



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA EL COLEGIO "CERVANTES"

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

JUNIO 2016

AUTOR: ALEXANDRE ANDRÉS GRAU

TUTOR: JUAN ÁNGEL SAIZ JIMÉNEZ

ÍNDICE

1.- OBJETO	4
2.-JUSTIFICACIONES	5
2.1- ACADÉMICA	5
2.2.- TÉCNICO- ECONÓMICA.....	5
2.3.- LEGAL.....	5
3.- INTRODUCCIÓN	6
3.1.- LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	7
3.2.- ACTIVIDADES Y EMPLEO DE LOS EDIFICIOS	9
4.- CONSUMOS Y COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	16
4.1.- CONSUMOS.....	16
4.2.- CURVAS DE CONSUMO.....	17
4.3.- CURVAS DE PRODUCCIÓN	18
4.4.- PUNTO DE EQUILIBRIO PRODUCCIÓN-CONSUMO.....	18
4.5.- DATOS METEOROLÓGICOS	20
4.6.- MÓDULO FOTOVOLTAICO	21
4.7.- INVERSOR	22
5.- CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	23
5.1.- CÁLCULO DE PÉRDIDAS	23
5.2.- CURVAS DE PRODUCCIÓN MEDIA Y MÁXIMA	24
5.4.- CONFIGURACIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES.....	26
5.5.- INTENSIDAD Y TENSIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	27
5.6.- CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.....	28
5.7.- PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MENSUAL	29
5.8.- ENERGÍA MENSUAL SEGÚN TARIFA	30
5.9.- ENERGÍA PERDIDA Y GENERADA.....	32
5.10.- CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE DE LOS MÓDULOS	33
5.11.- ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS E INCLINACIÓN	34
5.12.- CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS EN CONDICIONES EXTREMAS DE TEMPERATURAS Y RADIACIONES.....	35
6.- ESTRUCTURA	36
6.1.- SOBRECARGAS SOPORTADAS	36
6.2.- TORNILLOS	36
6.3.- CIMENTACIONES	37

7.- CABLEADO	38
8.- PUESTA A TIERRA	44
9.- PROTECCIONES	45
9.1.- PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.....	45
9.2.- PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA.....	46
11.- ESTUDIO ECONÓMICO	47
11.1.- PRESUPUESTO.....	47
11.2.- PERIODO DE AMORTIZACIÓN	55
11.3.- CONCLUSIÓN.....	60
12.- CONDICIONES TÉCNICAS DE EJECUCIÓN	60
12.1.- OBJETO	60
12.2.- GENERALIDADES	60
12.3.- COMPONENTES Y MATERIALES.....	61
12.4.- CONDICIONES GENERALES DE LA OBRA	65
12.5.- RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	66
12.6.- MANTENIMIENTO	66
12.7.- GARANTÍAS	67
12.8.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	69
13.- BIBLIOGRAFÍA	70
14.- ANEXOS	70
14.1.- HORAS DE USO POR DIA/MES.....	71
14.2.- GRAFICAS RESPECTO A DIAS CARACTERISTICOS POR MES (Eje X (horas); Eje Y (kW))..	72
14.3.- MODULO FOTOVOLTAICO	84
14.4.- INVERSOR.....	86
14.5.- CASETA INVERSOR.....	88
14.6.- CABLE ZZ-F 0.6/1 kV	89
14.7.- CABLE H07Z1-K (AS).....	90
14.8.- INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO IC60 40A.....	91
14.9.- INTERRUPTOR DIFERENCIAL ACTI9 63A 300mA.....	93
14.10.- INTERRUPTOR AUTOMATICO C120N 100A 4P.....	94
14.11.- SOPORTE MODULOS FOTOVOLTAICOS	96
14.12.- BANDEJA AISLANTE UNEX66.....	97
14.13.- IMÁGENES DE LAS INSTALACIONES.....	102
14.14.- SOLICITUDES Y PERMISOS AL AYUNTAMIENTO DE GODELLA.....	116

14.14.1.- Solicitud permiso para la realización del proyecto, realizar fotografías y acceso a las facturas de la luz	116
14.14.2.- Solicitud para acceder a los planos del CEIP Cervantes	117
14.14.3.- Permiso para acceder a los planos del CEIP Cervantes.....	118
14.15.- Planos	119

1.- OBJETO

El presente Trabajo Final de Grado tiene como objeto el estudio técnico, energético y económico de una instalación fotovoltaica de autoconsumo ubicada en el CEIP Cervantes de Godella, en la provincia de Valencia. El fin de dicho proyecto es que parte de la energía que hoy en día es suministrada por la compañía eléctrica sea abastecida por esta misma instalación fotovoltaica y con ello reduciremos el consumo en la factura de la compañía eléctrica obteniendo así un ahorro económico considerable.

