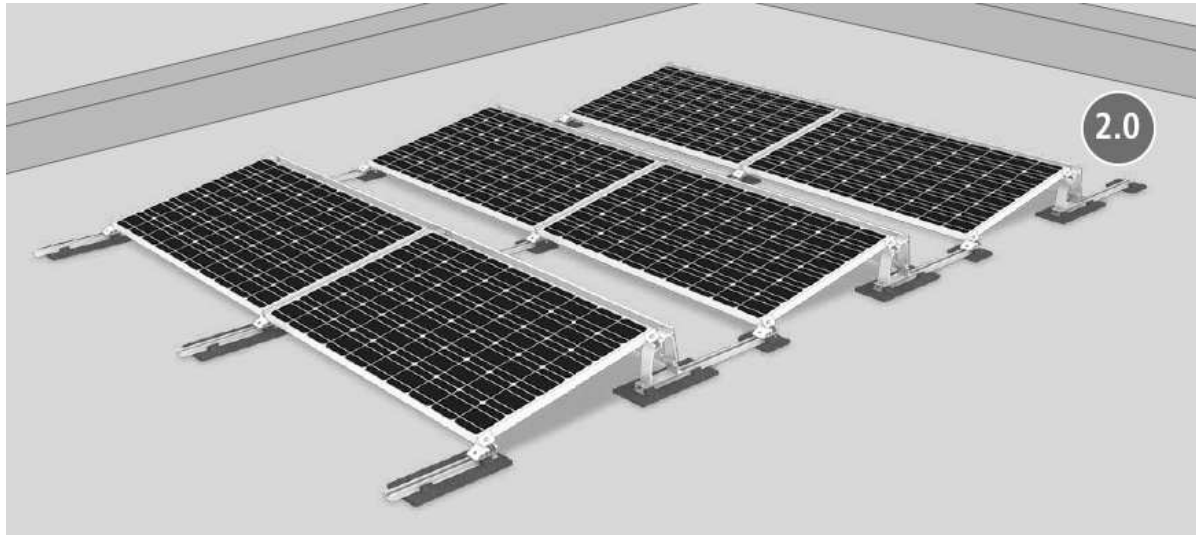
Toda la estructura se ha dimensionado teniendo en cuenta las directrices del CTE (Código Técnico de Edificación), en especial las del Documento Básico DB SE-AE (Acciones en la Edificación), y las del eurocódigo UNE-EN 1991-1-4:2007/AC:2010, en los que se establecen los criterios de cálculo de las cargas derivadas de fenómenos meteorológicos como la nieve y el viento.

Toda la estructura (escuadras, piezas y perfiles de sujeción de los módulos) es de aluminio 6063, aleación Al Mg 0,7Si, fabricado por la empresa alemana K2 Systems, con toda la tornillería de acero inoxidable

El diseño de la estructura soporte y del sistema de fijación permite las necesarias dilataciones térmicas, sin que éstas puedan originar cargas que afecten a los módulos.

Los puntos de sujeción y apoyo de los módulos fotovoltaicos en la estructura soporte son suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa, de manera que no se originan flexiones en los módulos superiores a las admisibles.

La tornillería es de acero inoxidable. Queda garantizada la resistencia de esta estructura a las condiciones climatológicas más adversas, tanto desde el punto de vista de calidad como de resistencia a los agentes atmosféricos.



Muestra del montaje del sistema SDome de K2 Systems.

4.7 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos corresponden a la marca JA SOLAR, modelo JAM60S20-380/MR, con una potencia pico de cada módulo de 380 Wp. Se van a instalar en 2022 un total de 147 unidades (55.860 Wp).

Las características del módulo fotovoltaico propuesto son las siguientes:

Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM60S20-380/MR
Tecnología:	Monocristalino
Potencia:	380 Wp
Tolerancia de Potencia:	+ 0 Wp / + 5 Wp
Intensidad de máxima potencia (I_{max}):	10,93 A
Tensión de máxima potencia: (V_{max}):	34,77 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):	11,47 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc}):	41,62 V
Dimensiones:	1769×1052×35 mm
Peso:	20,5 kg

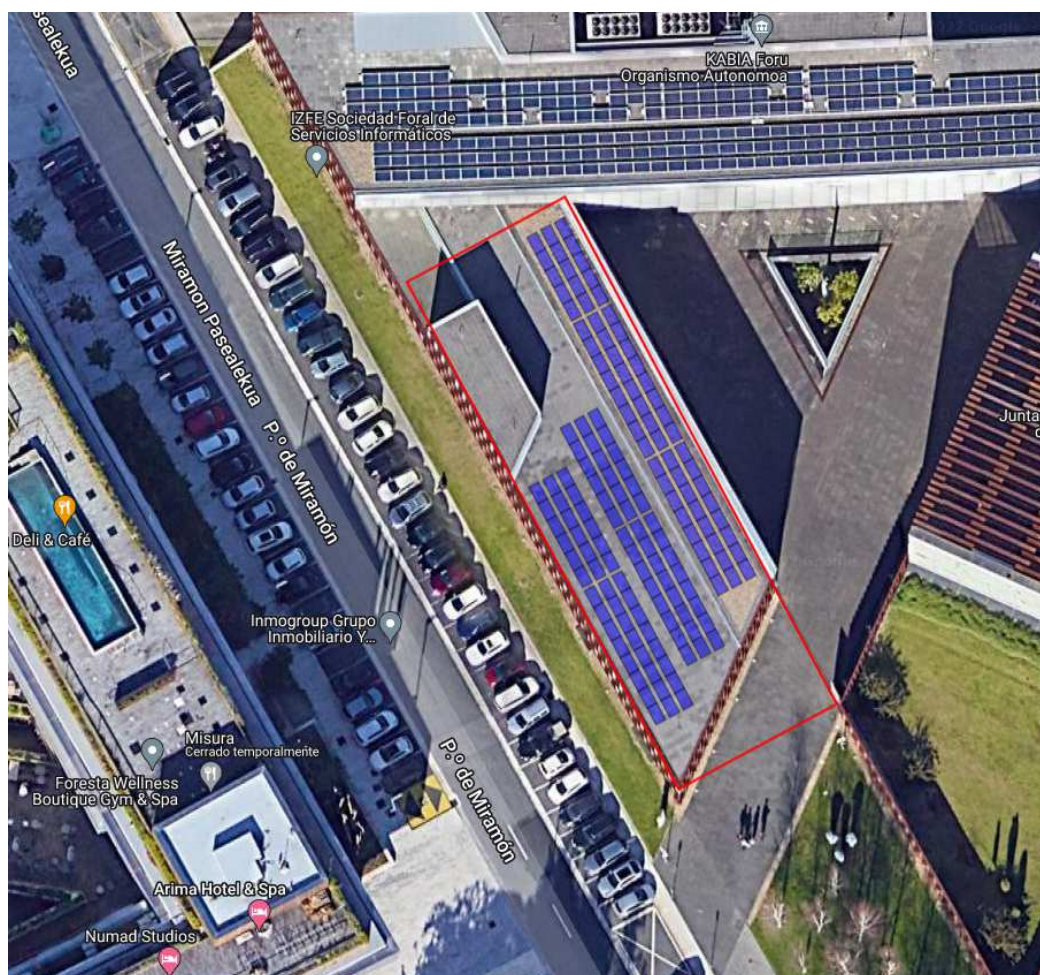
Sumando las potencias de generador instaladas en Grupo 1 (Instalación antigua) y Grupo 2 (Instalación nueva), tenemos un total de 155.685 Wp.

4.8 Inversor

Fabricante:	SMA
Modelo:	Sunny Tripower CORE1 50kW
STP50-40	
Potencia nominal:	50 kW
Nº de inversores:	1
Rango de tensión de entrada MPPT (DC):	500-800 Vdc
Tensión máxima de entrada (DC):	1000 Vdc
Máxima intensidad de entrada (DC):	120 A
Tensión Salida (AC):	3 x 400 Vac, 50/60 Hz
Máxima intensidad de salida (AC):	A: 72,5 A
Distorsión armónica:	< 3% (THD)
Coseno de Phi:	1/De 0 inductivo a 0 capacitivo
Rendimiento máximo:	98,1 %
Rendimiento europeo:	97,8 %
Consumo nocturno:	4,8 W
Índice de Protección Electrónica	IP65
Dimensiones	621 x 733 x 569 mm

4.9 Distribución de equipos y cuadros de protección.

En la instalación antigua se instalaron un total de 363 módulos en cubierta. En la instalación nueva se añadirán 147 unidades de módulos, dando un total tras la ampliación de 510 módulos instalados.



Detalle de los paneles instalados en la ampliación.

Los módulos se van a conectar eléctricamente de acuerdo con el esquema unifilar del proyecto eléctrico.

Los inversores se situarán en el cuarto eléctrico de la planta sótano, al lado de los inversores antiguos.

Se debe modificar el cuadro AC de la instalación fotovoltaica antigua, así como el interruptor general fotovoltaico antiguo para añadir la nueva instalación. Este cuadro se colocará al lado de los inversores en el cuarto eléctrico de la planta sótano. Asimismo, se debe añadir un dispositivo anti vertido.

4.10 Cableado

En la parte DC los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores son de cobre y con la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a un 1,5%, teniendo como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

El cableado dispone de la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

El cableado instalado es de alta seguridad (AS) libre de halógenos y no propagador de llama.

En la parte de alterna se utilizará cable RZ1 k (AS) con una tensión asignada de 0,6 1 kV, a excepción del conexionado interior de los cuadros eléctricos donde se utilizará ES07Z1 K (AS).

La parte de continua fotovoltaica será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado (PV ZZ-F) y libre de halógenos.

En cuanto a conducciones y radios de giro del cableado, se deberá respetar el REBT.

En el interior del edificio empleará canalización estanca y aislante o las canalizaciones disponibles existentes, así como en el paso de la cubierta al edificio.

La canalización empleada en cubierta para llevar el cableado hasta el paso al interior del edificio es bajo tubo no metálico.

4.11 Protecciones

Las protecciones cumplirán en todos sus puntos el artículo 11 del RD 1699/2011 sobre protecciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, así como lo estipulado en el REBT IT BT40.

Interruptor general manual para desconexión de la instalación. Interruptor de corte en carga de 250 A, IV polos. (Este interruptor se ubicará dentro de la Caja de Protección y Medida).

Interruptor automático magnetotérmico general, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, como protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la parte de alterna de la instalación. Se va a sustituir el interruptor automático magnetotérmico general de 200 A nominales de la instalación antigua por uno de 250 A, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Se va a sustituir el modelo antiguo Interruptor Magnetotérmico Merlin Gerin Compact NSX250F TM200D 200A-IV-36kA-400V por el interruptor Schneider magnetotérmico 250A-IV-36kA. Este interruptor irá en el cuadro de protección AC fotovoltaico.

El descargador de sobretensiones se ubica entre el cuadro de medida fotovoltaico y el interruptor magnetotérmico general y se ubica dentro del armario AC fotovoltaico. Se mantendrá el modelo de la instalación antigua.

Del interruptor magnetotérmico general fotovoltaico del cuadro AC fotovoltaico se conecta el interruptor diferencial y de este se conectan las tres líneas fotovoltaicas protegidas cada uno con su interruptor magnetotérmico Schneider 80A-IV-400. La línea de la antigua instalación está protegida con un interruptor diferencial asociado al interruptor magnetotérmico automático general, modelo Merlin Gerin, relé diferencial Vigirex RH99M, IV-400V, con sensibilidades y temporizaciones regulables. Toroidal cerrado de tipo A modelo PA50. Para la línea de la instalación ampliada en cambio se sustituirá este modelo por un interruptor diferencial de 250 A nominales, concretamente el interruptor diferencial Schneider, 250 A IV 300mA Reconectador.

Protecciones ante funcionamiento en isla (incluidas en los inversores) en caso de que los parámetros de tensión se encuentren fuera del rango 85%-110% de 400 V y/o la frecuencia se encuentre fuera del rango 49-51 Hz.

Al no disponer los inversores de transformador que realice una separación galvánica, de acuerdo con la nota interpretativa del Ministerio de Industria en cuanto a la equivalencia a la separación galvánica en instalaciones generadoras de Baja Tensión, se dispondrá de una separación galvánica equivalente cumpliendo los siguientes requisitos:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre red y la instalación (Cumplimiento del esquema de aislamiento incluido en la nota interpretativa)
- Proporcionar seguridad personal (cumplimiento ITC-BT-24 del REBT).
- Evitar la inyección de corriente continua en la red (la corriente continua inyectada en la red de distribución por una instalación generadora no será superior al 0,5% de la corriente nominal de la misma).

Debiendo tanto el punto 1 y 2 ser certificados por el instalador una vez efectuada la instalación, y el punto 3 será certificado por el fabricante de inversores o por un organismo independiente. Para más información, consúltase el esquema unifilar del proyecto eléctrico.

4.12 Puesta a tierra

Con objeto de evitar tensiones de defecto en caso de defecto de aislamiento de los circuitos, las masas de la instalación (los marcos de los módulos, armarios envolventes, carcasa del inversor, canalizaciones, etc.) deberán ir unidas eléctricamente a tierra mediante una instalación de puesta a tierra independiente de la del neutro de la compañía distribuidora, de acuerdo con las directrices del Reglamento de Baja Tensión.

Para ello, se empleará la pica de tierra del propio edificio, la cual se unirá mediante un conductor de cobre aislado de 16 mm² a una borna principal de tierra de la instalación fotovoltaica. De esta borna principal de tierra saldrán los conductores de protección de cobre aislado de 16 mm², a los que se unirán las diferentes masas de la instalación.

Se comprobará que la resistencia de puesta a tierra de la instalación cumple con el REBT. En caso de no ser así se ubicarán las picas adicionales que se requieran hasta llegar a los valores adecuados.

5. PRESUPUESTO DE LA AMPLIACIÓN (GRUPO 2)

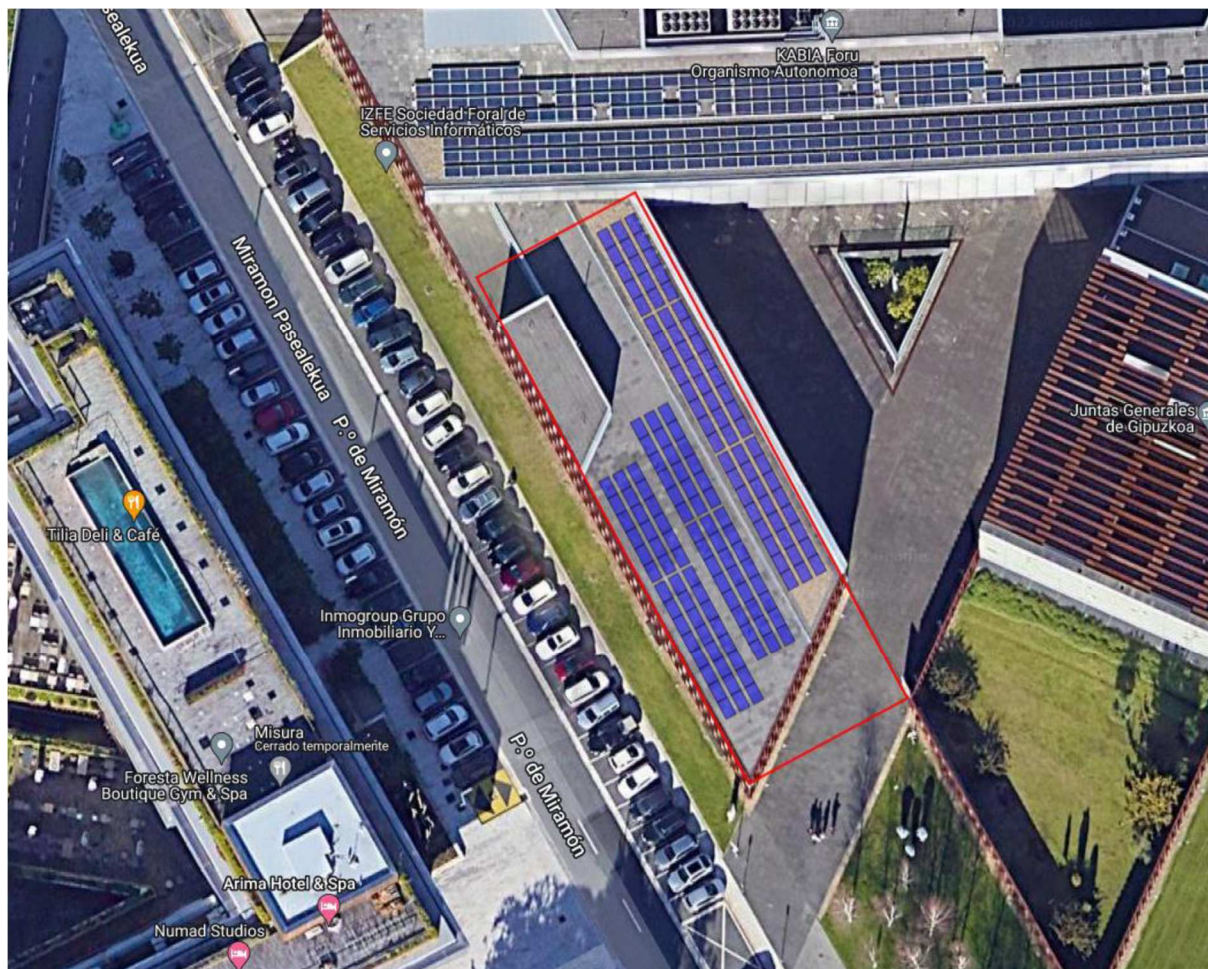
PARTIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
1	MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO	1,00	21.879,48	21.879,48
	JASOLAR JAM66S30-380/MR	147,00	148,84	21.879,48
	Módulo del fabricante JASOLAR, modelo JAM66S30-380/MR, (o similar) de 380 Wp y dimensiones 1769 x 1052 x 35 mm. Panel con eficiencia del 20,4 %, tolerancia positiva -0/+5 W, garantía de fabricación de 12 años y garantía de potencia lineal de 25 años, con una máxima degradación anual del 0,55 %. El peso del módulo es de 20,5 kg.			
2	ESTRUCTURA MÓDULOS SOLARES	1,00	16.045,22	16.045,22
	K2 SYSTEMS	1,00	16.045,22	16.045,22
	Estructura K-2 Systems (o similar) de aluminio para sujeción inclinada 10º contrapesada de 147 módulos a cubierta plana. Incluye tornillería de acero inoxidable y todos los elementos necesarios para el montaje y alineación de los módulos en las estructuras metálicas, según sistema de montaje autorizado por el fabricante.			
3	INVERSORES SOLARES	1,00	5.084,18	5.084,18
	SMA SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40	1,00	5.084,18	5.084,18
	Inversor del fabricante SMA, modelo SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40 (o similar) de 50 kWn trifásico, para la conexión a red cumpliendo con todos los requisitos del proyecto técnico pliego de condiciones y normativa vigente. El equipo seleccionado se integra perfectamente en la instalación permitiendo el máximo autoconsumo mediante la gestión eficiente del nivel de alimentación y la carga.			
4	MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN	1,00	2.084,13	3.246,15
	MONIT CIRCUTOR	1,00	2.084,13	2.084,13
	Equipos CIRCUTOR para monitorización de consumo edificio y producción de la instalación fotovoltaica consistentes en - 1 Datalogger Line-EDS-Cloud con Webserver integrado - 2 Analizadores de red cv mini con sus transformadores de intensidad. - Línea Ethernet para comunicación del EDS			
	PDATOS PANTALLA	1,00	1.162,02	1.162,02
	Pantalla de presentación de datos de producción y consumo en términos diario, mensual y anual			
5	MATERIAL ELÉCTRICO	1,00	9.139,45	9.139,45
	INS-FV-GEN Trabajos de instalación	1,00	9.139,45	9.139,45
	- Suministro de cableado, según necesidades de CC, para conexión de los módulos a inversor. Incluye suministro de conectores rápidos. - Suministro de caja de protecciones de CA a la salida del inversor, dimensionada y con protecciones según necesidades. - Suministro de cableado, según necesidades de CA, para la conexión de la FV al CGBT. - Suministro de canalización para conducción del cableado. - Puesta a tierra, incluyendo todo el material necesario.			