Aquella energía no consumida generada por la instalación será vertida a la red debido a la legislación actual según el Real Decreto 900/2015 en la cual, según el artículo 14, puede percibirse contraprestación económica por el vertido de energía a la red siempre y cuando la instalación esté acogida a la modalidad de autoconsumo tipo 2, como es el caso. A lo largo de la memoria, se hará un estudio técnico-económico compuesto por un análisis energético, una valoración económica y la ejecución de la misma.

La instalación consta de un total de 96 paneles fotovoltaicos que se instalarán en la cubierta del edificio nuevo, que corresponde al lugar donde está ubicada la biblioteca, aula de música, aula de informática, cocina, es decir, las instancias principales. Dicho edificio se construyó en el año 1997 referente a una ampliación de las instalaciones.

El estudio económico se ha realizado para dos vertientes, la primer vertiente ha sido con un estudio económico de cuánto tiempo sería necesario para amortizar la inversión de dicho proyecto, y la segunda, cuánto tiempo se tardaría en amortizar según los peajes establecidos actualmente.

Una de las principales ventajas de las instalaciones de estas características, además de generar energía limpia sin contaminación alguna y el ahorro económico a medio-largo plazo, es la gran fiabilidad, rendimiento y larga duración de los módulos fotovoltaicos.

2.-JUSTIFICACIONES

2.1- ACADÉMICA

El proyecto se ha realizado sobre un caso real en el cual dependiendo del coste y del tiempo real en recuperar la inversión puede o no que se lleve a cabo. Los datos que han sido utilizados para los cálculos son reales obteniendo así unos resultados que pueden servir para obtener conclusiones aplicables a proyectos posteriores. Con ello se pretende reforzar todos los conocimientos adquiridos durante el grado y que serán complementados con el desarrollo de este trabajo académico.

2.2.- TÉCNICO- ECONÓMICA

Los precios de los dispositivos, materiales y mano de obra utilizados en el presente trabajo están basados en datos reales suministrados por diferentes empresas que se dedican a este sector del mercado.

El precio de la energía suministrada por la empresa, ha sido obtenida a través de las facturas eléctricas que me ha proporcionado el Ayuntamiento de Godella. Para el cálculo de amortizaciones se tendrá en cuenta la tendencia que ha tenido estos años la subida de la luz, obteniendo así unos resultados fiables y realistas.

2.3.- LEGAL

La reglamentación seguida para este proyecto es la siguiente:

- 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 procedimiento a llevar a cabo para el acceso a la red, las condiciones técnicas a cumplir y los procedimientos de medida y facturación.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto e Instrucciones Técnicas complementarias (ITC).
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, respecto la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 900/2015 de 9 de Octubre, por el que se regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

- .Real Decreto 1578/2008 de 26 de Septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007.
- Ley 24/2013 del sector eléctrico de 27 de Diciembre, en el "Artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica" apartado 5, "El Gobierno establecerá las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones con autoconsumo. Asimismo, el Gobierno establecerá las condiciones económicas para que las instalaciones de la modalidad b) de producción de autoconsumo vendan al sistema la energía no autoconsumida".

3.- INTRODUCCIÓN

Se denomina energía solar fotovoltaica, a la energía eléctrica obtenida directamente de los rayos del sol debido a la foto-detección cuántica de un dispositivo. Estos dispositivos reciben el nombre de módulos fotovoltaicos y pueden ser monocristalinos (con un único cristal de silicio), policristalinos (compuestas por múltiples partículas cristalizadas) o amorfos (si el silicio no se ha cristalizado).