PARTIDA	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
6	INSTALACIÓN		1,00	9.139,45	10.089,45
	MO	Mano de Obra	1,00	9.139,45	9.139,45
	- Mano de obra para el montaje de estructuras, módulos, inversores e instalación eléctrica.				
	TRA-FV-GEN	Transporte y elevación	1,00	950,00	950,00
	- Transporte de los equipos y materiales a la obra - Medios de elevación para trabajos en cubierta				
7	INGENIERÍA Y LEGALIZACIÓN		1,00	850,00	850,00
	ENG-PRO-DIR-S	Ingeniería y Dirección de Obra	1,00	850,00	850,00
	- Tramitación y gestión de los permisos y licencias necesarias para realizar la obra y legalizar la instalación. - Redacción de proyecto o memoria técnica, dirección de obra y puesta en marcha. - Entrega de manuales de funcionamiento y mantenimiento de la instalación.				
	BASE IMPONIBLE (€)		IVA (€)		TOTAL
66.333,93			13.930,13	80.264,06 €	

6. PLANOS

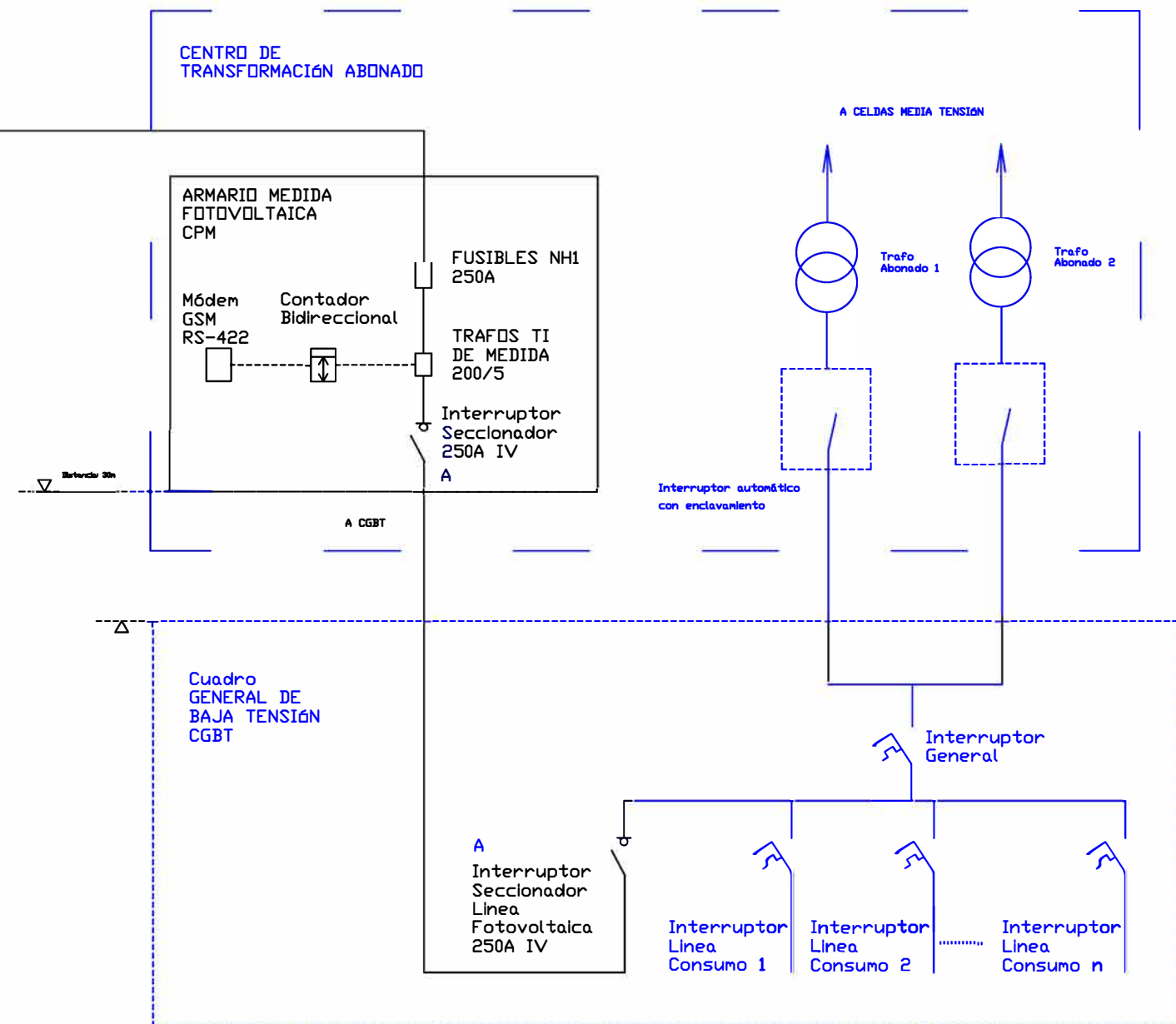
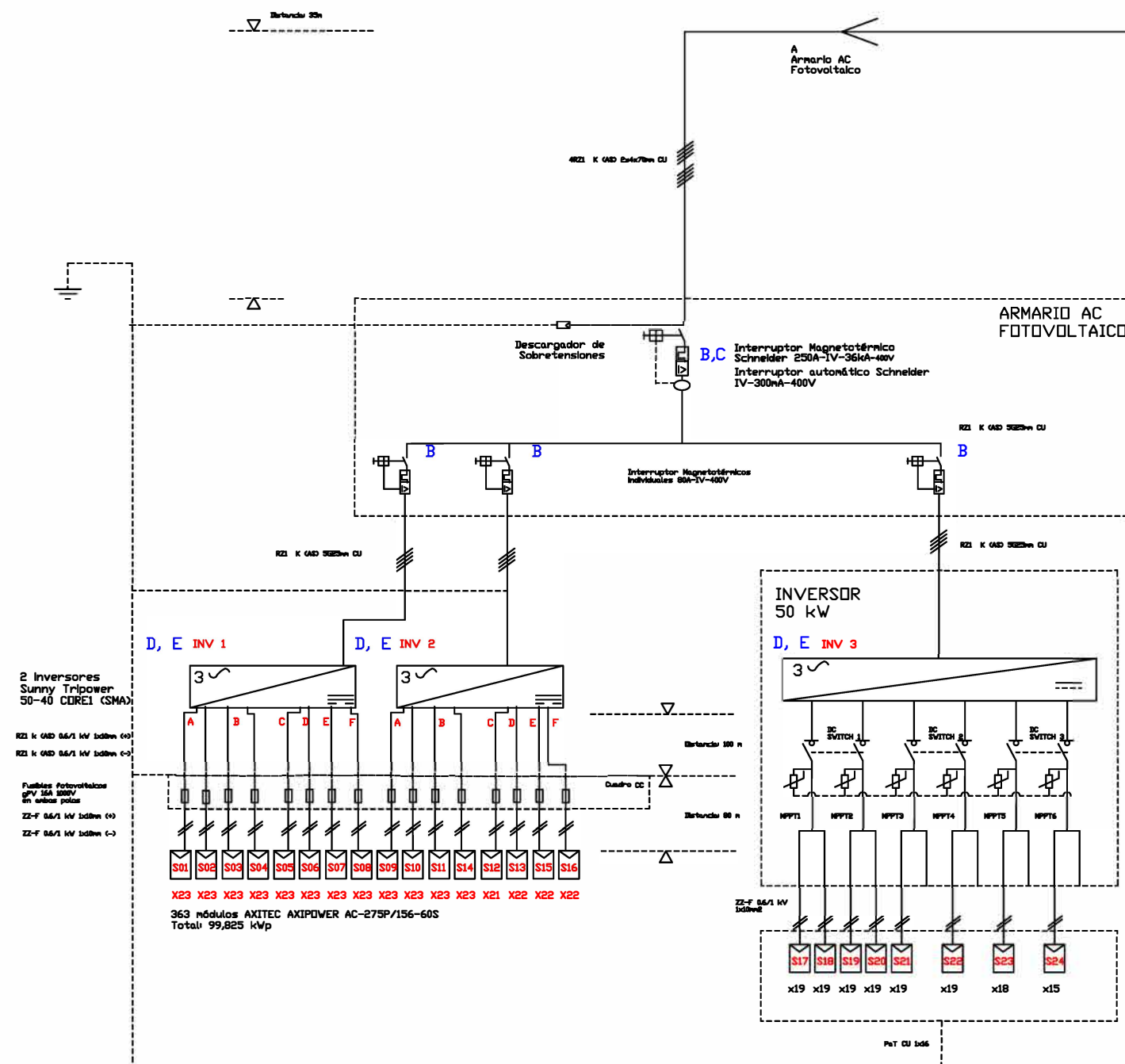
Planta General





Esquema unifilar

Potencia Total: 150 kW (155,685 kWp)
 363 Módulos de 275 Wp AXIpower AC 275-P/156-60S (Axitec)
 147 Módulos de 380 Wp JAM60S20-380/MR (JA SOLAR)
 PROTECCIONES DE ACUERDO A RD 1699/2011
 A.- Interruptor general manual
 B.- Interruptor magnetotérmico
 C.- Interruptor diferencial
 D.- Protecciones ante funcionamiento en isla
 (Incluidas en los inversores)
 E.- Equivalencia a separación galvánica
 (Inversor + cumplimiento de la instalación)



Ref.	Cantidad	Título/Nombre, designación, material, dimensión, etc.		Nº de artículo/Referencia	
Diseñado por	Revisado por	Aprobado por - fecha P	Nombre archivo	Fecha	Escala
Gipuzkoako Foru Aldundia Ingurumeneko eta Obra Hidraulikoetako Departamentua				Diputación Foral de Gipuzkoa Departamento de Medio Ambiente y Obras Hidráulicas	
Fotovoltaica 150 kW (155,685 kWp)				Edición 3	Lámina 1/1
JJGG FOTOVOLTAICA					

7. CÁLCULOS

7.1 Cálculo de las secciones de cableado Grupo 2

La caída máxima de tensión contemplada en los tramos de CC **no debe superar el 1,5%** y en los tramos AC hasta la conexión con la red interior del edificio **no debe superar el 2%**.

7.1.1 Tramo de corriente continua

7.1.1.1 Conexión módulos fotovoltaicos – inversores

El cálculo de la sección se realiza de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \cdot 2 \cdot L_L \cdot I_L}{\Delta V}$$

S = Sección del conductor (mm²) a determinar

$\rho_{20,Cu}$ = resistividad del conductor ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$) a 20°C: 1,786·10-8 ($\Omega \cdot m$)

α = variación resistividad con la temperatura: 3,93·10-3 °C-1

ΔT = variación de temperatura de funcionamiento 70 °C

L_L = Longitud máxima de la línea (m): En función de la serie

I_L = Intensidad por la línea (A): Impp (70°C)

ΔV = caída de tensión máxima de la línea (V): Vmpp (70°C) / 100 x DT max

A continuación, se presenta el cálculo resultante para las diferentes series eléctricas:

SERIE PV	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24
Número de módulos	19	19	19	19	19	19	18	15
LI (m)	238	228	232	222	225	225	205	195
Vmpp (V)	563,8	563,8	563,8	563,8	563,8	563,8	534,2	445,1
DV MÁX (V)	8,46	8,46	8,46	8,46	8,46	8,46	8,01	6,68
Sección mínima (mm ²)	13,2	12,6	12,9	12,3	12,5	12,5	12,0	13,7
Sección elegida (mm ²)	16	16	16	10	16	10	10	16
DV REAL (V)	6,98	6,68	6,80	10,41	6,60	10,55	9,61	5,72
% DV	1,2%	1,2%	1,2%	1,8%	1,2%	1,9%	1,8%	1,3%
	23,5%	22,5%	22,9%	35,1%	22,2%	35,6%	32,4%	19,3%

TOTAL MÓDULOS 147
% DV GLOBAL 1,45%

Dando una caída de tensión global resultante máxima en la parte CC del 1,45%. Como se puede ver, se han elegido los cables PV ZZ-F 0,6/1 kW 1x10mm de 10 mm² de sección y PV ZZ-F 0,6/1 kW 1x16mm de 16 mm² de sección para la parte continua de la instalación, para cumplir con la normativa de la caída de tensión general entre el generador fotovoltaico y los inversores.

7.1.2 Tramo de corriente alterna

7.1.2.1 Conexión inversores – armario de alterna

Debido a la poca longitud de cableado necesaria para realizar esta conexión, el cálculo de la sección de este se hace basándose en la máxima corriente que debe soportar ya que cumpliendo ese requisito las pérdidas serán casi despreciables.

En nuestro caso, dimensionaremos el cableado teniendo en cuenta la máxima corriente que discurrirá por éste, siendo ésta de 72,5 A para el modelo de inversor de la instalación nueva de ampliación de 50 kW, tal y como se puede obtener de la ficha técnica del producto suministradas por el fabricante. Teniendo en consideración el interruptor magnetotérmico de 80 A nominales instalado en la rama del inversor, para la instalación nueva de ampliación se ha optado por un cableado de cobre RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 25 mm² de sección (5G25) cuya máxima corriente admisible es de 115 A, el mismo que se usa para la instalación antigua.

7.1.2.2 Conexión armario alterna – Punto de conexión

La instalación tiene una potencia pico total de 155,685 kWp y una potencia máxima de inversores de 150 kW.

El cableado lo dimensionaremos teniendo en cuenta la corriente máxima que discurrirá por éste. La corriente máxima de salida del modelo de inversor de 50 kW de la instalación antigua es también de 72,5 A por lo que la corriente máxima total de salida de la nueva instalación junto con la ampliación será de 217,5 A. Para este tramo se ha optado por un doble cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 70 mm² de sección (2x4x70mm) cuya máxima corriente admisible es de 209 A, por lo que con dos cables de este modelo se tienen 418 A de corriente nominal. Esta configuración se ha elegido teniendo en consideración que ya existe un cable de 1x4x70mm en la instalación antigua, la intensidad nominal de los interruptores generales magnetotérmicos de 250 A y a partir de los cálculos explicados a continuación.

Por criterio caídas de tensión:

La caída máxima en la parte AC debe ser inferior al 2%. La caída de tensión se calcula con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot R_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

La sección del conductor se deduce a partir de la expresión de la resistencia de un conductor:

$$R_L = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

que al sustituir en la expresión anterior, nos dará el valor de la sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \cdot L_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi}{\Delta V}$$

Siendo: S = Sección del conductor (mm²) a determinar

$$\rho_{20, Cu} = \text{resistividad del conductor } \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m} \right) \text{ a } 20^\circ\text{C: } 1,786 \cdot 10^{-8} (\Omega \cdot m)$$

$$\alpha = \text{variación resistividad con la temperatura: } 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\Delta T = \text{variación de temperatura de funcionamiento } 70^\circ\text{C}$$

$$L_L = \text{Longitud máxima de la línea (m):}$$



I_L = Intensidad por la línea (A):

ΔV = caída de tensión máxima de la línea (V): 400 /100 x DT máxima

$$S = \text{RAIZDE3} * \text{ro20} * (1 + \text{alfaDT}) * L * I * \text{COSFI} / DV$$

	TRAMO 1 INV CUADRO AC	TRAMO 2 CUADRO AC P CONEXIÓN
LI (m)	5	65
II (A)	73	218
V (V)	400	400
DV (%)	2	2
DV (V)	8	8
Sección mínima (mm2)	1,6	64,3
Sección elegida (mm2)	25	140
DV (V)	0,53	3,68
%	0,1%	0,9%
% TOTAL	1,1%	



8. ANEXOS



Módulo GRUPO 2: JAM60S20-380/MR (JA SOLAR)

Mono

390W MBB Half-Cell Module

JAM60S20 365-390/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

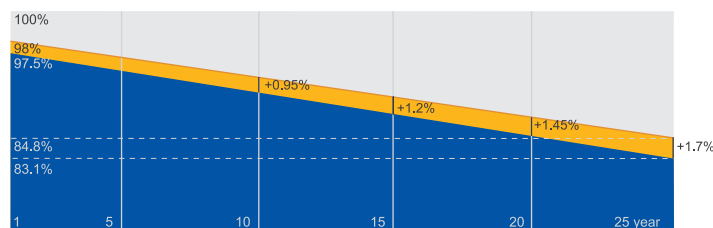


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



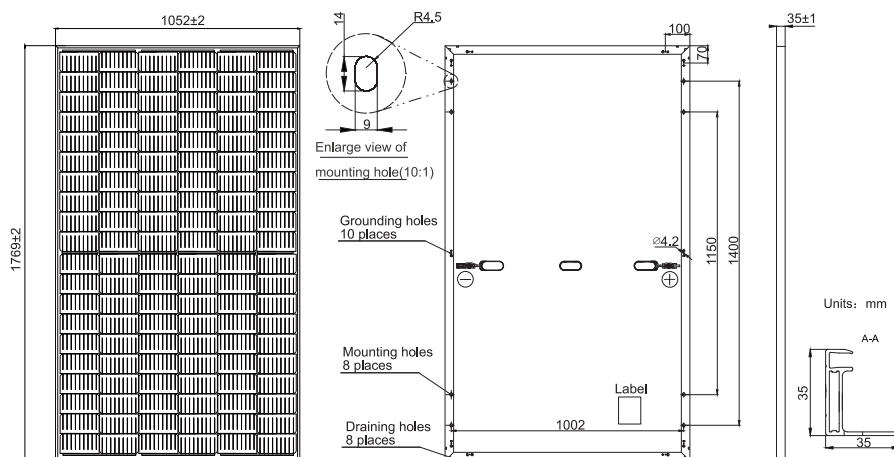
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	20.5kg±3%
Dimensions	1769±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) ,12 AWG(UL)
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1000mm(+)/1000mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 806pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	365	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	41.13	41.30	41.45	41.62	41.78	41.94
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	33.96	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93	10.99	11.04
Module Efficiency [%]	19.6	19.9	20.2	20.4	20.7	21.0
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

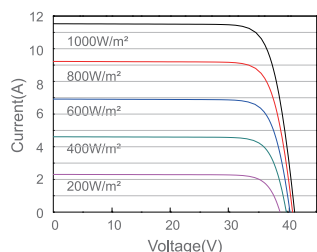
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

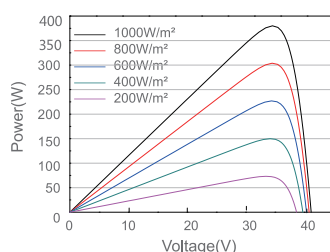
TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(P _{max}) [W]	276	280	284	287	291	295	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	38.41	38.65	38.89	39.14	39.38	39.63	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	32.05	32.30	32.55	32.72	32.96	33.20	Maximum Series Fuse Rating	20A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35	9.40	Maximum Static Load, Front	5400Pa (112 lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	8.61	8.66	8.71	8.78	8.83	8.88	Maximum Static Load, Back	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

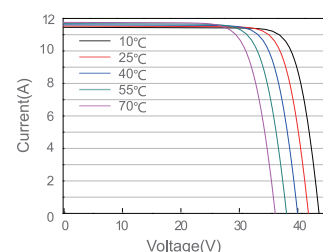
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR

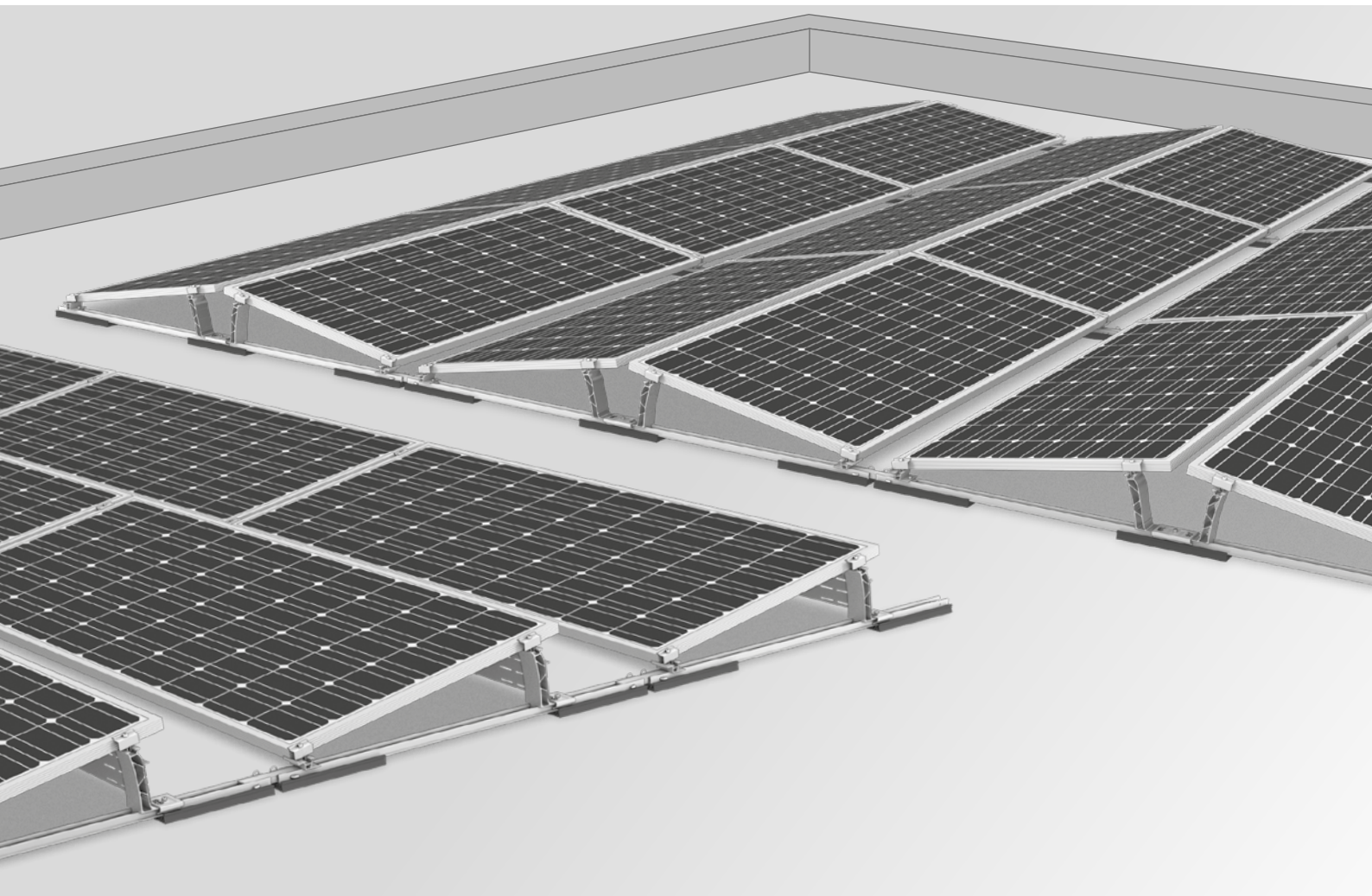




Estructura K2-SDome System



Sistema Dome 6



- / 80% pre-ensamblado y 70% más rápido de instalar gracias a los componentes mejorados
- / Sistema optimizado con respecto al contrapeso debido a un mejor coeficiente de fricción de la estera protectora flexible
- / El práctico Dome Speed Spacer asegura un ahorro de tiempo en la alineación de las guías base
- / Anclaje seguro con una unión fija para techos $< 10^\circ$ y garantizar bajas cargas



Componentes

Sets de guías pre-ensamblados

- / Rail Base Set completamente pre-ensamblado y sistema de clic para los Peaks
- / Montaje sin herramientas ni tornillos
- / Diseñado para los tamaños de módulo actuales y futuros

RailConnector

- / Empalme de guías rápido y sencillo con pasadores
- / No es necesario el atornillado
- / Tolerancias compensadas gracias a los agujeros ovalados

Dome Speed Spacer

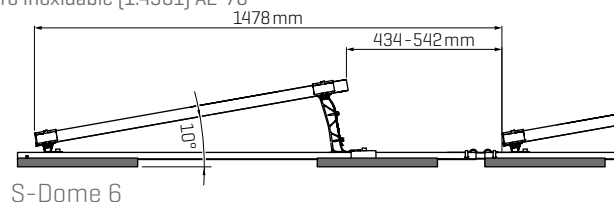
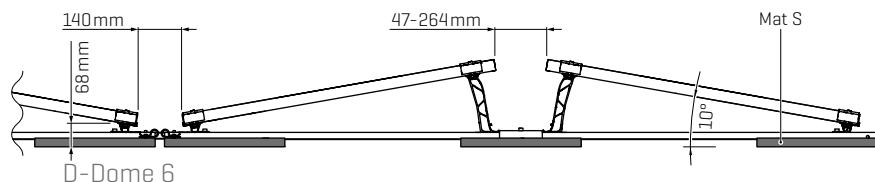
- / Alineación sencilla de las guías en el tejado con la ayuda de esta plantilla con medida ajustable
- / Simplemente ajusta a la longitud del módulo y establece el espacio entre las guías
- / Adecuado para todos los sistemas de techo plano K2

Dome FixPro

- / Amplía enormemente las posibilidades de aplicación de los sistemas Dome 6
- / Fijación para tejados con inclinación $< 10^\circ$
- / Necesario para pendientes de tejados $> 3^\circ$
- / Recomendado para tejados con bajas tolerancias de carga

Dados técnicos

	D-Dome 6		S-Dome 6	
Ámbito de aplicación	Tejados planos < 10° con láminas aislantes o tela asfáltica, sobre hormigón, grava o tejados cultivados			
Tipo de fijación/anclaje al tejado	▪ Lastrado y sin perforación para tejados de inclinación: ≤ 3° / Con fijación Dome FixPro: > 3°			
Requisitos	▪ Tamaño mínimo del sistema: 2 soportes (4 módulos)		▪ Tamaño mínimo del sistema: 2 módulos	
	▪ Dimensiones permitidas de módulo [L × An × Al]: 1448-2390 × 950-1170 × 30-50 mm			
	▪ Permitida la fijación en el lado corto del marco del módulo (ver k2-systems.com/es/modulos-autorizados-dome-6)			
Separación térmica	Carril base	Serie de módulos	Carril base	Serie de módulos
Juegos de raíles	máx. 16 m	máx. 16 m	máx. 15 m	máx. 15 m
Rieles largos	máx. 12 m	máx. 16 m	máx. 12 m	máx. 15 m
La distancia mínima al borde del tejado	600 mm			
Ángulo de inclinación	10°			
Material	▪ Peak, SD, Guía de montaje, MidPlate, EndPlate, Connector, Porter, MiniClamps: Aluminio EN AW-6063 T66 y AW-6082 T6			
	▪ Mat S Estera protectora: EPDM			
	▪ Cortavientos: Magnelis / Tornillería: Acero inoxidable [1.4301] A2-70			





Inversor Grupo 2: SMA Sunny Tripower CORE1 50kW
STP50-40

SUNNY TRIPOWER CORE1

STP 50-40



STP 50-40



El primer inversor independiente del mundo

Instalación hasta un 60 % más rápida en plantas comerciales fotovoltaicas



Económico

- Equipo de fácil montaje e instalación
- Sin necesidad de utilizar fusibles de CC
- Seccionador de CC integrado

Integración completa

- Acceso Wi-Fi integrado con cualquier dispositivo móvil
- 12 entradas de string directas reducen el esfuerzo de trabajo y material
- Protección contra sobretensión CA/CC (opcional)

Instalación rápida

- Rápida conexión a la red con una configuración y una puesta en marcha sencillas del inversor
- Acceso óptimo a las zonas de conexión

Máximo rendimiento

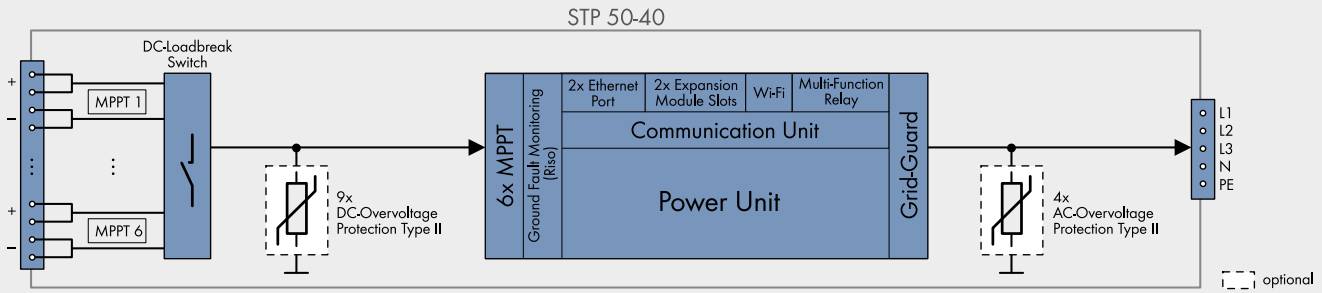
- Sobredimensionado de hasta el 150 % del generador fotovoltaico
- 6 seguidores del MPP independientes garantizan una generación de energía óptima, también en la sombra

SUNNY TRIPOWER CORE1

Stands on its own

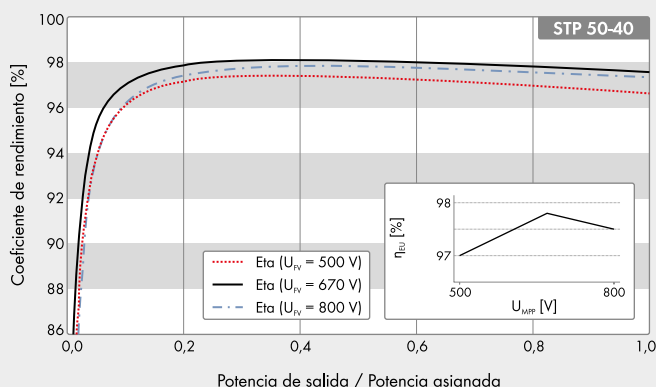
El Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor de string de montaje independiente del mundo para sistemas descentralizados sobre tejados y espacios abiertos, así como en plazas de aparcamiento cubiertas. El CORE1 es la tercera generación de la familia de productos de éxito Sunny Tripower y revoluciona el mundo de los inversores comerciales con su concepto innovador. Los ingenieros de SMA buscaban combinar un diseño único con un método de instalación innovador para incrementar así claramente la velocidad de instalación y obtener un retorno de la inversión óptimo para todos los grupos destinatarios. Desde la entrega hasta la instalación, pasando por el funcionamiento, el Sunny Tripower CORE1 permite ahorrar grandes costes logísticos, de mano de obra, material y servicio técnico. Desde este momento, las instalaciones fotovoltaicas comerciales pueden convertirse en realidad de forma más rápida y sencilla que antes.

DIAGRAMA DE BLOQUES



Datos técnicos	Sunny Tripower CORE1	Datos técnicos	Sunny Tripower CORE1
Entrada (CC)		Rendimiento	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	75000 Wp STC	Rendimiento máx./europ. Rendimiento	98,1 % / 97,8 %
Tensión de entrada máx.	1000 V	Datos generales	
Rango de tensión del seguidor del MPP/tensión asignada de entrada	De 500 V a 800 V / 670 V	Dimensiones (ancho x alto x fondo)	621 mm/733 mm/569 mm (24.4 in/28.8 in/22.4 in)
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	Peso	84 kg (185 lb)
Corriente máx. de entrada/por seguidor del MPP	120 A/20 A	Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)
Corriente del cortocircuito máx. por seguidor del MPP/por entrada de string	30A/30A	Emisión sonora (típica)	< 65 dB(A)
Número de entradas de seguidores del MPP independientes/Strings por entrada de seguidores del MPP	6/2	Autoconsumo (nocturno)	4,8 W
Salida (CA)		Topología/Principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	50000 W	Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Potencia máx. aparente de CA	50000 VA	Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V	Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %
Rango de tensión de CA	De 202 V a 305 V	Equipamiento/Función/Accesorios	
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz/De 44 Hz a 55 Hz 60 Hz/De 54 Hz a 65 Hz	Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne roscado
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V	Patatas	●
Corriente de salida máx./Corriente de salida de medición	72,5 A/72,5 A	Indicador led (estado/error/comunicación)	●
Fases de inyección/Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE	Interfaz: Ethernet/WLAN/RS485	● (2 entradas) / ● / ○
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/De 0 inductivo a 0 capacitivo	Interfaz de datos: SMA Modbus/SunSpec Modbus/Speedwire, Webconnect	● / ● / ●
THD	< 3 %	Relé multifunción/Ranuras para módulos de ampliación	● / ● (2 entradas)
Dispositivos de protección		OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Dispositivo de desconexión en la entrada	●	Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Vigilante de aislamiento/Monitorización de red	● / ●	Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -	Certificados y autorizaciones (otros a petición)	EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2016, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2016, 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-ARN 4105, VFR 2014, P.O.12.3, NTC-NTCys, GC 8.9H, PR20, DEWA
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	* No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II	● Equipamiento de serie ○ Opcional — No disponible	
Descargador de sobretensión de CC/CA (tipo II)	○ / ○	Datos en condiciones nominales. Versión: 07/2017	
		Modelo comercial	STP 50-40

Curva de rendimiento



Accesorios

	SMA Sensor Module MD.SEN-40		SMA IO-Module MD.IO-40
	SMA Módulo RS485 MD.485-40		Antenna Extension Kit EXTANT-40
	AC Surge Protection Module Kit AC_SPD_Kit1-10 DC Surge Protection Module Kit DC_SPD_Kit4-10		



Características del cableado

power in wire and cables



KBE Solar

**MADE IN
GERMANY**

KBE Solar TÜV
TÜV PV1-F

KBE Solar DB
Erdverlegbar / direct burial

KBE Solar HV 1500 V
TÜV PV1500DC-F

KBE Multinorm
TÜV PV1-F / UL 4703 (PV Wire)

customized • fast • flexible • cost-optimized

KBE Elektrotechnik GmbH • Symeonstraße 8 • 12279 Berlin • GERMANY

Tel: +49 (0)30 / 25 208-100 • Fax: +49 (0)30 / 25 208-140 • info@kbe-elektrotechnik.com • www.kbe-elektrotechnik.com



Die KBE Elektrotechnik GmbH ist Hersteller von Kabeln und Leitungen für die Solar-, Automobil- und Hausgeräteindustrie.

In unseren nach ISO TS 16949 zertifizierten Werken produzieren wir rund 1,5 Mio km Leitungen und verarbeiten ca. 20000 t Kupfer pro Jahr.

Das KBE Solarleitungsprogramm reicht von Standardleitungen, über erdverlegbare Leitungen bis hin zu Solarkabeln mit internationalen Zertifizierungen und Spannungen bis 1500 Volt.

Diese speziell auf Anforderungen im Bereich PV-Kraftwerke, Dachanlagen, Kabelkonfektion, Modulherstellung und Großhandel angepassten Solarleitungen werden auf modernsten Anlagen kostenoptimiert hergestellt.

Unsere KBE Solarleitungen sind gemäß TÜV und UL zertifiziert. Unsere vernetzten Spezialisierungen übertreffen die gestellten Anforderungen und erzielen eine hohe Lebensdauer und Einsatzsicherheit.

KBE Solarleitungen sind in verschiedenen Außendurchmessern erhältlich und damit kompatibel zu allen gängigen Steckern und Anschlussdosen. Unsere kurzen Lieferzeiten werden Sie überzeugen. Verschiedene Verpackungsgrößen erfüllen Ihre individuellen Anforderungen.

KBE Elektrotechnik GmbH is specialized in manufacturing electrical wires and cables for the photovoltaic, automotive, and household appliance industry.

All our plants are certified according to ISO TS 16949. We manufacture about 1.5 million km of wires and cables with 20000 tons of copper per year.

KBE's solar product range covers standard cables, PV-cables for direct burial, and voltages up to 1500 V. Our cables are certified according to TÜV and international standards.

Our solar cables are suitable for installations in PV power plants, roof systems, wire harnesses, and panel manufacturing while meeting the expectations of distributors. Our state-of-the-art production facilities guarantee a continuous cost optimization.

KBE solar cables are TÜV certified and UL Listed. The special cross-linked insulations exceed the test requirements to ensure long service time and high operating reliability.

KBE solar cables are available in many different outer diameters making them compatible with almost all connectors and junction boxes. Our capacity and short delivery time is outstanding while offering different packaging sizes to meet your individual requirements.



KBE Solar DB – Datenblatt / Technical Data Sheet

Stand: 31.05.2013

Leiter / conductor

- E-Cu verzinkt nach DIN EN 60228 Klasse 5

- *E-Cu tinned, DIN EN 60228 Class 5*

Isolationsmaterial / insulation material

- Vernetztes Polyolefin
- 32 Shore D
- Halogenfrei
- Isolationswiderstand im Wasserbad bei 90°C > 3GΩ*m

- *Crosslinked Polyolefin*
- *32 Shore D*
- *Halogen free*
- *Long-term insulation resistance in water at 90°C > 3GΩ*m*

Mantelmaterial / jacket material

- Vernetztes Spezial-Polyolefin
- 36 Shore D
- Halogenfrei
- Witterungs- und UV-beständig
- Ozonbeständig

- *Crosslinked Special-Polyolefin*
- *36 Shore D*
- *Halogen free*
- *Weathering and UV-resistant*
- *Ozone resistant*

Temperaturbereich / temperature range

- -40°C bis +90°C
- max. Leitertemperatur: 120°C

- *-40°C to +90°C*
- *max. conductor temperature: 120°C*

Bemessungsspannung / voltage rating

- $U_0/U = 600/1000 V_{AC}$
- max. 1800 V_{DC} (Leiter/Leiter, nicht geerdetes System, unbelasteter Stromkreis)

- $U_0/U = 600/1000 V_{AC}$
- *max. 1800 V_{DC} (conductor-conductor, non earthed system, circuit not under load)*

Erdverlegbarkeit / direct burial

- KBE-interne Prüfung gemäß UL 854
- (Impact-Resistance Test und Crushing-Resistance Test)
- Installationshinweise DIN VDE 50174-1; § 5.2.4 und DIN VDE 0891 Teil 6, § 4.2

- *KBE-internal test according to UL 854*
- *(Impact-Resistance Test and Crushing-Resistance test)*
- *Installation instructions DIN VDE 50174-1; § 5.2.4 and DIN VDE 0891 Teil 6, § 4.2*

Flammwidrigkeit / flame resistance

- Gemäß DIN EN 60332-1-2

- *Acc. to DIN EN 60332-1-2*

Farben / colours

- Schwarz, Rot, Blau

- *black, red, blue*

Richtlinien & Zertifikate / guidelines & certificates

- TÜV 2 PfG 1169/08.07, R60085683
- RoHS 2002/95/EC

- *TÜV 2 PfG 1169/08.07, R60085683*
- *RoHS 2002/95/EC*

Bedruckung / printing: KBE SOLAR DB PV1-F x,xxmm²

Querschnitt / cross section	Leiteraufbau / conductor design	Widerstand / resistance	min. Wand- stärke Isola- tion / min. insulation thickness	min. Wand- stärke Mantel / min. jacket thickness	Außen Ø / outer Ø	Gewicht / weight	KBE Artikelnummer / item no.
[mm²]	n x max- Ø [mm]	Rmax. [mΩ/m]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	
4,0	56 x 0,310	5,09	0,50	0,50	5,70	60,0	730400015020QU
6,0	80 x 0,310	3,39	0,50	0,50	6,40	80,0	730600015020QU
10,0	80 x 0,410	1,95	0,50	0,50	7,30	120,0	731000015020QU

power in wire and cables

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva

IEC 60502-1 - Norma constructiva

UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama

UNE-EN 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

UNE-EN 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama

IEC 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

CUBIERTA EXTERIOR:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

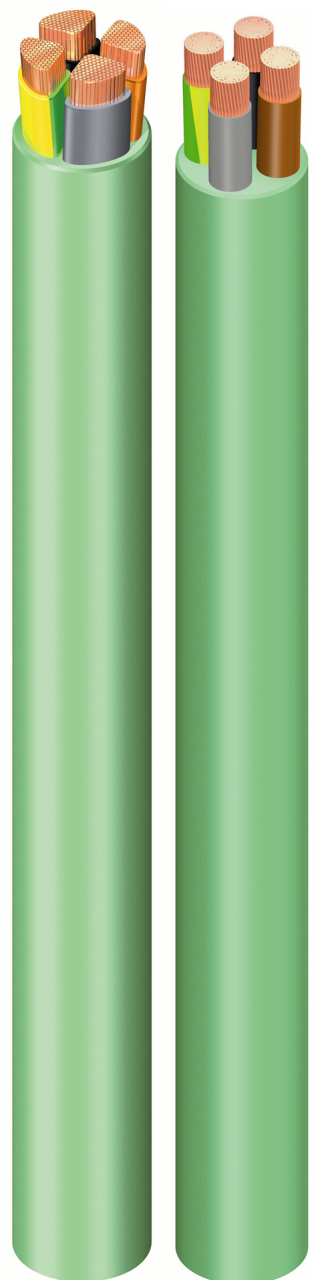
APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C)

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio (categoría C para diámetros superiores a 12 mm y categoría D para diámetros inferiores a 12 mm), de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.



EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



Intensidades máximas admisibles en instalación al aire a 40 °C conforme a IEC 60364-5-52, tabla A.52-12, tres conductores cargados, método de instalación F para cables unipolares y método de instalación E para cables multiconductores.

Intensidades máximas admisibles para cables directamente enterrados a 25 °C, 0,7 m profundidad y 1,5 K•m/W de conductividad térmica del terreno conforme a IEC 60364-5-52 tabla B.52-2.

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	25	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	30	33	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	40	43	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	52	54	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	72	71	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	97	93	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	122	118	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	153	143	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	188	170	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	243	209	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	298	248	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	350	283	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	401	319	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	460	358	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	545	413	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	638	466	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	770	544	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	889	614	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	23	30	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	32	39	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	44	52	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	66	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	78	75	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	455	65	104	112	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	135	142	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	168	171	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	204	203	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	262	250	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	320	297	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	373	338	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	430	382	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	493	427	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	583	493	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	23	30	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	32	39	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	44	52	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	57	66	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	78	85	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	104	112	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	91	93	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	115	118	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	143	143	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	174	170	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	223	209	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	271	248	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	314	283	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	359	319	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	409	358	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	489	413	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	25	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	28	33	14,2	17,62

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992408	4G4	12,2	255	50	38	43	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	49	54	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	68	71	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	91	93	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	91	93	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	115	118	1,458	1,723
1992413	4x35	25,6	1600	130	143	143	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	174	170	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	223	209	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	271	248	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	314	283	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	359	319	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	409	358	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	489	413	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	25	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	28	33	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	38	43	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	49	54	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	68	71	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	91	93	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	115	118	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	143	143	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	174	170	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	223	209	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	271	248	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	314	283	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	359	319	0,302	0,285



Simulación PVGIS Grupo 2

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

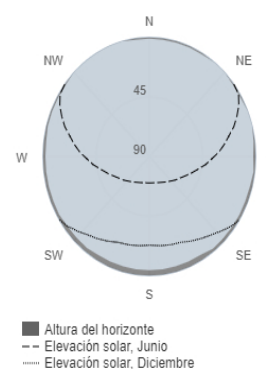
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 43.292, -1.980
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 55.86 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

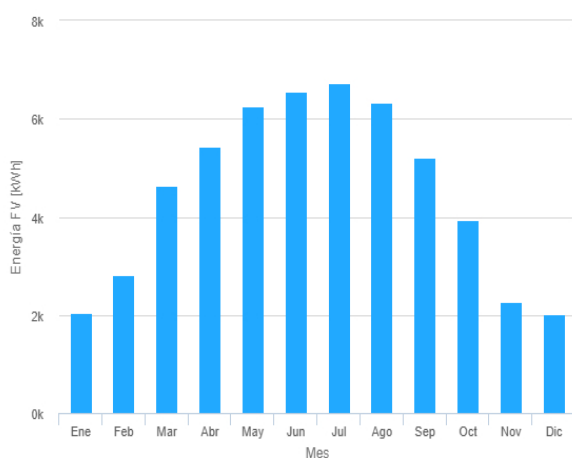
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 10 °
Ángulo de azimut: 60 °
Producción anual FV: 54229.11 kWh
Irradiación anual: 1240.88 kWh/m²
Variación interanual: 4353.34 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.79 %
Efectos espectrales: 1.57 %
Temperatura y baja irradiancia: -6.91 %
Pérdidas totales: -21.76 %

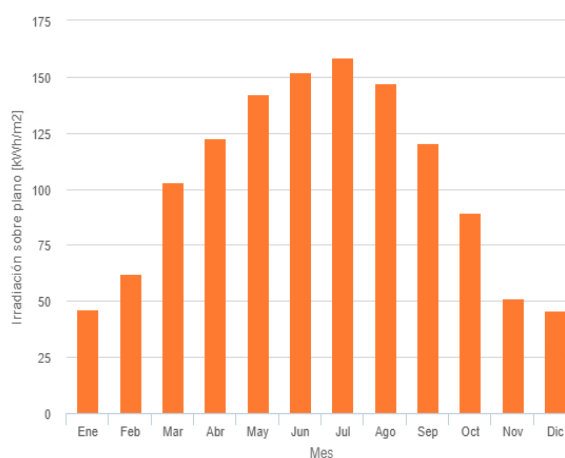
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	2042.0	46.3	206.3
Febrero	2815.2	62.1	525.7
Marzo	4631.6	103.0	922.7
Abril	5443.4	122.8	914.2
Mayo	6255.8	142.1	1204.7
Junio	6554.0	152.3	863.1
Julio	6733.3	158.5	763.3
Agosto	6327.4	147.2	781.3
Septiembre	5215.4	120.3	479.4
Octubre	3943.8	89.5	422.2
Noviembre	2256.2	51.0	430.6
Diciembre	2010.8	45.8	374.3

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 60 kW PARA AUTOCONSUMO EN EL EDIFICIO DE ARCHIVO HISTÓRICO PROVINCIAL DE GIPUZKOA - OÑATI



Instalación fotovoltaica de 60 kW para autoconsumo
en el edificio de Archivo Histórico Provincial de Gipuzkoa, Oñati

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN – EL RD 244/2019	3
2. OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO.....	5
3. CONSUMIDORES ASOCIADOS	5
4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	6
4.1 Características generales.....	6
4.2 Emplazamiento	7
4.3 Condicionantes del edificio y la cubierta.....	8
4.4 Punto de conexión	10
4.5 Medida	10
4.6 Estructura soporte.....	11
4.7 Módulos fotovoltaicos	12
4.8 Inversor.....	12
4.9 Distribución de equipos y cuadros de protección.....	13
4.10 Cableado	15
4.11 Protecciones	16
4.12 Puesta a tierra	18
5. PRESUPUESTO DE LA AMPLIACIÓN	19
6. PLANOS.....	21
Planta General.....	22
Esquema unifilar	24
7. CÁLCULOS	26
7.1 Cálculo de las secciones de cableado	26
8. ANEXOS	30
Módulo: JAM60S20-380/MR (JA SOLAR).....	31
Estructura K2-SolidRail System	34
Inversor: HUAWEI SUN 2000-60KTL-M0 60kW	37
Características del cableado	40
Simulación PVGIS	48

1. INTRODUCCIÓN – EL RD 244/2019

El Real Decreto 244/2019 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Se entiende por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de **instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos**.

Asimismo, se define como instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas aquella instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla **alguna de las siguientes condiciones**:

i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Las instalaciones de autoconsumo, de acuerdo al RD 244/2019 se clasifican de la siguiente manera:

- **Autoconsumo sin excedentes:**

Aquellas que no pueden verter los excedentes a la red, de manera que deben instalar un sistema anti vertido. Sólo existirá el sujeto consumidor. En este caso, el consumidor tiene que ser el titular de la instalación de generación.

La principal ventaja de este tipo de instalaciones es la simplificación de su tramitación, ya que no requieren de permiso de acceso y conexión por parte de la distribuidora ni tampoco de licencia de actividad.

- **Autoconsumo con excedentes vertidos a la red:**

Pueden verter los excedentes a la red. Existirá el sujeto consumidor y el sujeto productor. Aquellas instalaciones ubicadas en suelo urbanizado de potencia igual o inferior a 15 kW no necesitan permiso de acceso y conexión. El resto sí, este trámite debe realizarse a través de la distribuidora y su primer paso consiste en depositar un aval o garantía de 40 € por kW a instalar.

Según el tratamiento que se les dé a los excedentes, este se subdivide en:

○ **Modalidad con excedentes acogida a compensación:**

Cuando el consumidor y el productor opten por acogerse a compensación de excedentes, debiendo cumplirse una serie de requisitos previos, entre ellos el de que la potencia no debe ser superior a 100 kW. No necesitan licencia de actividad.

○ **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:**

Recibiendo por la energía eléctrica horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes (Existe una actividad económica ligada a la instalación y por tanto es necesaria una licencia de actividad).

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.



2. OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO

El presente documento tiene por objeto definir la ampliación de una instalación fotovoltaica en la modalidad de autoconsumo individual de acuerdo al RD 244/2019 en el edificio de en el edificio de Archivo Histórico Provincial de Gipuzkoa, Oñati (Gipuzkoa).

3. CONSUMIDORES ASOCIADOS

El único consumidor es la Diputación Foral de Gipuzkoa (CUPS: ES0343059290083795BW).