Los paneles solares están compuestos por diodos, elementos semiconductores que al recibir radiación solar se excitan provocando saltos eléctricos, generando así una diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos diodos permite la obtención de tensiones mayores en configuraciones sencillas, aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos mediante corriente continua. En mayor proporción y gracias a su aspecto modular, se pueden realizar grandes configuraciones de paneles fotovoltaicos y transformar esta corriente continua en alterna mediante el uso de inversores.

De este modo, se pueden construir desde pequeñas instalaciones como es nuestro caso para alimentar un colegio, viviendas, polideportivos,... hasta grandes centrales solares en las que la electricidad producida se eleva a media tensión y se inyecta a las redes de transporte de energía. Dichas instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en:

- Aisladas: aquella en que toda la energía fotovoltaica producida es consumida por el productor, como puede ser el caso de viviendas aisladas en el monte, instalaciones agrícolas o instalaciones ganaderas.
- Autoconsumo: se produce energía eléctrica para el consumo propio y a su vez está conectado a la red para poder tener suministro en aquellas situaciones que la producción sea insuficiente o bien para inyectar el exceso de producción de energía eléctrica, por ejemplo colegios, ayuntamientos, negocios, etc.
- Conexión a la red: posee como objetivo principal inyectar a la red la energía eléctrica a la red, como por ejemplo centrales eléctricas fotovoltaicas.

3.1.- LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Dicha instalación está situada en el Colegio de Educación Infantil y Primaria Cervantes, la dirección es C/ Cervantes (46110 Godella).

La instalación estará ubicada en la cubierta del edificio nuevo, las placas fotovoltaicas estarán orientadas -45° en dirección desde el sur hacia el este. En las siguientes ilustraciones se muestra la localización del colegio.

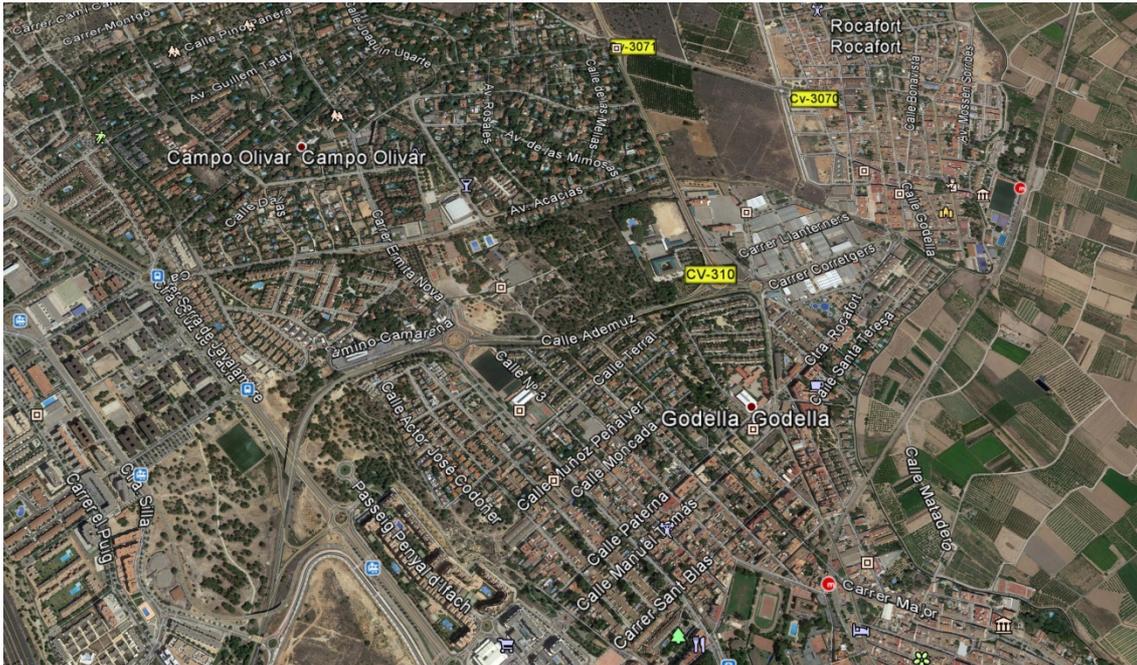


Ilustración 3: Situación de Godella



Ilustración 4: Situación CEIP Cervantes (39°31'22.75"N, 0°25'14.51"O)