4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

4.1 Características generales

PROMOTOR

Promotor	DIPUTACIÓN FORAL DE GIPUZKOA
CIF:	P2000000F
Dirección:	PLAZA GIPUZKOA
Localidad:	20004 DONOSTIA
Teléfono:	943 43 14 27

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Ubicación	ARCHIVO HISTÓRICO PROVINCIAL DE GIPUZKOA, OÑATI
Dirección	Ibarra Zelaia Zelaigunea, 4
Localidad:	20560 OÑATI
Referencia Catastral:	4765001

CARACTERÍSTICAS GENERADOR

Tecnología del Generador	FOTOVOLTAICA
Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM60S20-380/MR
Potencia Unitaria (Wp):	380
Unidades Instaladas	168
Total Potencia Generador (Wp)	63.840

CARACTERÍSTICAS INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Fabricante:	HUAWEI
Modelo:	SUN 2000-60KTL-M0
Potencia unitaria (W):	60.000
Unidades Instaladas	1
Total Potencia Conversión (W)	60.000

CARACTERÍSTICAS INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Clasificación:	Autoconsumo individual sin excedentes s/RD 244/2019 REBT - Local mojado
Ubicación Punto de Conexión:	Red interior Abonado
Tensión de Conexión (V)	400
Tipo de Conexión	TRIFÁSICA

4.2 Emplazamiento

La instalación fotovoltaica se ubicará en el edificio de Archivo Histórico Provincial de Gipuzkoa, Oñati (Gipuzkoa).



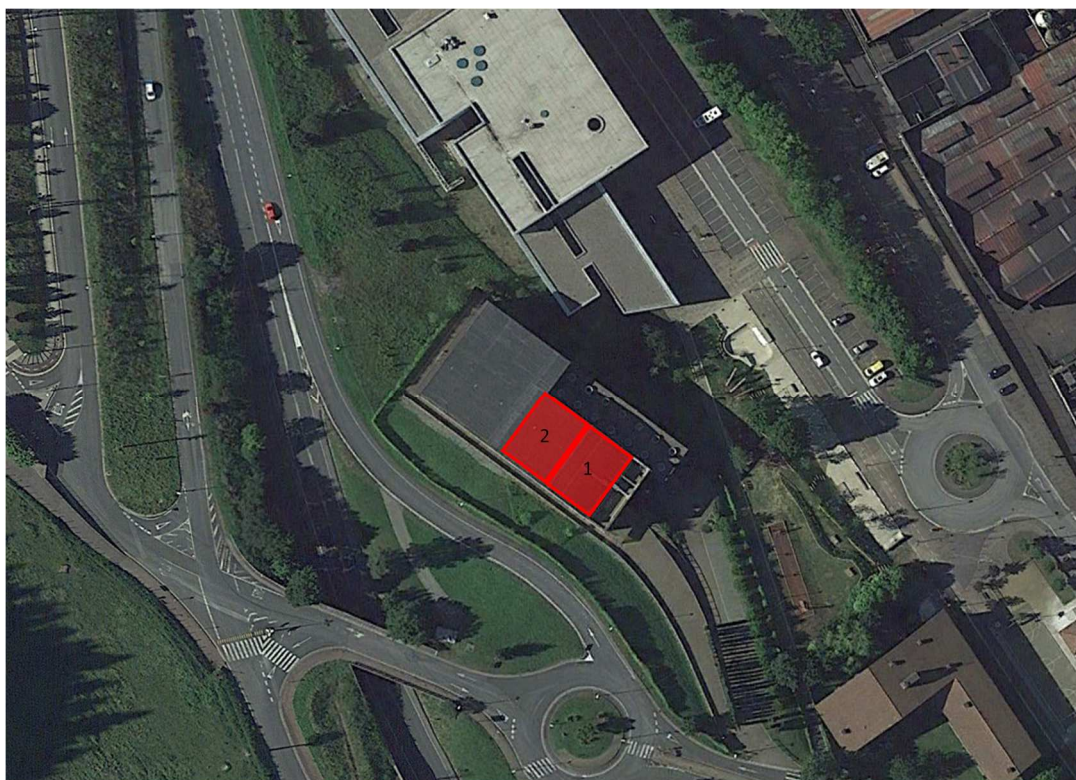
El tejado consiste en una cubierta curvada metálica de chapa tipo cinc con junta alzada.

4.3 Condicionantes del edificio y la cubierta

La cubierta sobre la que se va a realizar la instalación es una cubierta curvada metálica de chapa tipo cinc con junta alzada.

Los paneles fotovoltaicos se instalarán siguiendo la línea del edificio y en filas en horizontal para amoldarse mejor a la curvatura de la cubierta del edificio, con unas orientaciones de 55° Este y 125° Oeste en las que se reparten los módulos simétricamente y una inclinación media de 6° en las dos caras mediante las estructuras de soporte K2-SolidRail.

Se dejarán las distancias necesarias entre los módulos y los elementos existentes, como los petos laterales, de tal manera que éstos no produzcan sombras significativas sobre los módulos (criterio de cuatro horas sin sombras en el solsticio de invierno), así como entre las distintas filas de módulos.



Cubierta orientada 55° Este (1) y 125° Oeste (2).



Ejemplo de detalle cubiertas.

4.4 Punto de conexión

Se entiende por punto de interconexión entre generador y consumo el punto de la red interior del consumidor en el que se conecta la generación con las cargas.

El suministro al consumidor asociado se realiza en alta tensión, disponiendo de un centro de transformación de abonado con un transformador de 630 kVA.

CUPS del suministro asociado: ES0343059290083795BW

De acuerdo con el REBT (ITC-BT-40 párrafo 4.3):

“Las prescripciones de la ITC-BT-40 son aplicables a todas las instalaciones de autoconsumo interconectadas, sea cual sea su potencia.”

La instalación se clasificará como generadora interconectada (C2) de acuerdo al REBT y de autoconsumo individual con excedentes acogida a compensación simplificada de acuerdo al RD 244/2019.

La instalación se interconectará en el embarrado del CGBT según el esquema 8 de la guía técnica de aplicación de la ITC-BT-40. El generador se conectará en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos.

4.5 Medida

Los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera, como ya se da en el armario de medida de abonado existente.

4.6 Estructura soporte

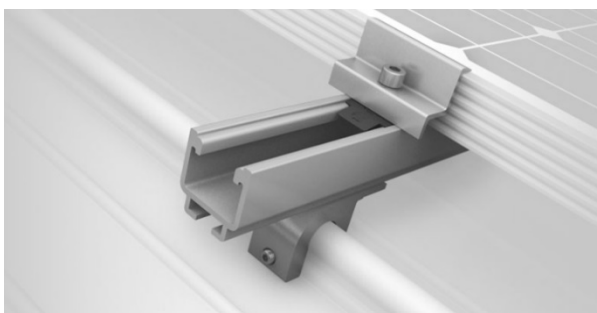
El sistema elegido para la instalación en cubierta inclinada de chapa de cinc con junta alzada es el denominado SolidRail del fabricante alemán K2 Systems. Este sistema ha sido diseñado específicamente para aplicaciones sobre cubierta inclinada y se instala en paralelo sobre la cubierta. Se instalarán la totalidad de los 24 módulos con este sistema.

Este sistema está compuesto por:

- Anclajes: Pinzas de sujeción a la junta de la chapa metálica de cinc.
- Perfiles de aluminio, guía Light de 37 mm de altura

Los perfiles se amarran a las pletinas de los anclajes mediante un tornillo T que se inserta en el perfil y una tuerca M10. Se instalan dos líneas de perfiles por cada fila de módulos.

- Los módulos fotovoltaicos se apoyan sobre los perfiles de aluminio y se amarran a estos mediante las correspondientes pinzas, centrales (entre dos módulos) y finales en los extremos de las filas.



Detalle del sistema SolidRail de K2 Systems en cubierta de chapa metálica.

4.7 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos corresponden a la marca JA SOLAR, modelo JAM60S20-380/MR, con una potencia pico de cada módulo de 380 Wp. Se van a instalar en 2022 un total de 168 unidades (63.840 Wp).

Las características del módulo fotovoltaico propuesto son las siguientes:

Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM60S20-380/MR
Tecnología:	Monocristalino
Potencia:	380 Wp
Tolerancia de Potencia:	+ 0 Wp / + 5 Wp
Intensidad de máxima potencia (I_{max}):	10,93 A
Tensión de máxima potencia: (V_{max}):	34,77 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):	11,47 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc}):	41,62 V
Dimensiones:	1769×1052×35 mm
Peso:	20,5 kg

4.8 Inversor

Fabricante:	HUAWEI
Modelo:	SUN 2000-60KTL-M0
Potencia nominal:	60 kW
Nº de inversores:	1
Rango de tensión de entrada MPPT (DC):	200-1000 Vdc
Tensión máxima de entrada (DC):	1100 Vdc
Máxima intensidad de entrada (DC):	132 A (6 MPPTx22 A)
Tensión Salida (AC):	3 x 400 Vac, 50/60 Hz
Máxima intensidad de salida (AC):	95,3 A
Distorsión armónica:	< 3% (THD)
Coseno de Phi:	0.8 LG ... 0.8 LD
Rendimiento máximo:	98,7%
Rendimiento europeo:	98,5%
Índice de Protección Electrónica	IP65
Dimensiones	1075 x 555 x 300 mm

4.9 Distribución de equipos y cuadros de protección.

Un total de 168 módulos se instalarán en cubierta de acuerdo con el plano de planta. Los módulos se conectarán formando 8 series de 21 módulos. (ver Plano de planta de la instalación para más información)



Detalle de los paneles instalados en la ampliación.

Los módulos se van a conectar eléctricamente de acuerdo con el esquema unifilar del proyecto eléctrico.

Los inversores se situarán en el cuarto eléctrico de la planta sótano. Las protecciones AC fotovoltaicas se ubicarán en el embarrado del CGBT. En caso de no haber espacio para estas, el cuadro AC se colocará al lado de los inversores en el cuarto eléctrico de la planta sótano.



Cuadro de medida del edificio en el cuarto eléctrico.

4.10 Cableado

En la parte DC los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores son de cobre y con la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a un 1,5%, teniendo como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

El cableado dispone de la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

El cableado instalado es de alta seguridad (AS) libre de halógenos y no propagador de llama.

En la parte de alterna se utilizará cable RZ1 k (AS) con una tensión asignada de 0,6 1 kV, a excepción del conexionado interior de los cuadros eléctricos donde se utilizará ES07Z1 K (AS).

La parte de continua fotovoltaica será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado (PV ZZ-F) y libre de halógenos.

En cuanto a conducciones y radios de giro del cableado, se deberá respetar el REBT.

En el interior del edificio empleará canalización estanca y aislante o las canalizaciones disponibles existentes, así como en el paso de la cubierta al edificio.

La canalización empleada en cubierta para llevar el cableado hasta el paso al interior del edificio es bajo tubo no metálico.

4.11 Protecciones

Las protecciones cumplirán en todos sus puntos el artículo 11 del RD 1699/2011 sobre protecciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, así como lo estipulado en el REBT IT BT40.

Interruptor general manual para desconexión de la instalación. Interruptor automático magnetotérmico general modelo Schneider de 125 A, IV polos. (Este interruptor se ubica en el cuadro general de BT). Este interruptor también cumple la función del interruptor automático magnetotérmico general, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, como protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la parte de alterna de la instalación.

El descargador de sobretensiones se ubica en el propio inversor, tanto el del lado DC como el del lado AC.

Interruptor diferencial automático asociado al interruptor automático general, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación. El modelo elegido es Schneider, 125 A IV 300mA Reconectador.

Protecciones ante funcionamiento en isla (incluidas en los inversores) en caso de que los parámetros de tensión se encuentren fuera del rango 85%-110% de 400 V y/o la frecuencia se encuentre fuera del rango 49-51 Hz.

Al no disponer los inversores de transformador que realice una separación galvánica, de acuerdo con la nota interpretativa del Ministerio de Industria en cuanto a la equivalencia a la separación galvánica en instalaciones generadoras de Baja Tensión, se dispondrá de una separación galvánica equivalente cumpliendo los siguientes requisitos:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre red y la instalación (Cumplimiento del esquema de aislamiento incluido en la nota interpretativa)
- Proporcionar seguridad personal (cumplimiento ITC-BT-24 del REBT).



- Evitar la inyección de corriente continua en la red (la corriente continua inyectada en la red de distribución por una instalación generadora no será superior al 0,5% de la corriente nominal de la misma.

Debiendo tanto el punto 1 y 2 ser certificados por el instalador una vez efectuada la instalación, y el punto 3 será certificado por el fabricante de inversores o por un organismo independiente. Para más información, consúltase el esquema unifilar del proyecto eléctrico.

4.12 Puesta a tierra

Con objeto de evitar tensiones de defecto en caso de defecto de aislamiento de los circuitos, las masas de la instalación (los marcos de los módulos, armarios envolventes, carcasa del inversor, canalizaciones, etc.) deberán ir unidas eléctricamente a tierra mediante una instalación de puesta a tierra independiente de la del neutro de la compañía distribuidora, de acuerdo con las directrices del Reglamento de Baja Tensión.

Para ello, se empleará la pica de tierra del propio edificio, la cual se unirá mediante un conductor de cobre aislado de 16 mm² a una borna principal de tierra de la instalación fotovoltaica. De esta borna principal de tierra saldrán los conductores de protección de cobre aislado de 16 mm², a los que se unirán las diferentes masas de la instalación.

Se comprobará que la resistencia de puesta a tierra de la instalación cumple con el REBT. En caso de no ser así se ubicarán las picas adicionales que se requieran hasta llegar a los valores adecuados.

5. PRESUPUESTO DE LA AMPLIACIÓN

PARTIDA	DESCRIPCIÓN			CANTIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
1	MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO			1,00	25.089,12	25.089,12
	JASOLAR	380		168,00	149,34	25.089,12
	Módulo del fabricante JASOLAR, modelo JAM66S30-380/MR, (o similar) de 380 Wp y dimensiones 1769 x 1052 x 35 mm. Panel con eficiencia del 20,4 %, tolerancia positiva -0/+5 W, garantía de fabricación de 12 años y garantía de potencia lineal de 25 años, con una máxima degradación anual del 0,55 %. El peso del módulo es de 20,5 kg.					
2	ESTRUCTURA MÓDULOS SOLARES			1,00	10.114,34	10.114,34
	K2-ALU-GEN	Estructura K-2 Systems		1,00	10.114,34	10.114,34
	Estructura K-2 Systems (o similar) de aluminio para sujeción coplanar de 168 módulos a cubierta curva de zinc con junta alzada. Incluye tornillería de acero inoxidable y todos los elementos necesarios para el montaje y alineación de los módulos en las estructuras metálicas, según sistema de montaje autorizado por el fabricante.					
3	INVERSOR SOLAR			1,00	3.742,74	3.742,74
	HUAWEI	SUN2000-60KTL-M0		1,00	3.742,74	3.742,74
	Inversor del fabricante HUAWEI, modelo SUN2000-60KTL-M0 (o similar) de 60 kWn trifásico para la conexión a red cumpliendo con todos los requisitos del proyecto técnico pliego de condiciones y normativa vigente. El equipo seleccionado se integra perfectamente en la instalación permitiendo el máximo autoconsumo mediante la gestión eficiente del nivel de alimentación y la carga.					
4	MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN			1,00	2.091,10	3.257,00
	MONIT	CIRCUTOR		1,00	2.091,10	2.091,10
	Equipos CIRCUTOR para monitorización de consumo edificio y producción de la instalación fotovoltaica consistentes en - 1 Datalogger Line-EDS-Cloud con Webserver integrado - 2 Analizadores de red cv mini con sus transformadores de intensidad. - Línea Ethernet para comunicación del EDS					
	PDATOS	PANTALLA		1,00	1.165,90	1.165,90
	Pantalla de presentación de datos de producción y consumo en términos diario, mensual y anual					
5	MATERIAL ELÉCTRICO			1,00	4.716,53	4.716,53
	INS-FV-GEN	Trabajos de instalación		1,00	4.716,53	4.716,53
	- Suministro de cableado, según necesidades de CC, para conexión de los módulos a inversor. Incluye suministro de conectores rápidos. - Suministro de caja de protecciones de CA a la salida del inversor, dimensionada y con protecciones según necesidades. - Suministro de cableado, según necesidades de CA, para la conexión de la FV al CGBT. - Suministro de canalización para conducción del cableado. - Puesta a tierra, incluyendo todo el material necesario.					



PARTIDA	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
6	INSTALACIÓN		1,00	8.909,00	13.059,00
	MO	Mano de Obra	1,00	8.909,00	8.909,00
	- Mano de obra para el montaje de estructuras, módulos, inversores e instalación eléctrica.				
	TRA-FV-GEN	Transporte y elevación	1,00	4.150,00	4.150,00
	- Transporte de los equipos y materiales a la obra - Medios de elevación para trabajos en cubierta				
7	INGENIERÍA Y LEGALIZACIÓN		1,00	850,00	850,00
	ENG-PRO-DIR-S	Ingeniería y Dirección de Obra	1,00	850,00	850,00
	- Tramitación y gestión de los permisos y licencias necesarias para realizar la obra y legalizar la instalación. - Redacción de proyecto o memoria técnica, dirección de obra y puesta en marcha. - Entrega de manuales de funcionamiento y mantenimiento de la instalación.				
	BASE IMPONIBLE (€)		IVA (€)		TOTAL
	60.828,73		12.774,03		73.602,76 €



6. PLANOS

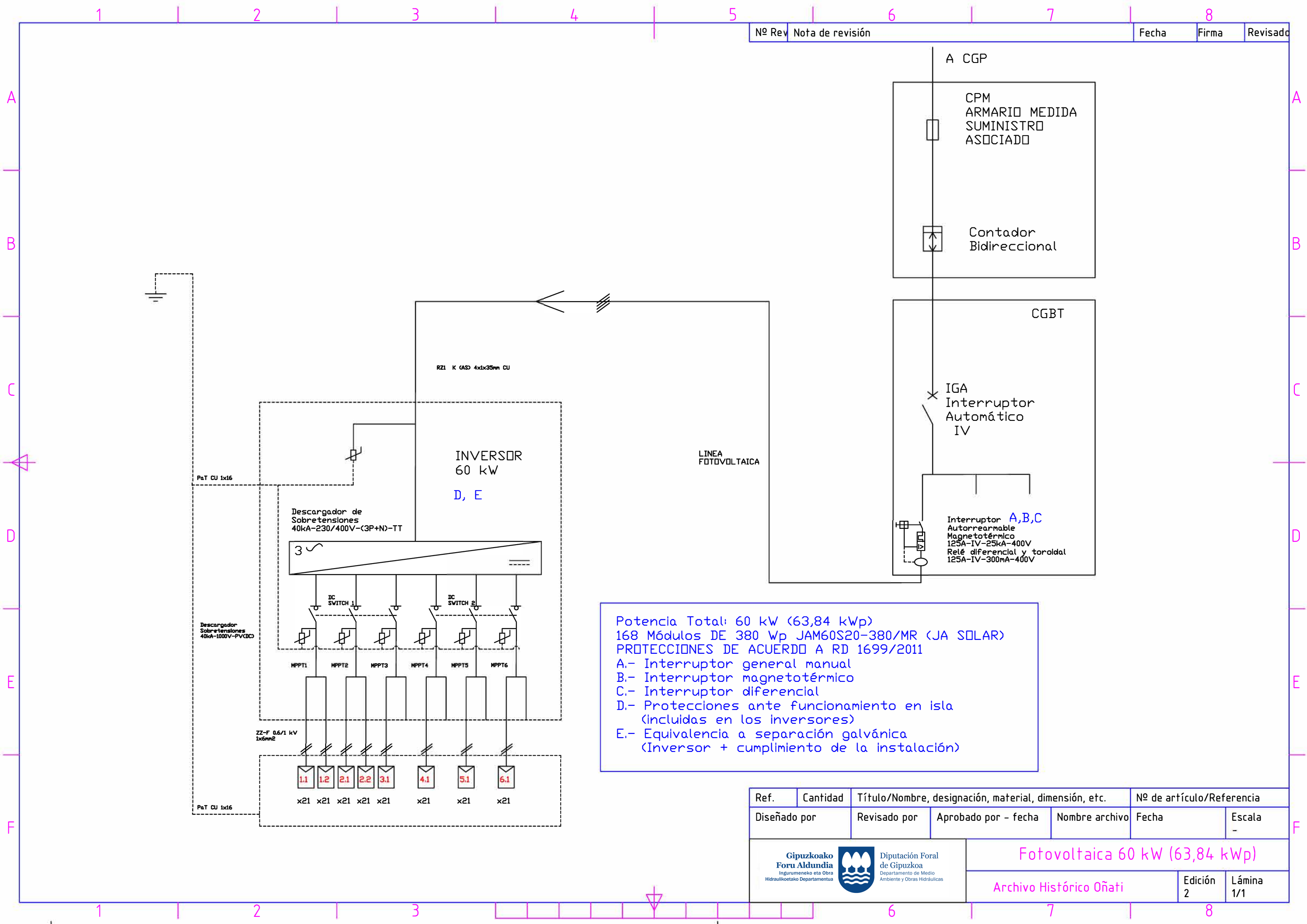


Planta General





Esquema unifilar



Potencia Total: 60 kW (63,84 kWp)
168 Módulos DE 380 Wp JAM60S20-380/MR (JA SOLAR)
PROTECCIONES DE ACUERDO A RD 1699/2011
A.- Interruptor general manual
B.- Interruptor magnetotérmico
C.- Interruptor diferencial
D.- Protecciones ante funcionamiento en isla
(Incluidas en los inversores)
E.- Equivalencia a separación galvánica
(Inversor + cumplimiento de la instalación)

Ref.	Cantidad	Título/Nombre, designación, material, dimensión, etc.			Nº de artículo/Referencia	
Diseñado por		Revisado por	Aprobado por - fecha	Nombre archivo	Fecha	Escala
						-
Gipuzkoako Foru Aldundia Ingurumeneko eta Obra Hidraulikoetako Departamentua  Diputación Foral de Gipuzkoa Departamento de Medio Ambiente y Obras Hidráulicas			Fotovoltaica 60 kW (63,84 kWp)			
			Archivo Histórico Oñati			Edición 2

7. CÁLCULOS

7.1 Cálculo de las secciones de cableado

La caída máxima de tensión contemplada en los tramos de CC **no debe superar el 1,5%** y en los tramos AC hasta la conexión con la red interior del edificio **no debe superar el 2%**.

7.1.1 Tramo de corriente continua

7.1.1.1 Conexión módulos fotovoltaicos – inversores

El cálculo de la sección se realiza de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \cdot 2 \cdot L_L \cdot I_L}{\Delta V}$$

S = Sección del conductor (mm²) a determinar

$\rho_{20,Cu}$ = resistividad del conductor ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$) a 20°C: 1,786·10⁻⁸ ($\Omega \cdot m$)

α = variación resistividad con la temperatura: 3,93·10⁻³ °C⁻¹

ΔT = variación de temperatura de funcionamiento 70 °C

L_L = Longitud máxima de la línea (m): En función de la serie

I_L = Intensidad por la línea (A): Impp (70°C)

ΔV = caída de tensión máxima de la línea (V): Vmpp (70°C) / 100 x DT max

A continuación, se presenta el cálculo resultante para las diferentes series eléctricas:

SERIE PV	S1.1	S1.2	S2.1	S2.2	S3	S4	S5	S6
Número de módulos	21	21	21	21	21	21	21	21
LI (m)	99	99	93	93	87	87	82	82
Vmpp (V)	623,2	623,2	623,2	623,2	623,2	623,2	623,2	623,2
DV MÁX (V)	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35
Sección mínima (mm2)	5,0	5,0	4,7	4,7	4,4	4,4	4,1	4,1
Sección elegida (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	6
DV REAL (V)	7,74	7,74	7,27	7,27	6,80	6,80	6,41	6,41
% DV	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%
	26,1%	26,1%	24,5%	24,5%	22,9%	22,9%	21,6%	21,6%

TOTAL MÓDULOS 168
% DV GLOBAL 1,13%

Dando una caída de tensión global resultante máxima en la parte CC del 1,13%. Como se puede ver, se han elegido los cables PV ZZ-F 0,6/1 kW 1x6mm de 6 mm² de sección para la parte continua de la instalación, para cumplir con la normativa de la caída de tensión general entre el generador fotovoltaico y los inversores.

7.1.2 Tramo de corriente alterna

7.1.2.1 Conexión inversores – armario de alterna

Debido a la poca longitud de cableado necesaria para realizar esta conexión, el cálculo de la sección de este se hace basándose en la máxima corriente que debe soportar ya que cumpliendo ese requisito las pérdidas serán casi despreciables.

En nuestro caso, dimensionaremos el cableado teniendo en cuenta la máxima corriente que discurrirá por éste, siendo ésta de 95,3 A para el modelo de inversor de 60 kW, tal y como se puede obtener de la ficha técnica del producto suministradas por el fabricante. Teniendo en consideración el interruptor magnetotérmico de 125 A nominales instalado en la rama del inversor, se ha optado por un cableado de cobre RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 35 mm² de sección (4x1x35) cuya máxima corriente admisible es de 143 A.

7.1.2.2 Conexión armario alterna – Punto de conexión

La instalación tiene una potencia pico total de 63,840 kWp y una potencia máxima de inversores de 60 kW.

En nuestro caso, dimensionaremos el cableado teniendo en cuenta la máxima corriente que discurrirá por éste, por lo que para este tramo se ha optado también por un cableado de cobre RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 35 mm² de sección (4x1x35) cuya máxima corriente admisible es de 143 A. Esta configuración se ha elegido teniendo en consideración la intensidad nominal del interruptor general magnetotérmico de 125 A y a partir de los cálculos explicados a continuación.

Por criterio caídas de tensión:

La caída máxima en la parte AC debe ser inferior al 2%. La caída de tensión se calcula con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot R_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

La sección del conductor se deduce a partir de la expresión de la resistencia de un conductor:

$$R_L = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

que al sustituir en la expresión anterior, nos dará el valor de la sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \cdot L_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi}{\Delta V}$$

Siendo: S = Sección del conductor (mm²) a determinar

$$\rho_{20, Cu} = \text{resistividad del conductor } \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m} \right) \text{ a } 20^\circ\text{C}: 1,786 \cdot 10^{-8} (\Omega \cdot m)$$

$$\alpha = \text{variación resistividad con la temperatura: } 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\Delta T = \text{variación de temperatura de funcionamiento } 70 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$L_L = \text{Longitud máxima de la línea (m):}$$

$$I_L = \text{Intensidad por la línea (A):}$$

$$\Delta V = \text{caída de tensión máxima de la línea (V): } 400 / 100 \times \text{DT máxima}$$



$$S = \text{RAIZDE3} * \text{ro20} * (1 + \text{alfaDT}) * \text{LI} * \text{II} * \text{COSFI} / \text{DV}$$

	TRAMO 1 INV CUADRO AC	TRAMO 2 CUADRO AC P CONEXIÓN
LI (m)	10	2
II (A)	95	95
V (V)	400	400
DV (%)	2	2
DV (V)	8	8
Sección mínima (mm2)	4,3	0,9
Sección elegida (mm2)	35	35
DV (V)	0,99	0,20
%	0,2%	0,0%
% TOTAL	0,3%	



8. ANEXOS



Módulo: JAM60S20-380/MR (JA SOLAR)

Mono

390W MBB Half-Cell Module

JAM60S20 365-390/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

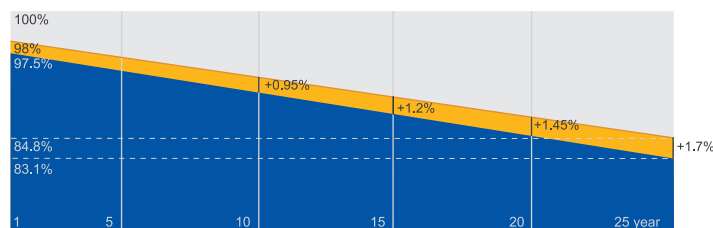


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



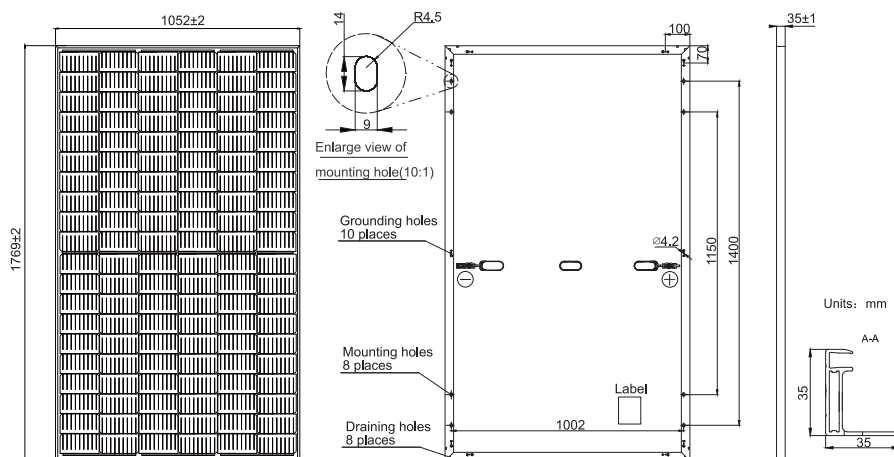
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	20.5kg±3%
Dimensions	1769±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) ,12 AWG(UL)
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1000mm(+)/1000mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 806pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	365	370	375	380	385	390
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	41.13	41.30	41.45	41.62	41.78	41.94
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	33.96	34.23	34.50	34.77	35.04	35.33
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.30	11.35	11.41	11.47	11.53	11.58
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.75	10.81	10.87	10.93	10.99	11.04
Module Efficiency [%]	19.6	19.9	20.2	20.4	20.7	21.0
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

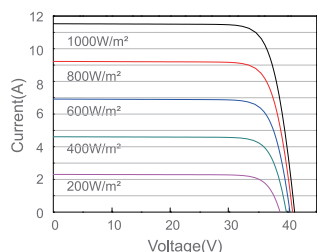
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

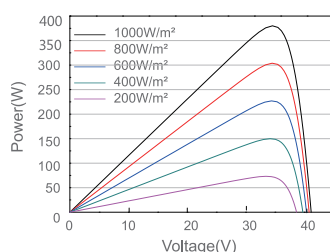
TYPE	JAM60S20 -365/MR	JAM60S20 -370/MR	JAM60S20 -375/MR	JAM60S20 -380/MR	JAM60S20 -385/MR	JAM60S20 -390/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(P _{max}) [W]	276	280	284	287	291	295	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	38.41	38.65	38.89	39.14	39.38	39.63	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	32.05	32.30	32.55	32.72	32.96	33.20	Maximum Series Fuse Rating	20A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35	9.40	Maximum Static Load,Front	5400Pa (112 lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	8.61	8.66	8.71	8.78	8.83	8.88	Maximum Static Load,Back	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

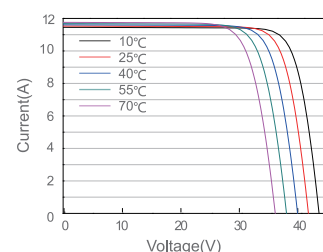
Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Power-Voltage Curve JAM60S20-380/MR



Current-Voltage Curve JAM60S20-380/MR

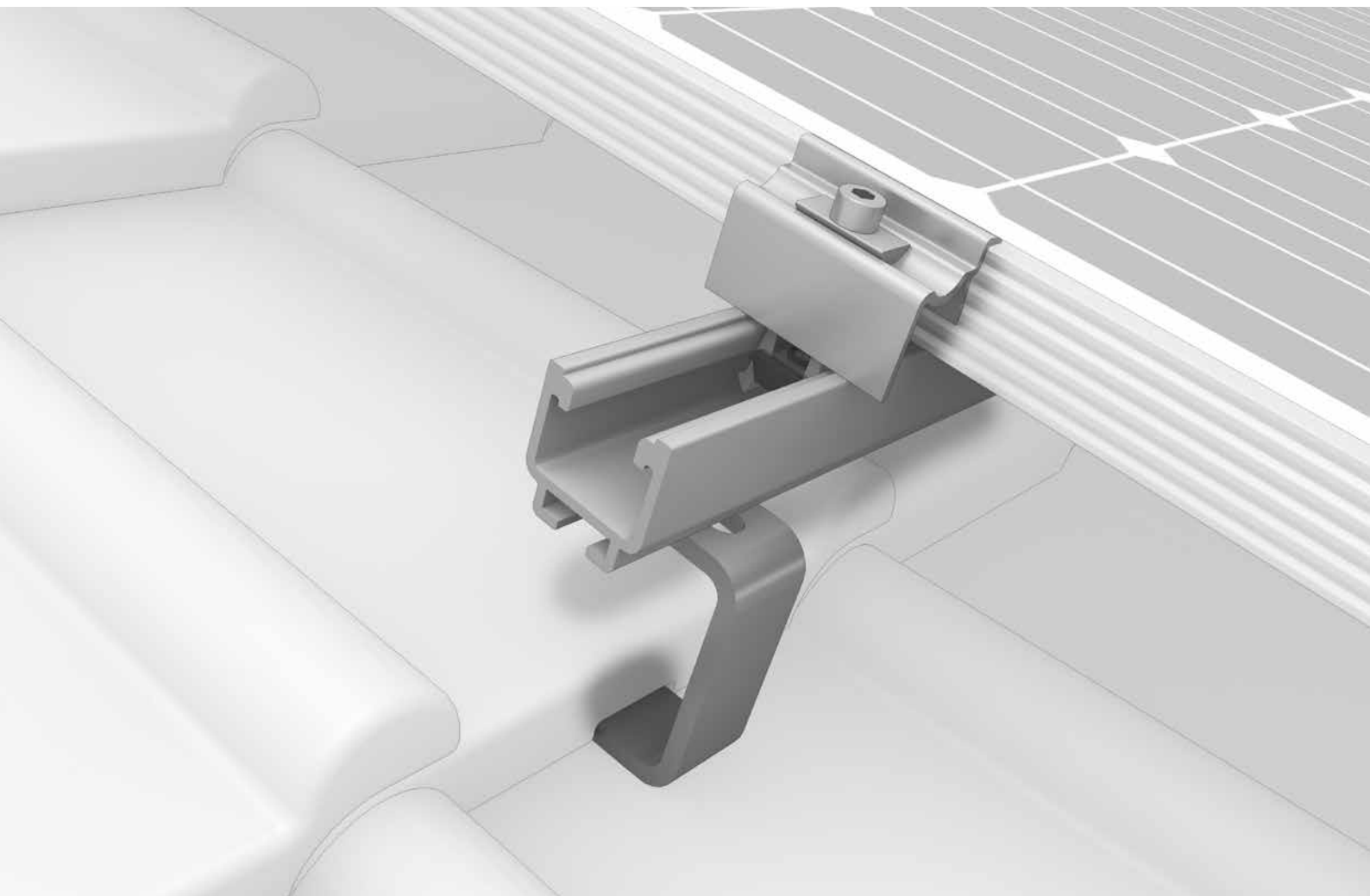




Estructura K2-SolidRail System



Sistema SolidRail



/ Amplio surtido de guías de montaje para los más diversos casos de carga

/ Estáticamente comprobado y robusto

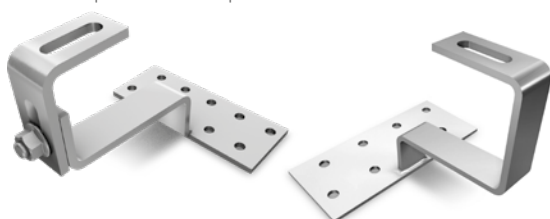
/ Elevada flexibilidad para diferentes envergaduras



Fijaciones a tejados

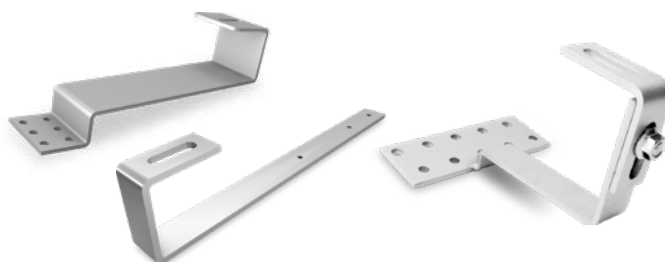
Gancho de acero inoxidable para tejado

- / Arbotantes estrechos de acero inoxidable de alta calidad, con conexión flexible y ajustable, incluso para vigas estrechas.
- / Para tejas planas y curvas
- / Altura ajustable y muchos modelos de ganchos adaptables con precisión.



Ganchos especiales para el techo

- / Muchas posibilidades de aplicación con los ganchos de tejado para pizarra y cola de castor
- / La fijación en los tejados de Coppo es posible con el SolidHook Coppo, de altura regulable, de un solo pliegue



Varillas y fijadores solares

- / Para todos los tejados de fibrocemento ondulado, chapa ondulada y chapa trapezoidal, así como los paneles sándwich
- / Sellado seguro en el tejado
- / Conexión a través de la pletina adaptadora con opción de ajuste
- / Varillas con certificado estructural [abZ]



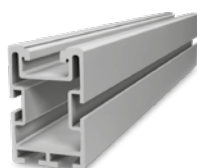
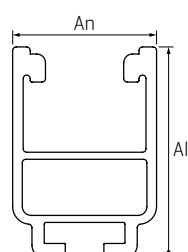
Abrazaderas para chapa plegada

- / Muchas posibilidades de aplicación: Doble plegada, plegada en ángulo, plegada a presión y plegada redonda (por ejemplo: Kalzip)
- / Soluciones Rib-Roof para 465, Speed 500 y Evolution
- / Ensamblaje sin perforación



Datos técnicos

SolidRail	UltraLight 32	Light 37	Medium 42	Alpin 60
Ilustración				
Material	Aluminio [EN AW-6063 T66]			
An = anchura [mm]	39	39,5	41	41
Al = altura [mm]	32	37	42	60
Longitudes [m]	2,10 / 2,25 / 3,30 / 4,40 / 5,50		4,40	5,50
Peso [kg/m]	0,7	0,85	1,3	1,7
Unión en cruz con	SingleRail o SolidRail			



SolidRail L: Para cargas elevadas y grandes capacidades de sujeción



Inversor: HUAWEI SUN 2000-60KTL-M0 60kW

power in wire and cables



KBE Solar

**MADE IN
GERMANY**

KBE Solar TÜV
TÜV PV1-F

KBE Solar DB
Erdverlegbar / direct burial

KBE Solar HV 1500 V
TÜV PV1500DC-F

KBE Multinorm
TÜV PV1-F / UL 4703 (PV Wire)

customized • fast • flexible • cost-optimized

KBE Elektrotechnik GmbH • Symeonstraße 8 • 12279 Berlin • GERMANY

Tel: +49 (0)30 / 25 208-100 • Fax: +49 (0)30 / 25 208-140 • info@kbe-elektrotechnik.com • www.kbe-elektrotechnik.com



Die KBE Elektrotechnik GmbH ist Hersteller von Kabeln und Leitungen für die Solar-, Automobil- und Hausgeräteindustrie.

In unseren nach ISO TS 16949 zertifizierten Werken produzieren wir rund 1,5 Mio km Leitungen und verarbeiten ca. 20000 t Kupfer pro Jahr.

Das KBE Solarleitungsprogramm reicht von Standardleitungen, über erdverlegbare Leitungen bis hin zu Solarkabeln mit internationalen Zertifizierungen und Spannungen bis 1500 Volt.

Diese speziell auf Anforderungen im Bereich PV-Kraftwerke, Dachanlagen, Kabelkonfektion, Modulherstellung und Großhandel angepassten Solarleitungen werden auf modernsten Anlagen kostenoptimiert hergestellt.

Unsere KBE Solarleitungen sind gemäß TÜV und UL zertifiziert. Unsere vernetzten Spezialisierungen übertreffen die gestellten Anforderungen und erzielen eine hohe Lebensdauer und Einsatzsicherheit.

KBE Solarleitungen sind in verschiedenen Außendurchmessern erhältlich und damit kompatibel zu allen gängigen Steckern und Anschlussdosen. Unsere kurzen Lieferzeiten werden Sie überzeugen. Verschiedene Verpackungsgrößen erfüllen Ihre individuellen Anforderungen.

KBE Elektrotechnik GmbH is specialized in manufacturing electrical wires and cables for the photovoltaic, automotive, and household appliance industry.

All our plants are certified according to ISO TS 16949. We manufacture about 1.5 million km of wires and cables with 20000 tons of copper per year.

KBE's solar product range covers standard cables, PV-cables for direct burial, and voltages up to 1500 V. Our cables are certified according to TÜV and international standards.

Our solar cables are suitable for installations in PV power plants, roof systems, wire harnesses, and panel manufacturing while meeting the expectations of distributors. Our state-of-the-art production facilities guarantee a continuous cost optimization.

KBE solar cables are TÜV certified and UL Listed. The special cross-linked insulations exceed the test requirements to ensure long service time and high operating reliability.

KBE solar cables are available in many different outer diameters making them compatible with almost all connectors and junction boxes. Our capacity and short delivery time is outstanding while offering different packaging sizes to meet your individual requirements.



KBE Solar DB – Datenblatt / Technical Data Sheet

Stand: 31.05.2013

Leiter / conductor

- E-Cu verzinkt nach DIN EN 60228 Klasse 5

- *E-Cu tinned, DIN EN 60228 Class 5*

Isolationsmaterial / insulation material

- Vernetztes Polyolefin
- 32 Shore D
- Halogenfrei
- Isolationswiderstand im Wasserbad bei 90°C > 3GΩ*m

- *Crosslinked Polyolefin*
- *32 Shore D*
- *Halogen free*
- *Long-term insulation resistance in water at 90°C > 3GΩ*m*

Mantelmaterial / jacket material

- Vernetztes Spezial-Polyolefin
- 36 Shore D
- Halogenfrei
- Witterungs- und UV-beständig
- Ozonbeständig

- *Crosslinked Special-Polyolefin*
- *36 Shore D*
- *Halogen free*
- *Weathering and UV-resistant*
- *Ozone resistant*

Temperaturbereich / temperature range

- -40°C bis +90°C
- max. Leitertemperatur: 120°C

- *-40°C to +90°C*
- *max. conductor temperature: 120°C*

Bemessungsspannung / voltage rating

- $U_0/U = 600/1000 V_{AC}$
- max. 1800 V_{DC} (Leiter/Leiter, nicht geerdetes System, unbelasteter Stromkreis)

- $U_0/U = 600/1000 V_{AC}$
- *max. 1800 V_{DC} (conductor-conductor, non earthed system, circuit not under load)*

Erdverlegbarkeit / direct burial

- KBE-interne Prüfung gemäß UL 854
- (Impact-Resistance Test und Crushing-Resistance Test)
- Installationshinweise DIN VDE 50174-1; § 5.2.4 und DIN VDE 0891 Teil 6, § 4.2

- *KBE-internal test according to UL 854*
- *(Impact-Resistance Test and Crushing-Resistance test)*
- *Installation instructions DIN VDE 50174-1; § 5.2.4 and DIN VDE 0891 Teil 6, § 4.2*

Flammwidrigkeit / flame resistance

- Gemäß DIN EN 60332-1-2

- *Acc. to DIN EN 60332-1-2*

Farben / colours

- Schwarz, Rot, Blau

- *black, red, blue*

Richtlinien & Zertifikate / guidelines & certificates

- TÜV 2 PfG 1169/08.07, R60085683
- RoHS 2002/95/EC

- *TÜV 2 PfG 1169/08.07, R60085683*
- *RoHS 2002/95/EC*

Bedruckung / printing: KBE SOLAR DB PV1-F x,xxmm²

Querschnitt / cross section	Leiteraufbau / conductor design	Widerstand / resistance	min. Wand- stärke Isola- tion / min. insulation thickness	min. Wand- stärke Mantel / min. jacket thickness	Außen Ø / outer Ø	Gewicht / weight	KBE Artikelnummer / item no.
[mm²]	n x max- Ø [mm]	Rmax. [mΩ/m]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	
4,0	56 x 0,310	5,09	0,50	0,50	5,70	60,0	730400015020QU
6,0	80 x 0,310	3,39	0,50	0,50	6,40	80,0	730600015020QU
10,0	80 x 0,410	1,95	0,50	0,50	7,30	120,0	731000015020QU

power in wire and cables

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. Certificate No.
R 60085683

Blatt Page
0001

Ihr Zeichen Client Reference

Unser Zeichen Our Reference

Ausstellungsdatum

Date of Issue
(day/mo/yr)

0010-- 21197705 001

28.05.2013

Genehmigungsinhaber License Holder
KBE Elektrotechnik GmbH
Symeonstr. 8
12279 Berlin
Deutschland

Fertigungsstätte Manufacturing Plant
KBE Elektrotechnik GmbH
Symeonstr. 8
12279 Berlin
Deutschland

Prüfzeichen Test Mark



Geprüft nach Tested acc. to
2 PFG 1169/08.07

Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV-Cables

Designation: KBE Solar DB
Code designation: PV1-F
Cross diameter: 4,0mm² ; 6,0mm² , 10,0mm²
Rated voltage: AC U0/U 0,6 / 1,0kV
max. voltage: DC 1,8kV (conductor-conductor
non earthed System)
Ambient temperature ta: -40°C to +90°C
max. temperature at conductor: + 120°C @ 20.000h
Colour insulation: natural
Colour sheath: black, red, blue
Material Insulation: crosslinked Polyolefine
Material sheath: spec. crosslinked Polyolefine

13

13

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifizierungsstelle

Guido Volberg

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva

IEC 60502-1 - Norma constructiva

UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama

UNE-EN 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

UNE-EN 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama

IEC 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

CUBIERTA EXTERIOR:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

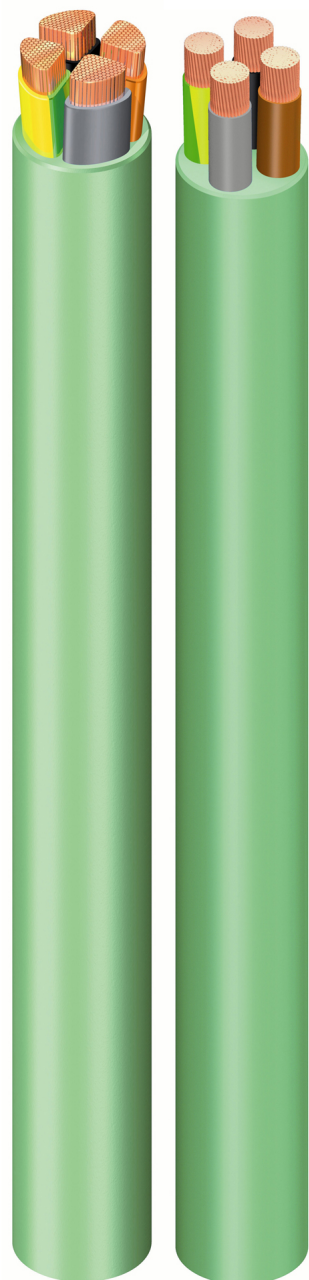
APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C)

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio (categoría C para diámetros superiores a 12 mm y categoría D para diámetros inferiores a 12 mm), de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.



EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



Intensidades máximas admisibles en instalación al aire a 40 °C conforme a IEC 60364-5-52, tabla A.52-12, tres conductores cargados, método de instalación F para cables unipolares y método de instalación E para cables multiconductores.

Intensidades máximas admisibles para cables directamente enterrados a 25 °C, 0,7 m profundidad y 1,5 K•m/W de conductividad térmica del terreno conforme a IEC 60364-5-52 tabla B.52-2.

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	25	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	30	33	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	40	43	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	52	54	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	72	71	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	97	93	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	122	118	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	153	143	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	188	170	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	243	209	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	298	248	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	350	283	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	401	319	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	460	358	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	545	413	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	638	466	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	770	544	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	889	614	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	23	30	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	32	39	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	44	52	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	66	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	78	75	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	455	65	104	112	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	135	142	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	168	171	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	204	203	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	262	250	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	320	297	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	373	338	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	430	382	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	493	427	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	583	493	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	23	30	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	32	39	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	44	52	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	57	66	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	78	85	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	104	112	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	91	93	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	115	118	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	143	143	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	174	170	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	223	209	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	271	248	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	314	283	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	359	319	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	409	358	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	489	413	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	25	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	28	33	14,2	17,62

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992408	4G4	12,2	255	50	38	43	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	49	54	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	68	71	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	91	93	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	91	93	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	115	118	1,458	1,723
1992413	4x35	25,6	1600	130	143	143	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	174	170	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	223	209	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	271	248	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	314	283	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	359	319	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	409	358	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	489	413	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	25	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	28	33	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	38	43	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	49	54	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	68	71	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	91	93	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	115	118	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	143	143	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	174	170	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	223	209	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	271	248	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	314	283	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	359	319	0,302	0,285



Simulación PVGIS

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

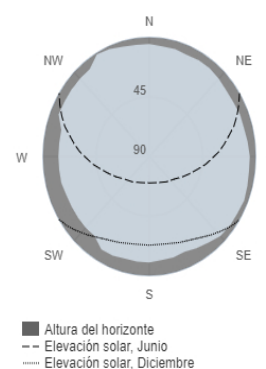
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 43.035, -2.418
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 63.84 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

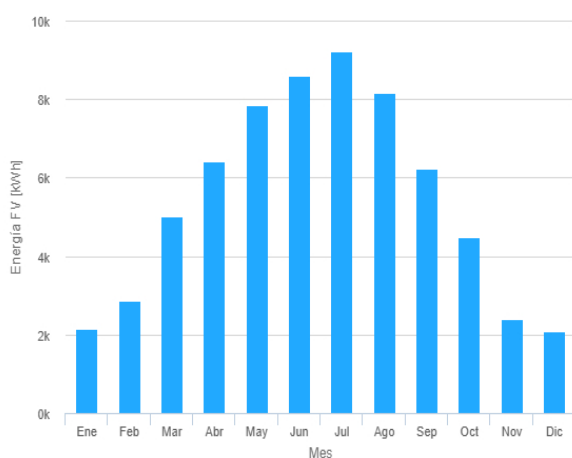
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 6 °
Ángulo de azimut: -55 °
Producción anual FV: 65525.58 kWh
Irradiación anual: 1309.99 kWh/m²
Variación interanual: 3352.99 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.51 %
Efectos espectrales: 1.47 %
Temperatura y baja irradiancia: -6.95 %
Pérdidas totales: -21.65 %

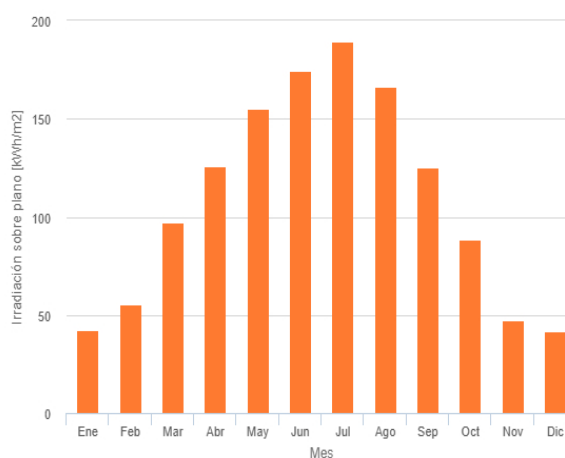
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	2144.5	42.5	221.1
Febrero	2881.4	55.6	631.2
Marzo	5020.5	97.1	893.0
Abril	6416.8	126.0	919.5
Mayo	7853.9	155.2	1144.5
Junio	8590.9	174.7	672.9
Julio	9234.3	189.7	629.9
Agosto	8168.0	166.3	588.9
Septiembre	6241.4	125.5	423.7
Octubre	4471.7	88.5	454.6
Noviembre	2409.9	47.3	469.6
Diciembre	2092.3	41.6	430.4

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].



AMPLIACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 50 kW A 90 KW PARA AUTOCONSUMO EN EL CENTRO FRAISORO DE LA FUNDACIÓN ULIAZPI

ULIAZPI



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN – EL RD 244/2019	3
2. OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO.....	5
3. CONSUMIDORES ASOCIADOS	5
4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	6
4.1 Características generales.....	6
4.2 Emplazamiento	7
4.3 Condicionantes del edificio y la cubierta.....	8
4.4 Punto de conexión	10
4.5 Medida	10
4.6 Estructura soporte.....	11
4.7 Módulos fotovoltaicos	12
4.8 Inversor.....	13
4.9 Distribución de equipos y cuadros de protección.....	14
4.10 Cableado	16
4.11 Protecciones	17
4.12 Puesta a tierra	19
5. PRESUPUESTO DE LA AMPLIACIÓN (GRUPO 2).....	20
6. PLANOS.....	22
Planta General.....	23
Esquema unifilar	25
7. CÁLCULOS	27
7.1 Cálculo de las secciones de cableado Grupo 2	27
8. ANEXOS	31
Módulo GRUPO 2: JAM66S30-490/MR (JA SOLAR).....	32
Estructura K2-SpeedRail y SpeedClip.....	35
Inversor Grupo 2: Fronius SYMO 20.0-3-M	38
Características del cableado	42
Simulación PVGIS Grupo 2.....	50

1. INTRODUCCIÓN – EL RD 244/2019

El Real Decreto 244/2019 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Se entiende por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de **instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos**.

Asimismo se define como instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas aquella instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla **alguna de las siguientes condiciones**:

i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Las instalaciones de autoconsumo, de acuerdo al RD 244/2019 se clasifican de la siguiente manera:

- **Autoconsumo sin excedentes:**

Aquellas que no pueden verter los excedentes a la red, de manera que deben instalar un sistema antivertido. Sólo existirá el sujeto consumidor. En este caso, el consumidor tiene que ser el titular de la instalación de generación.

La principal ventaja de este tipo de instalaciones es la simplificación de su tramitación, ya que no requieren de permiso de acceso y conexión por parte de la distribuidora ni tampoco de licencia de actividad.

- **Autoconsumo con excedentes vertidos a la red:**

Pueden verter los excedentes a la red. Existirá el sujeto consumidor y el sujeto productor. Aquellas instalaciones ubicadas en suelo urbanizado de potencia igual o inferior a 15 kW no necesitan permiso de acceso y conexión. El resto sí, este trámite debe realizarse a través de la distribuidora y su primer paso consiste en depositar un aval o garantía de 40 € por kW a instalar.

Según el tratamiento que se les dé a los excedentes, este se subdivide en:

○ **Modalidad con excedentes acogida a compensación:**

Cuando el consumidor y el productor opten por acogerse a compensación de excedentes, debiendo cumplirse una serie de requisitos previos, entre ellos el de que la potencia no debe ser superior a 100 kW. No necesitan licencia de actividad.

○ **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:**

Recibiendo por la energía eléctrica horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes (Existe una actividad económica ligada a la instalación y por tanto es necesaria una licencia de actividad).

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.



2. OBJETO DEL PRESENTE ESTUDIO

El presente documento tiene por objeto definir la ampliación de una instalación fotovoltaica en la modalidad de autoconsumo individual de acuerdo al RD 244/2019 en el edificio del centro Fraisoro de la Fundación Uliazpi en Zizurkil (Gipuzkoa).

3. CONSUMIDORES ASOCIADOS

El único consumidor es la Diputación Foral de Gipuzkoa (CUPS: ES0021000003171761LN).

4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

4.1 Características generales

PROMOTOR

Promotor	DIPUTACIÓN FORAL DE GIPUZKOA
CIF:	P2000000F
Dirección:	PLAZA GIPUZKOA
Localidad:	20004 DONOSTIA
Teléfono:	943 691 064

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Ubicación	ULIAZPI FRAISORO
Dirección	Elbarrena Diseminado Barreiatua, 10
Localidad:	20150 ZIZURKIL
Referencia Catastral:	7682132

CARACTERÍSTICAS GENERADOR – GRUPO 2

Tecnología del Generador	FOTOVOLTAICA
Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM66S30-490/MR
Potencia Unitaria (Wp):	490
Unidades Instaladas	84
Total Potencia Generador (Wp)	41.160

CARACTERÍSTICAS INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Fabricante:	FRONIUS
Modelo:	SYMO 20.0-3-M
Potencia unitaria (W):	20.000
Unidades Instaladas	2
Total Potencia Conversión (W)	40.000

CARACTERÍSTICAS INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Clasificación:	Autoconsumo individual con excedentes sin compensación s/RD 244/2019 REBT - Local mojado
Ubicación Punto de Conexión:	Red interior Abonado
Tensión de Conexión (V)	400
Tipo de Conexión	TRIFÁSICA

4.2 Emplazamiento

La instalación fotovoltaica se ubicará en los edificios utilizados por la fundación Uliazpi en Elbarrena 9, Fraisoro (Zizurkil). En este edificio se encuentra actualmente una instalación fotovoltaica de 50 kW, por lo que la instalación aquí presentada será una ampliación de 40 kW, llevando la potencia nominal a 90 kW.



El material de las cubiertas consiste en chapa de acero grecada (trapezoidal), colocada a modo de panel sándwich “in situ” sobre el edificio y como chapa simple directamente sobre las correas estructurales en las zonas tipo marquesina.

4.3 Condicionantes del edificio y la cubierta

La cubierta sobre la que se va a realizar la instalación presenta las siguientes características:

- Nave industrial
- Cubierta de chapa metálica trapezoidal. Con una orientación 88° Oeste y 12° de inclinación.
- El conjunto se apoya en Estructura metálica.

El conjunto de edificios que nos ocupa posee una alineación prácticamente sur (2°E). Las cubiertas se orientan por tanto o bien al este o al oeste. Los módulos se instalarán en la cubierta orientada 88° Oeste, con la inclinación del tejado de 12° sobre la horizontal, siguiendo la línea del edificio y superpuestos al tejado inclinado, sin ninguna inclinación adicional.

Se dejarán las distancias necesarias entre los módulos y los elementos existentes, como los petos laterales, de tal manera que éstos no produzcan sombras significativas sobre los módulos (criterio de cuatro horas sin sombras en el solsticio de invierno), así como entre las distintas filas de módulos.



Cubierta orientada 88° Oeste.



Ejemplo de detalle cubiertas (A la izquierda E y a la derecha O).



Otra perspectiva de las cubiertas.

4.4 Punto de conexión

Se entiende por punto de interconexión entre generador y consumo el punto de la red interior del consumidor en el que se conecta la generación con las cargas.

El suministro al consumidor asociado se realiza en alta tensión, disponiendo de un centro de transformación de abonado con un transformador de 630 kVA.

CUPS del suministro asociado: ES0021000003171761LN

De acuerdo con el REBT (ITC-BT-40 párrafo 4.3):

“Las prescripciones de la ITC-BT-40 son aplicables a todas las instalaciones de autoconsumo interconectadas, sea cual sea su potencia.”

La instalación se clasificará como generadora interconectada (C2) de acuerdo al REBT y de autoconsumo individual con excedentes acogida a compensación simplificada de acuerdo al RD 244/2019.

La instalación se interconectará en el cuadro de medida en P2 de los transformadores de intensidad de medida del abonado según el esquema 7 de la guía técnica de aplicación de la ITC-BT-40. El generador se conectará en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos. En todo caso, deberán solicitarse a la compañía distribuidora (Iberdrola) el punto de conexión y las condiciones técnicas de ésta.

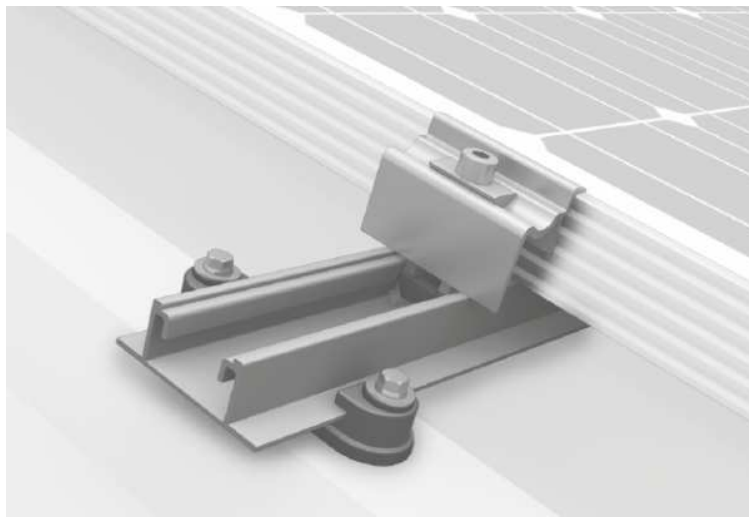
4.5 Medida

Los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera, como ya se da en el armario de medida de abonado existente.

4.6 Estructura soporte

El sistema elegido para la instalación en el agua favorable el denominado SpeedRail del fabricante alemán K2 Systems. Este sistema ha sido diseñado específicamente para aplicaciones de chapa trapezoidal y orienta los módulos en un plano paralelo a la cubierta.

El amarre de los perfiles se realiza mediante las piezas especiales (SpeedClip), que van atornilladas a la cubierta y que están dotadas de una junta EPDM para evitar filtraciones. La perfilera es de aluminio 6063, aleación Al Mg 0,7Si, y la tornillería asociada es de acero inoxidable.



Detalle del sistema SpeedRail de K2 Systems

Toda la estructura se ha dimensionado teniendo en cuenta las directrices del CTE (Código Técnico de Edificación), en especial las del Documento Básico DB SE-AE (Acciones en la Edificación), y las del eurocódigo UNE-EN 1991-1-4:2007/AC:2010, en los que se establecen los criterios de cálculo de las cargas derivadas de fenómenos meteorológicos como la nieve y el viento. El cálculo de la estructura ha tenido asimismo en cuenta las necesarias dilataciones térmicas de manera que no se generen cargas que afecten a los módulos.

Los puntos de sujeción y apoyo de los módulos fotovoltaicos en la estructura soporte son suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa, de manera que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las admisibles.

4.7 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos corresponden a la marca JA SOLAR, modelo JAM66S30-490/MR, con una potencia pico de cada módulo de 490 Wp. Se van a instalar en 2022 un total de 84 unidades (41.160 Wp).

Las características del módulo fotovoltaico propuesto son las siguientes:

Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM66S30-490/MR
Tecnología:	Monocristalino
Potencia:	490 Wp
Tolerancia de Potencia:	+ 0 Wp / + 5 Wp
Intensidad de máxima potencia (I_{max}):	12,90 A
Tensión de máxima potencia: (V_{max}):	37,99 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):	13,79 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc}):	45,33 V
Dimensiones:	2094×1134×35 mm
Peso:	26,3 kg

Sumando las potencias de generador instaladas en Grupo 1 (Instalación antigua) y Grupo 2 (Instalación nueva), tenemos un total de 98.910 Wp.

4.8 Inversor

Fabricante:	Fronius
Modelo:	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal:	20 kW
Nº de inversores:	1
Rango de tensión de entrada MPPT (DC):	420-800 Vdc
Tensión máxima de entrada (DC):	1000 Vdc
Máxima intensidad de entrada (DC):	51 A
Tensión Salida (AC):	3 x 400 Vac, 50/60 Hz
Máxima intensidad de salida (AC):	A: 28,9 A
Distorsión armónica:	< 3% (THD)
Coseno de Phi:	1
Rendimiento máximo:	98,1 %
Rendimiento europeo:	97,9 %
Consumo nocturno:	< 1 W
Índice de Protección Electrónica	IP66
Dimensiones	725 x 510 x 225 mm

4.9 Distribución de equipos y cuadros de protección.

En la instalación antigua se instalaron un total de 210 módulos en cubierta. En la instalación nueva se añadirán 84 unidades de módulos, dando un total tras la ampliación de 294 módulos instalados.



Detalle de los paneles instalados en la ampliación.

Los módulos se han conectado eléctricamente de acuerdo con el esquema unifilar del proyecto eléctrico.

Los inversores se situarán en el patio rodeado de cubiertas, uno al lado del otro y al lado de los inversores de la instalación antigua.

Se debe ampliar el cuadro AC de la instalación antigua, que se encuentra al lado de los inversores en el patio interior. Asimismo, se debe añadir un dispositivo anti vertido.



Ubicación del inversor y su cuadro AC de la instalación antigua.

4.10 Cableado

En la parte DC los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores son de cobre y con la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a un 1,5%, teniendo como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

El cableado dispone de la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

El cableado instalado es de alta seguridad (AS) libre de halógenos y no propagador de llama.

En la parte de alterna se utilizará cable RZ1 k (AS) con una tensión asignada de 0,6 1 kV, a excepción del conexionado interior de los cuadros eléctricos donde se utilizará ES07Z1 K (AS).

La parte de continua fotovoltaica será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado (PV ZZ-F) y libre de halógenos.

En cuanto a conducciones y radios de giro del cableado, se deberá respetar el REBT.

En el interior del edificio empleará canalización estanca y aislante o las canalizaciones disponibles existentes, así como en el paso de la cubierta al edificio.

La canalización empleada en cubierta para llevar el cableado hasta el paso al interior del edificio es bajo tubo no metálico.

4.11 Protecciones

Las protecciones cumplirán en todos sus puntos el artículo 11 del RD 1699/2011 sobre protecciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, así como lo estipulado en el REBT IT BT40.

Se va a sustituir el interruptor seccionador general manual para desconexión de la instalación, instalado con el módem y el fusible ubicado en el cuadro de medida de la instalación antigua por el interruptor automático magnetotérmico general, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, como protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la parte de alterna de la instalación. Se va a sustituir el modelo antiguo Interruptor Schneider modelo C120N 100A-IV-10kA-400 por el interruptor Schneider magnetotérmico 160A-IV-10kA curva C. Se van a instalar dos interruptores de este modelo, uno en el interior del cuadro general de BT y el otro en el cuadro de protección AC fotovoltaico.

El descargador de sobretensiones se ubica entre los dos interruptores magnetotérmicos y dentro del armario AC fotovoltaico, y se mantendrá el modelo Limitador Trifásico 40 kA Cirprotec CS4-40/400. Del interruptor general fotovoltaico se conecta el interruptor diferencial y de este se conectan cuatro líneas fotovoltaicas protegidas cada uno con su interruptor magnetotérmico Schneider 63A-IV-10kA-400. La línea de la antigua instalación está protegida con un interruptor diferencial modelo Schneider, 100 A IV 300mA Reconectador, con sensibilidades y temporizaciones regulables, regulados a 300 mA. Para la línea de la instalación ampliada en cambio se sustituirá este modelo por un interruptor diferencial de 160 A, concretamente el interruptor diferencial Schneider, 160 A IV 300mA Reconectador.

Protecciones ante funcionamiento en isla (incluidas en los inversores) en caso de que los parámetros de tensión se encuentren fuera del rango 85%-110% de 400 V y/o la frecuencia se encuentre fuera del rango 49-51 Hz.

Al no disponer los inversores de transformador que realice una separación galvánica, de acuerdo con la nota interpretativa del Ministerio de Industria en cuanto a la equivalencia a la separación galvánica en instalaciones generadoras de Baja Tensión, se dispondrá de una separación galvánica equivalente cumpliendo los siguientes requisitos:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre red y la instalación (Cumplimiento del esquema de aislamiento incluido en la nota interpretativa)
- Proporcionar seguridad personal (cumplimiento ITC-BT-24 del REBT).
- Evitar la inyección de corriente continua en la red (la corriente continua inyectada en la red de distribución por una instalación generadora no será superior al 0,5% de la corriente nominal de la misma.

Debiendo tanto el punto 1 y 2 ser certificados por el instalador una vez efectuada la instalación, y el punto 3 será certificado por el fabricante de inversores o por un organismo independiente. Para más información, consúltase el esquema unifilar del proyecto eléctrico.

4.12 Puesta a tierra

Con objeto de evitar tensiones de defecto en caso de defecto de aislamiento de los circuitos, las masas de la instalación (los marcos de los módulos, armarios envolventes, carcasa del inversor, canalizaciones, etc.) deberán ir unidas eléctricamente a tierra mediante una instalación de puesta a tierra independiente de la del neutro de la compañía distribuidora, de acuerdo con las directrices del Reglamento de Baja Tensión.

Para ello, se empleará la pica de tierra del propio edificio, la cual se unirá mediante un conductor de cobre aislado de 16 mm² a una borna principal de tierra de la instalación fotovoltaica. De esta borna principal de tierra saldrán los conductores de protección de cobre aislado de 16 mm², a los que se unirán las diferentes masas de la instalación.

Se comprobará que la resistencia de puesta a tierra de la instalación cumple con el REBT. En caso de no ser así se ubicarán las picas adicionales que se requieran hasta llegar a los valores adecuados.