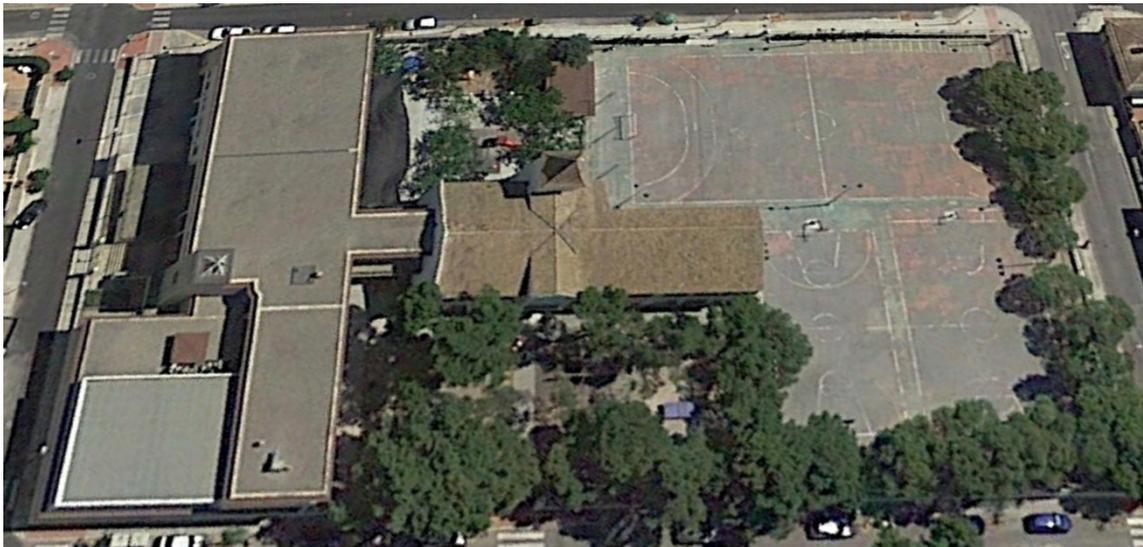


Ilustración 5: Situación tejado

3.2.- ACTIVIDADES Y EMPLEO DE LOS EDIFICIOS

El proyecto va destinado a un colegio en el que se imparten clases a niños desde los 3 hasta los 12 años.

El CEIP Cervantes consta de dos edificios, el edificio antiguo y el nuevo, donde cada edificio consta de dos plantas. A continuación se puede observar la disposición de los habitáculos en cada planta:

Edificio antiguo:

- Planta baja
 - Tres despachos.
 - Tres aulas donde se imparte clase.
 - Un aseo común.
- Planta primera
 - Dos despachos.
 - Tres aulas donde se imparte clase.
 - Almacén.
 - Laboratorio.
 - Un aseo común.

Edificio nuevo:

- Planta baja
 - Un despacho.
 - Tres aulas donde se imparte clase.
 - Almacén.
 - Comedor.
 - Cocina.
 - Gimnasio.
 - Ludoteca.
 - Taller.
- Planta primera
 - Cinco despachos.
 - Aula de música.
 - Aula de informática.
 - Aula de inglés.
 - Tres aseos.
 - Biblioteca.

En las siguientes imágenes se pueden observar algunos de los dispositivos más relevantes e influyentes a la hora de estimar el consumo de las instalaciones:



Puntos de luz aula - Planta baja edificio viejo



Puntos de luz pasillo – Primera planta edificio nuevo



Ascensor - Edificio nuevo



Estufa eléctrica Soler y Palau – Sala pedagogía terapéutica, planta primera edificio nuevo



Ordenadores – Primera planta edificio nuevo



Equipo A.A. – Comedor, planta baja edificio nuevo



Horno – Cocina, planta baja edificio nuevo



Arcones KOLLEC – Comedor, planta baja edificio nuevo

En el anexo, se pueden observar el resto de imágenes de las instalaciones.

Después de haber visitado las instalaciones minuciosamente, se ha realizado una tabla que recoge todos los dispositivos eléctricos del colegio en el cual se muestran el número de unidades, la potencia unidad, la potencia total por dispositivo y la potencia instalada.

	Unidades	Potencia Unidad(W)	Potencia total (W)
EDIFICIO ANTIGUO			
PLANTA BAJA			
Puntos de luz Aulas	24	72,00	1728
Puntos de luz Despachos	7	66,86	468
Puntos de luz Pasillos	15	83,20	1248
Puntos de luz Baños	1	100,00	100
Luces de Emergencia	10	1,00	10
PLANTA PRIMERA			
Puntos de luz Aulas	24	72,00	1728
Puntos de luz Despachos	4	72,00	288
Puntos de luz Pasillos	15	83,20	1248
Puntos de luz Baños	1	100,00	100
Luces de Emergencia	5	1,00	5
Puntos de luz Pasillos 2	6	72,00	432
EDIFICIO NUEVO			
PLANTA BAJA			
Puntos de luz Aulas	36	40,00	1440
Puntos de luz Despachos	2	36,00	72
Puntos de luz Pasillos	13	65,23	848
Puntos de luz Baños	11	100,00	1100
Luces de Emergencia	17	1,00	17
Puntos de luz Gimnasio	12	200,00	2400
Puntos de luz Hall Infantil	12	88,00	1056
Puntos de luz Cocina	4	80,50	322
Puntos de luz Comedor	10	36,00	360
Puntos de luz Pasillos 2	1	100,00	100
PLANTA PRIMERA			
Puntos de luz Aulas	29	36,00	1044
Puntos de luz Despachos	15	57,33	860
Puntos de luz Pasillos	26	67,23	1748
Puntos de luz Baños	7	100,00	700
Luces de Emergencia	16	1,00	16
Biblioteca	8	36,00	288
Puntos de luz Pasillos 2	1	100,00	100
Ordenadores	44	300,00	13200
Altavoces normales	17	4,00	68
Altavoces grandes	7	200,00	1400
Proyectores	4	285,00	1140
Pizarra digital	10	318,00	3180

Ventiladores	11	40,00	440
Ascensor	1	5500,00	5500
Router	2	24,00	48
Amplificador	2	300,00	600
Detector de incendios	1	24,00	24
Hybrid system	1	75,00	75
Secadores Jofel	3	2000,00	6000
Fotocopiadoras DEVELOP	3	1200,00	3600
Trituradora de papel	1	230,00	230
NEGEAR Prosafe	2	7,50	15
Impresoras laser	4	455,00	1820
Estufas	3	2000,00	6000
Xilófono eléctrico YAMAHA	1	10,00	10
Dispositivo música	7	100,00	700
Scanner	1	100,00	100
Aparato A.A.	5	2500,00	12500
Impresora EPSON	1	100,00	100
Impresora multifunción	1	100,00	100
Dispositivo psicóloga	3	100,00	300
Nevera INFRICO	1	575,00	575
Arcones KOLLEC Grande	1	313,00	313
Arcones KOLLEC Pequeño	1	249,00	249
Microondas SAMSUNG	1	850,00	850
Cafetera TAURUS	1	1050,00	1050
Freidora	1	9000,00	9000
Cortadora de fiambres	1	140,00	140
Horno	1	8000,00	8000
Campana extractora	1	1000,00	1000
Lavadora	1	2100,00	2100
Lavavajillas	1	3000,00	3000
Nevera grande Fagor	1	250,00	250
Nevera pequeña EDESA	1	200,00	200
Atrapa mosquitos	1	58,00	58
Dispositivos de video hall	3	100,00	300
Luces campo deportivo	20	250,00	5000
Luces calle	20	150,00	3000
Luces cuadradas externas	11	100,00	1100
Luces espectáculos	4	120,00	480
Potencia instalada (W)			113.641

Ilustración 6: Tabla dispositivos

Podemos diferenciar cuatro grupos de meses según el consumo:

- Septiembre y Junio: durante estos dos meses la escuela imparte clase solamente por la mañana por ser horario intensivo.
- Octubre-Mayo: durante este periodo la escuela imparte desde el lunes hasta el jueves clase por la tarde y por la mañana, y en cambio, los viernes solamente por la mañana.
- Julio: en este mes se realiza escuela de verano además de ofrecerse servicio de comedor.
- Agosto: mes en el cual la escuela está cerrada por período de vacaciones.

En cada grupo, no hay grandes diferencias en cuanto a consumo, lo que realmente influye en ello son las condiciones meteorológicas. Por otra parte, los sábados y domingos siempre tienen un consumo similar, ya que cuando se realizan actividades deportivas no es necesario el uso de las luminarias de los campos deportivos, tan solo tienen uso cuando entrenan por la tarde entre semana.