5. PRESUPUESTO DE LA AMPLIACIÓN (GRUPO 2)

PARTIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
1	MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO	1,00	16.122,12	16.122,12
	JA SOLAR JAM66S30-490/MR	84,00	191,93	16.122,12
	Módulo del fabricante JASOLAR, modelo JAM66S30-490/MR, (o similar) de 490 Wp y dimensiones 2187 x 1102 x 35 mm. Panel con eficiencia del 20,7 %, tolerancia positiva -0/+5 W, garantía de fabricación de 12 años y garantía de potencia lineal de 25 años, con una máxima degradación anual del 0,55 %. El peso del módulo es de 26,3 kg.			
2	ESTRUCTURA MÓDULOS SOLARES	1,00	3.224,40	3.224,40
	K2 SYSTEMS SPEED RAIL / SOLID RAIL	1,00	3.224,40	3.224,40
	Estructura coplanar de aluminio para paneles solares . Incluye tornillería de acero inoxidable y todos los elementos necesarios para el montaje y alineación de los módulos en las estructuras, según sistema de montaje autorizado por el fabricante.			
3	INVERSORES SOLARES	1,00	5.111,32	5.111,32
	FRONIUS SYMO 20.0-3-M	2,00	2.555,66	5.111,32
	Inversor del fabricante FRONIUS, modelo SYMO 20.0-3-M de 20 kWn trifásico para la conexión a red cumpliendo con todos los requisitos del proyecto técnico pliego de condiciones y normativa vigente. El equipo seleccionado se integra perfectamente en la instalación permitiendo el máximo autoconsumo mediante la gestión eficiente del nivel de alimentación y la carga.			
4	MONITORIZACIÓN Y GESTIÓN	1,00	2.084,13	3.246,15
	MONIT CIRCUTOR	1,00	2.084,13	2.084,13
	Equipos CIRCUTOR para monitorización de consumo edificio y producción de la instalación fotovoltaica consistentes en - 1 Datalogger Line-EDS-Cloud con Webserver integrado - 2 Analizadores de red cv mini con sus transformadores de intensidad. - Línea Ethernet para comunicación del EDS			
	PDATOS PANTALLA	1,00	1.162,02	1.162,02
	Pantalla de presentación de datos de producción y consumo en términos diario, mensual y anual			
5	MATERIAL ELÉCTRICO	1,00	6.528,18	6.528,18
	INS-FV-GEN Trabajos de instalación	1,00	6.528,18	6.528,18
	- Suministro de cableado, según necesidades de CC, para conexión de los módulos a inversor. Incluye suministro de conectores rápidos. - Suministro de caja de protecciones de CA a la salida del inversor, dimensionada y con protecciones según necesidades. - Suministro de cableado, según necesidades de CA, para la conexión de la FV al CGBT. - Suministro de canalización para conducción del cableado. - Puesta a tierra, incluyendo todo el material necesario.			



PARTIDA	DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
6	INSTALACIÓN		1,00	8.486,63	9.136,63
	MO	Mano de Obra	1,00	8.486,63	8.486,63
	- Mano de obra para el montaje de estructuras, módulos, inversores e instalación eléctrica.				
	TRA-FV-GEN	Transporte y elevación	1,00	650,00	650,00
	- Transporte de los equipos y materiales a la obra - Medios de elevación para trabajos en cubierta				
7	INGENIERÍA Y LEGALIZACIÓN		1,00	600,00	600,00
	ENG-PRO-DIR-S	Ingeniería y Dirección de Obra	1,00	600,00	600,00
	- Tramitación y gestión de los permisos y licencias necesarias para realizar la obra y legalizar la instalación. - Redacción de proyecto o memoria técnica, dirección de obra y puesta en marcha. - Entrega de manuales de funcionamiento y mantenimiento de la instalación.				
	BASE IMPONIBLE (€)		IVA (€)		TOTAL
	43.968,80		9.233,45		53.202,25 €



6. PLANOS

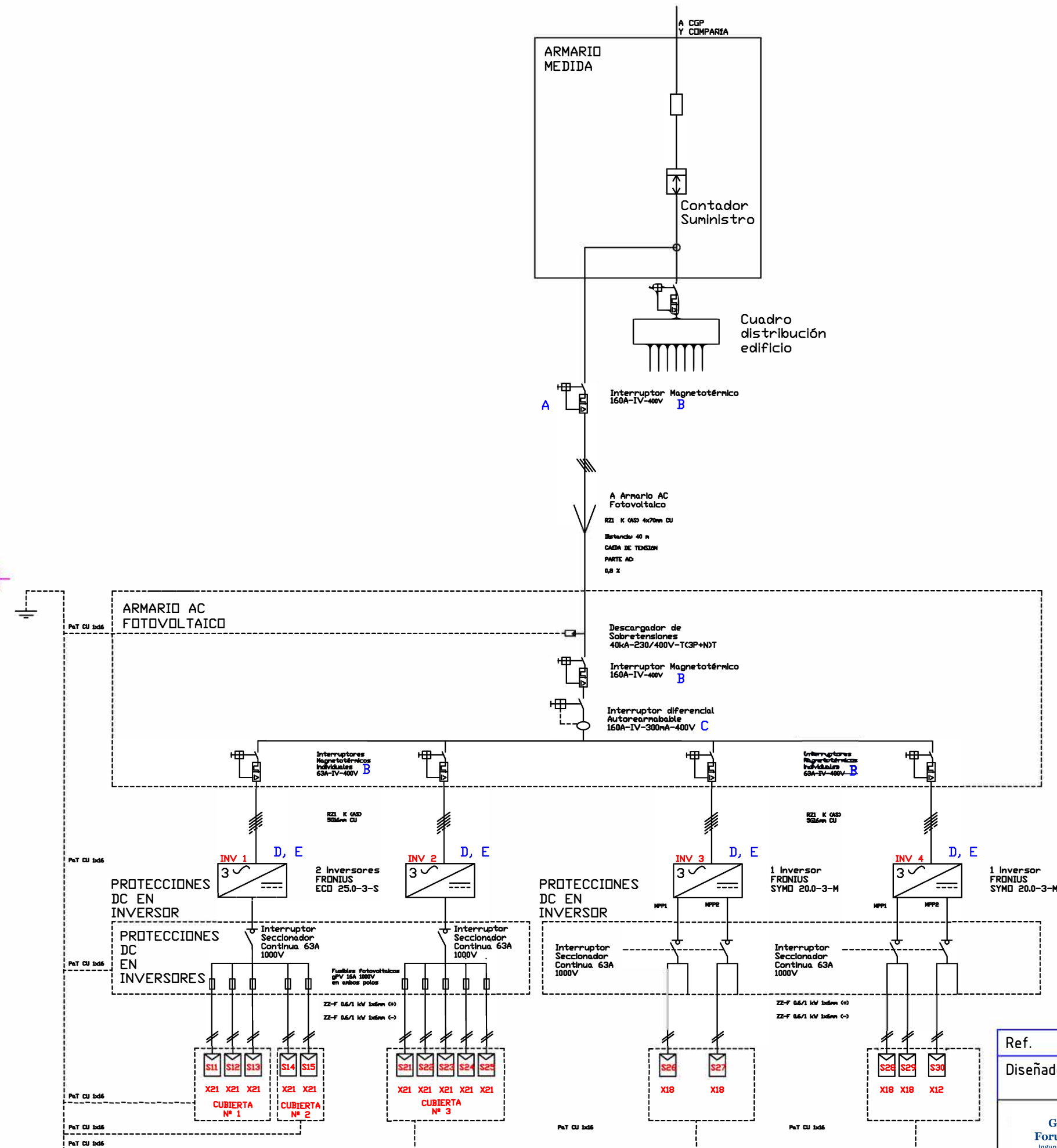


Planta General





Esquema unifilar



Potencia Total: 90 kW (98,91 kWp)
210 Módulos SUNTECH STP27520/WfW
84 Módulos JA SOLAR JAM66S30-490/MR
PROTECCIONES DE ACUERDO A RD 1699/2011

- A.- Interruptor general manual
- B.- Interruptor magnetotérmico
- C.- Interruptor diferencial
- D.- Protecciones ante funcionamiento en isla
(Incluidas en los inversores)
- E.- Equivalencia a separación galvánica
(Inversor + cumplimiento de la instalación)

Ref.	Cantidad	Título/Nombre, designación, material, dimensión, etc.			Nº de artículo/Referencia	
Diseñado por		Revisado por	Aprobado por – fecha	Nombre archivo	Fecha	Escala -
 Gipuzkoako Foru Aldundia Ingurumeneko eta Obra Hidraulikoetako Departamentua  Diputación Foral de Gipuzkoa Departamento de Medio Ambiente y Obras Hidráulicas			Fotovoltaica 90 kW (98,91 kWp)			
			ULIAZPI FRAISORO			Edición 1

7. CÁLCULOS

7.1 Cálculo de las secciones de cableado Grupo 2

La caída máxima de tensión contemplada en los tramos de CC **no debe superar el 1,5%** y en los tramos AC hasta la conexión con la red interior del edificio **no debe superar el 2%**.

7.1.1 Tramo de corriente continua

7.1.1.1 Conexión módulos fotovoltaicos – inversores

El cálculo de la sección se realiza de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \cdot 2 \cdot L_L \cdot I_L}{\Delta V}$$

S = Sección del conductor (mm²) a determinar

$\rho_{20,Cu}$ = resistividad del conductor ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$) a 20°C: 1,786·10⁻⁸ ($\Omega \cdot m$)

α = variación resistividad con la temperatura: 3,93·10⁻³ °C⁻¹

ΔT = variación de temperatura de funcionamiento 70 °C

L_L = Longitud máxima de la línea (m): En función de la serie

I_L = Intensidad por la línea (A): Impp (70°C)

ΔV = caída de tensión máxima de la línea (V): Vmpp (70°C) / 100 x DT max

A continuación, se presenta el cálculo resultante para las diferentes series eléctricas:

	Inversor 3		Inversor 4		
SERIE PV	S26	S27	S28	S29	S30
Número de módulos	18	18	18	18	12
LI (m)	60	58	40	38	34
Vmpp (V)	582,8	582,8	582,8	582,8	388,6
DV MÁX (V)	8,74	8,74	8,74	8,74	5,83
Sección mínima (mm ²)	3,8	3,7	2,5	2,4	3,2
Sección elegida (mm ²)	6	6	6	6	6
DV REAL (V)	5,54	5,36	3,69	3,51	3,14
% DV	1,0%	0,9%	0,6%	0,6%	0,8%
	17,1%	16,5%	11,4%	10,8%	9,7%

TOTAL MÓDULOS 84
% DV GLOBAL 0,78%

Dando una caída de tensión global resultante máxima en la parte CC del 0,78 %. Como se puede ver, se han elegido los cables PV ZZ-F 0,6/1 kW 1x6mm de 6 mm² de sección para la parte continua de la instalación, para reducir considerablemente la caída de tensión entre el generador fotovoltaico y los inversores.

7.1.2 Tramo de corriente alterna

7.1.2.1 Conexión inversores – armario de alterna

Debido a la poca longitud de cableado necesaria para realizar esta conexión, el cálculo de la sección de este se hace basándose en la máxima corriente que debe soportar ya que cumpliendo ese requisito las pérdidas serán casi despreciables.

En nuestro caso, dimensionaremos el cableado teniendo en cuenta la máxima corriente que discurrirá por éste, siendo ésta de 28,9 A para el modelo de inversor de la instalación nueva de ampliación de 20 kW, tal y como se puede obtener de la ficha técnica del producto suministradas por el fabricante. Teniendo en consideración el interruptor magnetotérmico de 63 A nominales instalados en cada una de las dos ramas de los inversores, para la instalación

nueva de ampliación se ha optado por un cableado de cobre RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 16 mm² de sección (5G16) cuya máxima corriente admisible es de 93 A.

7.1.2.2 Conexión armario alterna – Punto de conexión

La instalación tiene una potencia pico total de 98,91 kWp y una potencia máxima de inversores de 90 kW.

El cableado lo dimensionaremos teniendo en cuenta la corriente máxima que discurrirá por éste. La corriente máxima de salida del modelo de inversor de 25 kW de la instalación antigua es de 36,1 A por lo que la corriente máxima total de salida de la nueva instalación junto con la ampliación será de 130 A. Para este tramo se ha optado por el cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 70 mm² de sección (1x4x70mm) cuya máxima corriente admisible es de 209 A, que se ha elegido teniendo en consideración la intensidad nominal de los interruptores generales magnetotérmicos de 160 A y a partir de los cálculos explicados a continuación.

Por criterio caídas de tensión:

La caída máxima en la parte AC debe ser inferior al 2%. La caída de tensión se calcula con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot R_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

La sección del conductor se deduce a partir de la expresión de la resistencia de un conductor:

$$R_L = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

que al sustituir en la expresión anterior, nos dará el valor de la sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \cdot L_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi}{\Delta V}$$

Siendo: S = Sección del conductor (mm²) a determinar

$$\rho_{20, Cu} = \text{resistividad del conductor } \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m} \right) \text{ a } 20^\circ\text{C: } 1,786 \cdot 10^{-8} (\Omega \cdot m)$$

$$\alpha = \text{variación resistividad con la temperatura: } 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\Delta T = \text{variación de temperatura de funcionamiento } 70 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$L_L = \text{Longitud máxima de la línea (m):}$$



I_L = Intensidad por la línea (A):

ΔV = caída de tensión máxima de la línea (V): 400 /100 x DT máxima

$$S = \text{RAIZDE3} * \text{ro20} * (1 + \text{alfaDT}) * L * I * \text{COSFI} / DV$$

	TRAMO 1 INV CUADRO AC	TRAMO 2 CUADRO AC P CONEXIÓN
LI (m)	5	40
II (A)	29	130
V (V)	400	400
DV (%)	2	2
DV (V)	8	8
Sección mínima (mm2)	0,7	23,7
Sección elegida (mm2)	16	70
DV (V)	0,33	2,70
%	0,1%	0,7%
% TOTAL	0,8%	



8. ANEXOS



Módulo GRUPO 2: JAM66S30-490/MR (JA SOLAR)

DEEP BLUE 3.0

Mono

505W MBB Half-cell Module
JAM66S30 480-505/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

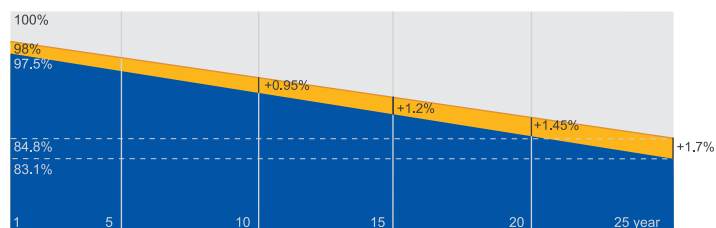


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

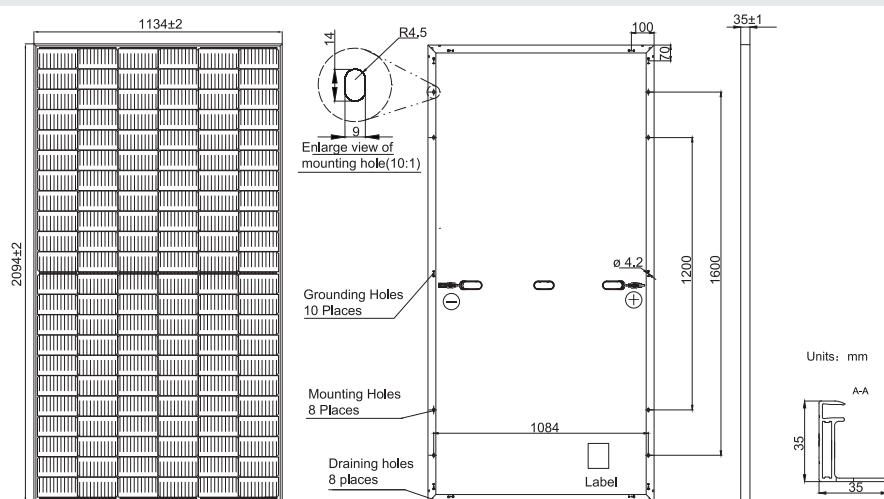
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Cell	Mono
Weight	26.3kg±3%
Dimensions	2094±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 682pcs/40ft Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	480	485	490	495	500	505
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	45.07	45.20	45.33	45.46	45.59	45.72
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	37.62	37.81	37.99	38.17	38.35	38.53
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.2	20.4	20.6	20.8	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

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

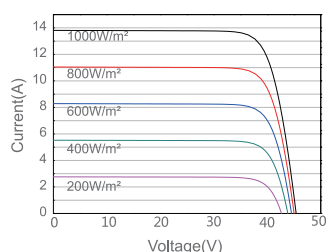
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

OPERATING CONDITIONS

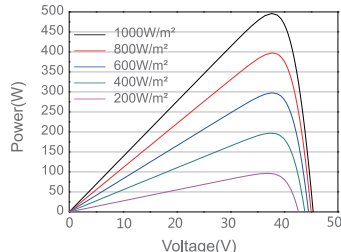
TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR		
Rated Max Power(P _{max}) [W]	363	367	370	374	378	382	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	42.15	42.30	42.43	42.58	42.72	42.86	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	35.54	35.67	35.76	35.84	35.93	36.02	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.99	11.06	11.13	11.20	11.27	11.34	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	5400Pa(112lb/ft ²) 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.21	10.28	10.36	10.44	10.52	10.60	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

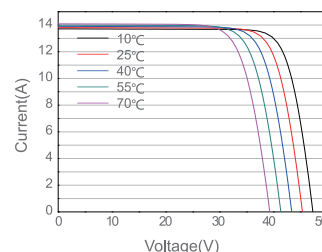
Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Power-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR

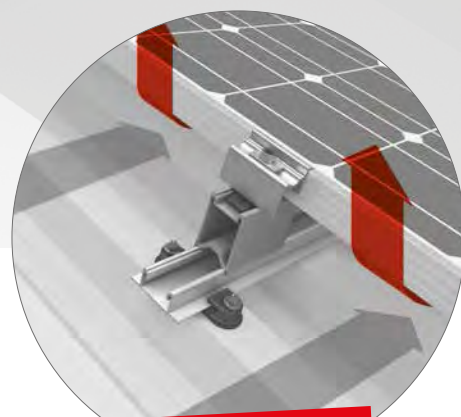
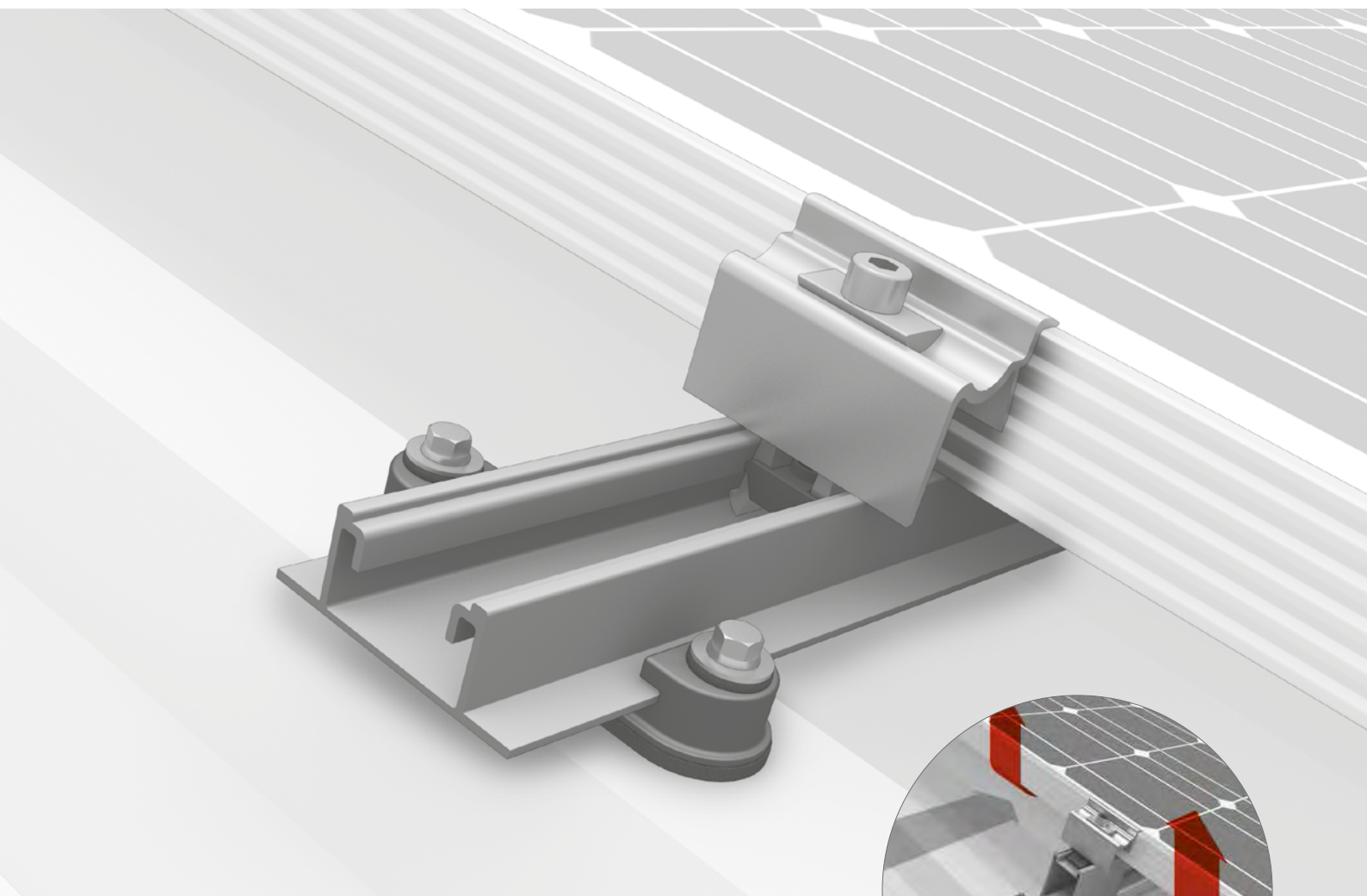




Estructura K2-SpeedRail y SpeedClip



Sistema SpeedRail

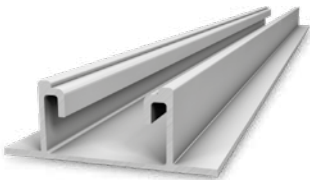


Opcionalmente con
RailUp Elevación

- / El acreditado sistema de guías largas para aplicaciones de chapa trapezoidal colocado de forma flotante con expansión lineal térmica controlada.
- / Nuestro sistema más vendido, más de 3 GW instalado en todo el mundo
- / Sistema multiuso que se instala en solo 4 pasos, apto incluso para cargas elevadas



Componentes



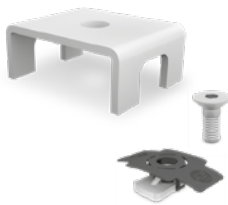
SpeedRail

- / Perfil de montaje con sencillo montaje insertado en SpeedClips
- / Disponibles diferentes longitudes



SpeedClip

- / Soporte de montaje para SpeedRail
- / Poliamida reforzada con fibra de vidrio con junta EPDM
- / Fijación con tornillos perforadores para chapa trapezoidal



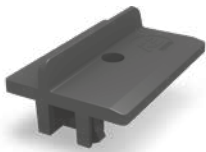
SpeedLock

- / Seguro de montaje del SpeedRail para dilatación térmica
- / Como kit con tuerca de inserción MK2 y tornillo de acero inoxidable



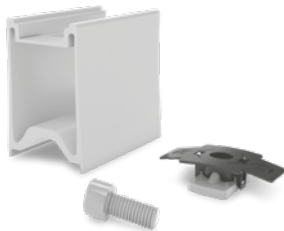
SpeedConnector

- / Conector de perfil para SpeedRail
- / Tres orificios para un montaje flexible
- / Como kit con tornillos avellanados



AddOn

- / Para el montaje en cuadrícula con módulos horizontales
- / Bloques de módulos sin costura y sin una segunda capa de rieles

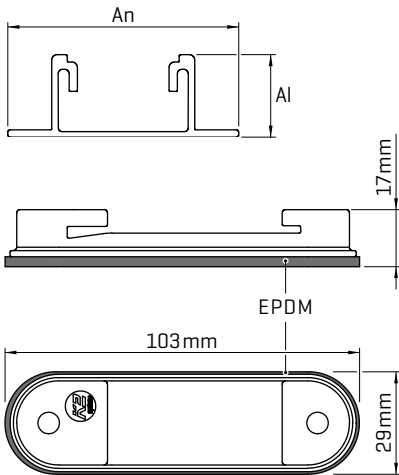


RailUp Set

- / Mejora la ventilación trasera de los módulos
- / Simplifica la instalación de microinversores

Datos técnicos

	SpeedRail / SpeedClip
Campo de aplicación	Tejado de chapa trapezoidal
Tipo de fijación / anclaje al techo	Montaje insertado en SpeedClips y atornillado en la cubierta del tejado
Requisitos	- Grosor de chapa: $\geq 0,4$ mm acero y $\geq 0,5$ mm aluminio - Paneles sándwich: Necesaria autorización del fabricante - Anchura de la greca: como mínimo 22 mm* - Soporte plano alrededor de orificio de perforación: $\varnothing \geq 20$ mm
Material	- SpeedRail: Aluminio [EN AW-6063 T66; 0,64 kg/m] - SpeedClip: Poliamida reforzada con fibra de vidrio con EPDM
Medidas de SpeedRail	
An = anchura [mm]	63
Al = altura [mm]	22,5
L = longitudes [m]	2,25 / 3,30 / 4,40 / 5,50 m
Medidas de SpeedClip	Ver dibujo
Unión en cruz con	SingleRail o SolidRail





Inversor Grupo 2: Fronius SYMO 20.0-3-M

FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro

/ Tecnología
SnapINverter/ Comunicación
de datos integrada/ Diseño
SuperFlex/ Seguimiento
inteligente GMPP/ Smart Grid
Ready

/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La Interface estándar a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. Además, la interface Meter permite la gestión dinámica de alimentación y una clara visualización del consumo.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.\ 1} / I_{dc\ máx.\ 2}^{1)}$)	16 A / 16 A					
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂ ¹⁾)	24 A / 24 A					
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	150 V					
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V					
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	595 V					
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V					
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Número de seguidores MPP	1			2		
Número de entradas CC	3			2+2		
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %					
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm					
Peso	16,0 kg			19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	1					
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	2 / 3					
Consumo nocturno	< 1 W					
Concepto de inversor	Sin Transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ² ³⁾		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ³⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾ , NRS 097					

¹⁾ Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M y 4.5-3-M.

²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

³⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

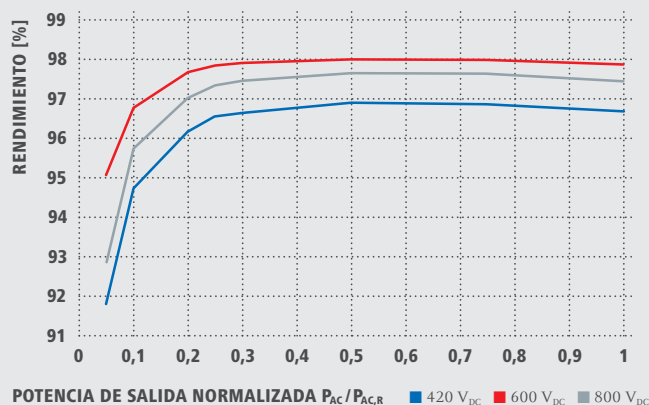
DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.\ 1} / I_{dc\ máx.\ 2}$)	27 A / 16,5 A ¹⁾		33 A / 27 A		
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ máx.\ 1} + I_{dc\ máx.\ 2}$)	43,5 A		51,0 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	600 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW _{peak}	18,8 kW _{peak}	22,5 kW _{peak}	26,3 kW _{peak}	30,0 kW _{peak}
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

¹⁾ 14,0 A para tensiones < 420 V

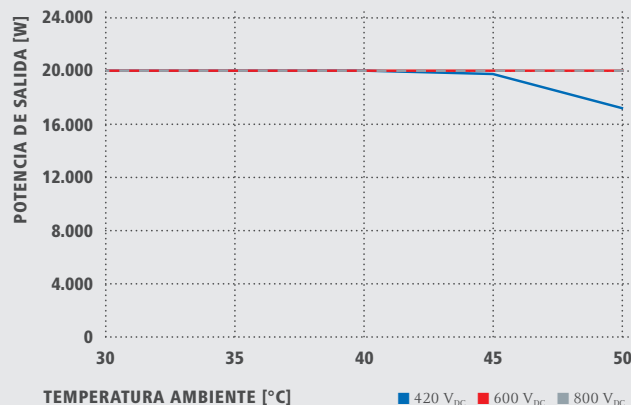
²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Rail DIN para protección de sobretensión opcional (tipo 2) está incluido.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %				98,1 %
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % $P_{ACR}^{1)}$	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % $P_{ACR}^{1)}$	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % $P_{ACR}^{1)}$	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % $P_{ACR}^{1)}$	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % $P_{ACR}^{1)}$	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % $P_{ACR}^{1)}$	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % $P_{ACR}^{1)}$	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % $P_{ACR}^{1)}$	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ²⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

¹⁾ γ con $U_{mpp\ min.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max.}$ ²⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov 2014 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Industrial La Laguna
Calle Arroyo del Soto 17
28914 Leganés (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com



Características del cableado

power in wire and cables



KBE Solar

**MADE IN
GERMANY**

KBE Solar TÜV
TÜV PV1-F

KBE Solar DB
Erdverlegbar / direct burial

KBE Solar HV 1500 V
TÜV PV1500DC-F

KBE Multinorm
TÜV PV1-F / UL 4703 (PV Wire)

customized • fast • flexible • cost-optimized

KBE Elektrotechnik GmbH • Symeonstraße 8 • 12279 Berlin • GERMANY

Tel: +49 (0)30 / 25 208-100 • Fax: +49 (0)30 / 25 208-140 • info@kbe-elektrotechnik.com • www.kbe-elektrotechnik.com



Die KBE Elektrotechnik GmbH ist Hersteller von Kabeln und Leitungen für die Solar-, Automobil- und Hausgeräteindustrie.

In unseren nach ISO TS 16949 zertifizierten Werken produzieren wir rund 1,5 Mio km Leitungen und verarbeiten ca. 20000 t Kupfer pro Jahr.

Das KBE Solarleitungsprogramm reicht von Standardleitungen, über erdverlegbare Leitungen bis hin zu Solarkabeln mit internationalen Zertifizierungen und Spannungen bis 1500 Volt.

Diese speziell auf Anforderungen im Bereich PV-Kraftwerke, Dachanlagen, Kabelkonfektion, Modulherstellung und Großhandel angepassten Solarleitungen werden auf modernsten Anlagen kostenoptimiert hergestellt.

Unsere KBE Solarleitungen sind gemäß TÜV und UL zertifiziert. Unsere vernetzten Spezialisierungen übertreffen die gestellten Anforderungen und erzielen eine hohe Lebensdauer und Einsatzsicherheit.

KBE Solarleitungen sind in verschiedenen Außendurchmessern erhältlich und damit kompatibel zu allen gängigen Steckern und Anschlussdosen. Unsere kurzen Lieferzeiten werden Sie überzeugen. Verschiedene Verpackungsgrößen erfüllen Ihre individuellen Anforderungen.

KBE Elektrotechnik GmbH is specialized in manufacturing electrical wires and cables for the photovoltaic, automotive, and household appliance industry.

All our plants are certified according to ISO TS 16949. We manufacture about 1.5 million km of wires and cables with 20000 tons of copper per year.

KBE's solar product range covers standard cables, PV-cables for direct burial, and voltages up to 1500 V. Our cables are certified according to TÜV and international standards.

Our solar cables are suitable for installations in PV power plants, roof systems, wire harnesses, and panel manufacturing while meeting the expectations of distributors. Our state-of-the-art production facilities guarantee a continuous cost optimization.

KBE solar cables are TÜV certified and UL Listed. The special cross-linked insulations exceed the test requirements to ensure long service time and high operating reliability.

KBE solar cables are available in many different outer diameters making them compatible with almost all connectors and junction boxes. Our capacity and short delivery time is outstanding while offering different packaging sizes to meet your individual requirements.



KBE Solar DB – Datenblatt / Technical Data Sheet

Stand: 31.05.2013

Leiter / conductor

- E-Cu verzinkt nach DIN EN 60228 Klasse 5

- *E-Cu tinned, DIN EN 60228 Class 5*

Isolationsmaterial / insulation material

- Vernetztes Polyolefin
- 32 Shore D
- Halogenfrei
- Isolationswiderstand im Wasserbad bei 90°C > 3GΩ*m

- *Crosslinked Polyolefin*
- *32 Shore D*
- *Halogen free*
- *Long-term insulation resistance in water at 90°C > 3GΩ*m*

Mantelmaterial / jacket material

- Vernetztes Spezial-Polyolefin
- 36 Shore D
- Halogenfrei
- Witterungs- und UV-beständig
- Ozonbeständig

- *Crosslinked Special-Polyolefin*
- *36 Shore D*
- *Halogen free*
- *Weathering and UV-resistant*
- *Ozone resistant*

Temperaturbereich / temperature range

- -40°C bis +90°C
- max. Leitertemperatur: 120°C

- *-40°C to +90°C*
- *max. conductor temperature: 120°C*

Bemessungsspannung / voltage rating

- $U_0/U = 600/1000 V_{AC}$
- max. 1800 V_{DC} (Leiter/Leiter, nicht geerdetes System, unbelasteter Stromkreis)

- $U_0/U = 600/1000 V_{AC}$
- *max. 1800 V_{DC} (conductor-conductor, non earthed system, circuit not under load)*

Erdverlegbarkeit / direct burial

- KBE-interne Prüfung gemäß UL 854
- (Impact-Resistance Test und Crushing-Resistance Test)
- Installationshinweise DIN VDE 50174-1; § 5.2.4 und DIN VDE 0891 Teil 6, § 4.2

- *KBE-internal test according to UL 854*
- *(Impact-Resistance Test and Crushing-Resistance test)*
- *Installation instructions DIN VDE 50174-1; § 5.2.4 and DIN VDE 0891 Teil 6, § 4.2*

Flammwidrigkeit / flame resistance

- Gemäß DIN EN 60332-1-2

- *Acc. to DIN EN 60332-1-2*

Farben / colours

- Schwarz, Rot, Blau

- *black, red, blue*

Richtlinien & Zertifikate / guidelines & certificates

- TÜV 2 PfG 1169/08.07, R60085683
- RoHS 2002/95/EC

- *TÜV 2 PfG 1169/08.07, R60085683*
- *RoHS 2002/95/EC*

Bedruckung / printing: KBE SOLAR DB PV1-F x,xxmm²

Querschnitt / cross section	Leiteraufbau / conductor design	Widerstand / resistance	min. Wand- stärke Isola- tion / min. insulation thickness	min. Wand- stärke Mantel / min. jacket thickness	Außen Ø / outer Ø	Gewicht / weight	KBE Artikelnummer / item no.
[mm²]	n x max- Ø [mm]	Rmax. [mΩ/m]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	
4,0	56 x 0,310	5,09	0,50	0,50	5,70	60,0	730400015020QU
6,0	80 x 0,310	3,39	0,50	0,50	6,40	80,0	730600015020QU
10,0	80 x 0,410	1,95	0,50	0,50	7,30	120,0	731000015020QU

power in wire and cables

Zertifikat

Certificate



Zertifikat Nr. *Certificate No.*
R 60085683

Blatt *Page*
0001

Ihr Zeichen *Client Reference*

Unser Zeichen *Our Reference*

Ausstellungsdatum

Date of Issue
(day/mo/yr)

0010-- 21197705 001

28.05.2013

Genehmigungsinhaber *License Holder*
KBE Elektrotechnik GmbH
Symeonstr. 8
12279 Berlin
Deutschland

Fertigungsstätte *Manufacturing Plant*
KBE Elektrotechnik GmbH
Symeonstr. 8
12279 Berlin
Deutschland

Prüfzeichen *Test Mark*

Geprüft nach *Tested acc. to*
2 PFG 1169/08.07



Zertifiziertes Produkt (Geräteidentifikation)
Certified Product (Product Identification)

Lizenzentgelte - Einheit
License Fee - Unit

PV-Cables

Designation: KBE Solar DB
Code designation: PV1-F
Cross diameter: 4,0mm² ; 6,0mm² , 10,0mm²
Rated voltage: AC U₀/U 0,6 / 1,0kV
max. voltage: DC 1,8kV (conductor-conductor
non earthed System)
Ambient temperature t_a: -40°C to +90°C
max. temperature at conductor: + 120°C @ 20.000h
Colour insulation: natural
Colour sheath: black, red, blue
Material Insulation: crosslinked Polyolefine
Material sheath: spec. crosslinked Polyolefine

13

13

Dem Zertifikat liegt unsere Prüf- und Zertifizierungsordnung zugrunde und es bestätigt die Konformität des Produktes mit den oben genannten Standards und Prüfgrundlagen. Zusätzliche Anforderungen in Ländern, in denen das Produkt in Verkehr gebracht werden soll, müssen zusätzlich betrachtet werden. Die Herstellung des zertifizierten Produktes wird überwacht.
This certificate is based on our Testing and Certification Regulation and states the conformity of the product with the standards and testing requirements as indicated above. Any additional requirements in countries where the product is going to be marketed have to be considered additionally. The manufacturing of the certified product is subject to surveillance.

TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystraße 2, 90431 Nürnberg
Tel.: +49 221 806-1371 e-mail: cert-validity@de.tuv.com
Fax: +49 221 806-3935 http://www.tuv.com/safety

Zertifizierungsstelle

Guido Volberg

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



NORMAS

UNE 21123-4 - Norma constructiva

IEC 60502-1 - Norma constructiva

UNE-EN 60332-1-2 - No propagador de la llama

UNE-EN 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

UNE-EN 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

UNE-EN 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama

IEC 60332-3-24 ó 25 - No propagador del incendio

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

CUBIERTA EXTERIOR:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos

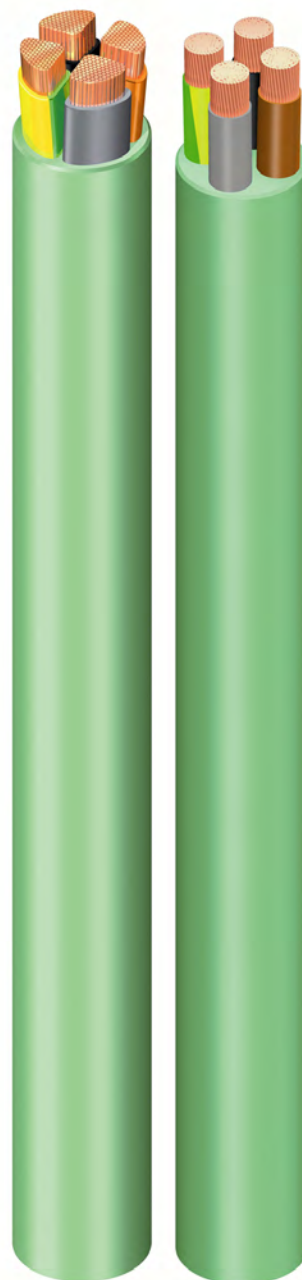
APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C, siendo capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40°C)

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio (categoría C para diámetros superiores a 12 mm y categoría D para diámetros inferiores a 12 mm), de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.



EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



Intensidades máximas admisibles en instalación al aire a 40 °C conforme a IEC 60364-5-52, tabla A.52-12, tres conductores cargados, método de instalación F para cables unipolares y método de instalación E para cables multiconductores.

Intensidades máximas admisibles para cables directamente enterrados a 25 °C, 0,7 m profundidad y 1,5 K•m/W de conductividad térmica del terreno conforme a IEC 60364-5-52 tabla B.52-2.

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5,7	45	25	21	25	23,65	29,37
1992107	1x2.5	6,1	60	25	30	33	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	40	43	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	52	54	5,95	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	72	71	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	97	93	2,24	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	122	118	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	153	143	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	188	170	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	715	65	243	209	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	925	70	298	248	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1165	80	350	283	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1445	90	401	319	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1745	95	460	358	0,27	0,234
1992120	1x240	26,6	2295	135	545	413	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2895	155	638	466	0,193	0,142
1992122	1x400	34,8	3930	175	770	544	0,164	0,107
1992123	1x500	39,5	5055	200	889	614	0,146	0,085
1992206	2x1.5	8,6	100	35	23	30	23,61	29,37
1992207	2x2.5	9,4	130	40	32	39	14,2	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	44	52	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	66	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	78	75	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	455	65	104	112	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	700	75	135	142	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	985	90	168	171	1,057	1,224
1998214	2x50	21,3	1150	85	204	203	0,759	0,852
1998215	2x70	24,7	1590	100	262	250	0,556	0,601
1998216	2x95	27,7	2060	140	320	297	0,438	0,455
1998217	2x120	31,3	2630	160	373	338	0,358	0,356
1998218	2x150	34,5	3245	175	430	382	0,302	0,285
1998219	2x185	37,8	3935	190	493	427	0,262	0,234
1998220	2x240	43,3	5200	220	583	493	0,215	0,177
1992306	3G1.5	9,0	115	40	23	30	23,61	29,37
1992307	3G2.5	9,9	155	40	32	39	14,2	17,62
1992308	3G4	11,1	205	45	44	52	8,839	10,93
1992309	3G6	12,3	275	50	57	66	5,919	7,288
1992310	3G10	14,3	415	60	78	85	3,458	4,218
1992311	3G16	16,5	600	70	104	112	2,218	2,672
1992311	3x16	16,5	600	70	91	93	2,218	2,672
1992312	3x25	20,0	900	80	115	118	1,458	1,723
1992313	3x35	23,3	1270	95	143	143	1,057	1,224
1998314	3x50	24,9	1550	100	174	170	0,759	0,852
1998315	3x70	29,2	2160	150	223	209	0,556	0,601
1998316	3x95	32,5	2790	165	271	248	0,438	0,455
1998317	3x120	36,7	3555	185	314	283	0,358	0,356
1998318	3x150	40,6	4405	205	359	319	0,302	0,285
1998319	3x185	44,3	5330	225	409	358	0,262	0,234
1998320	3x240	50,8	7035	305	489	413	0,215	0,177
1992406	4G1.5	9,9	140	40	20	25	23,61	29,37
1992407	4G2.5	10,9	185	45	28	33	14,2	17,62

EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS)

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1992408	4G4	12,2	255	50	38	43	8,839	10,93
1992409	4G6	13,5	340	55	49	54	5,919	7,288
1992410	4G10	15,8	525	65	68	71	3,458	4,218
1992411	4G16	18,3	760	75	91	93	2,218	2,672
1992411	4x16	18,3	760	75	91	93	2,218	2,672
1992412	4x25	22,4	1150	90	115	118	1,458	1,723
1992413	4x35	25,6	1600	130	143	143	1,057	1,224
1998414	4x50	27,5	2065	140	174	170	0,759	0,852
1998415	4x70	32,3	2885	165	223	209	0,556	0,601
1998416	4x95	35,9	3735	180	271	248	0,438	0,455
1998417	4x120	40,7	4780	205	314	283	0,358	0,356
1998418	4x150	44,9	5900	225	359	319	0,302	0,285
1998419	4x185	49,4	7195	250	409	358	0,262	0,234
1998420	4x240	56,6	9500	340	489	413	0,215	0,177
1992506	5G1.5	10,8	170	45	20	25	23,61	29,37
1992507	5G2.5	11,9	225	50	28	33	14,2	17,62
1992508	5G4	13,4	310	55	38	43	8,839	10,93
1992509	5G6	14,9	420	60	49	54	5,919	7,288
1992510	5G10	17,5	645	70	68	71	3,458	4,218
1992511	5G16	20,2	925	85	91	93	2,218	2,672
1992512	5G25	24,8	1410	100	115	118	1,458	1,723
1992513	5G35	28,4	1955	145	143	143	1,057	1,224
1992514	5G50	33,1	2730	170	174	170	0,759	0,852
1992515	5G70	39,0	3870	195	223	209	0,556	0,601
1992516	5G95	43,4	4985	220	271	248	0,438	0,455
1992517	5G120	49,4	6375	250	314	283	0,358	0,356
1992518	5G150	54,7	8000	330	359	319	0,302	0,285



Simulación PVGIS Grupo 2

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

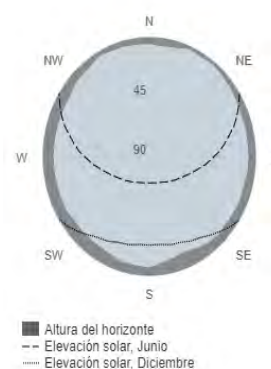
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 43.188, -2.056
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 41.16 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

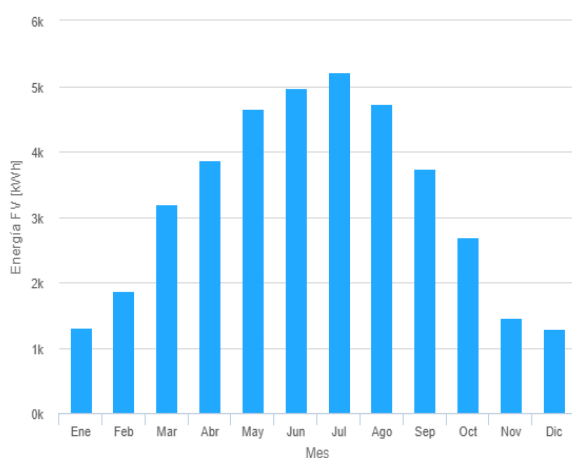
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 12 °
Ángulo de azimut: 88 °
Producción anual FV: 39002.39 kWh
Irradiación anual: 1217.44 kWh/m²
Variación interanual: 2889.89 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -3.84 %
Efectos espectrales: 1.51 %
Temperatura y baja irradiancia: -7.28 %
Pérdidas totales: -22.17 %

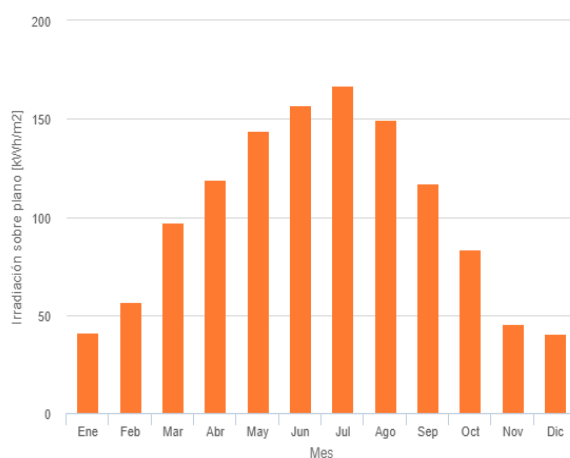
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	1301.8	40.9	121.0
Febrero	1878.1	56.6	348.1
Marzo	3199.7	97.0	616.5
Abril	3874.4	118.9	608.1
Mayo	4662.5	143.9	810.7
Junio	4965.8	156.9	603.9
Julio	5223.3	166.8	513.6
Agosto	4722.0	149.3	515.9
Septiembre	3738.1	117.2	272.8
Octubre	2689.0	83.4	271.8
Noviembre	1462.7	45.6	260.7
Diciembre	1285.1	40.8	234.3

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].