4.- CONSUMOS Y COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

4.1.- CONSUMOS

En la siguiente tabla, están indicados los días trabajados en el colegio perteneciente a las facturas facilitadas por el ayuntamiento:

	Días trabajados mes anterior	Días trabajos mes	Total días	kWh/mes	kWh/día
Enero	15	7	22	8.163	371,05
Febrero	13	6	19	6.097	320,89
Marzo	12	7	19	5.887	309,84
Abril	14	5	19	5.487	288,79
Mayo	17	6	23	6.517	283,35
Junio	14	6	20	5.002	250,10
Julio	17	7	24	4.431	184,63
Agosto	14	8	22	3.334	151,55
Septiembre	13	7	20	6.299	314,95
Octubre	15	5	20	6.730	336,50
Noviembre	15	7	22	7.304	332,00
Diciembre	11	6	17	5.525	325,00
Consumo anual				70.776	

Ilustración 7: Días trabajados

Nota: el estudio está realizado en las facturas referentes al año 2013.

4.2.- CURVAS DE CONSUMO

El primer paso ha sido visitar el centro para localizar y ver aquellos dispositivos que tienen consumo eléctrico además del uso que se les da. Esta información ha sido facilitada por la directora del colegio y el bedel.

Para la realización de las curvas de consumo se ha partido de dos variantes, una para los meses de horario intensivo como lunes y sábado porque el consumo es muy similar entre semana, y por otra parte, para los meses de horario normal, lunes, viernes y sábado. Este razonamiento se puede observar al final del apartado (3.2).

Para la realización de las curvas ha sido utilizado el programa Microsoft Excel y los consumos eléctricos de las facturas a partir del cual se han ido estimando los consumos a lo largo del día. Los intervalos de tiempo utilizados respecto a los dispositivos de consumo eléctrico se han realizado de forma cuarta-horaria ya que los datos que ofrece el PVGIS tienen los mismos intervalos.

El método establecido es el denominado “ceros y unos” para el cálculo de los consumos instantáneos de cada dispositivo. El método está basado en indicar “uno” en el intervalo horario donde el dispositivo esté funcionando, y “cero” cuando el dispositivo esté apagado, de tal forma que se pueda saber el consumo instantáneo de todos los equipos.

En el apartado 14.1 de los anexos se puede observar las horas medias de utilización de cada dispositivo eléctrico a lo largo de los meses que componen el año.

A continuación, disponemos de la siguiente tabla resumen:

	Pico más alto de consumo (W)		Energía (kWh)		
	Lunes-Viernes	Sábado	Lunes	Viernes	Sábado
Septiembre	81.041	4.284	317,09	317,09	70,36
Octubre	58.613	4.284	337,32	283,61	70,36
Noviembre	57.275	4.284	333,28	274,59	70,36
Diciembre	57.375	4.284	327,85	271,08	70,36
Enero	60.521	4.284	373,00	305,11	70,36
Febrero	58.135	4.284	325,27	273,25	70,36
Marzo	58.235	4.284	311,37	260,32	70,36
Abril	54.733	4.284	291,42	239,72	70,36
Mayo	54.781	4.284	288,38	236,20	70,36
Junio	62.625	4.284	250,51	250,51	70,36
Julio	55.665	4.284	188,24	188,24	70,36
Agosto	45.681	4.284	151,65	151,65	70,36

Ilustración 8: Tabla resumen

4.3.- CURVAS DE PRODUCCIÓN

La producción de una instalación fotovoltaica depende principalmente de la cantidad de horas de sol y de la radiación en dichas horas, evidentemente influirá la zona geográfica.

Para obtener dichos datos, se ha utilizado el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), una base de datos para estimar la radiación solar según la ubicación y los meses del año. Para ello es necesario saber cuál es el ángulo de inclinación y azimut de la instalación.

4.4.- PUNTO DE EQUILIBRIO PRODUCCIÓN-CONSUMO

La obtención del punto de equilibrio entre producción y consumo hace referencia a la potencia pico a instalar según las curvas de consumo, curvas de producción y espacio disponible para la disposición de las placas fotovoltaicas, de tal forma, que en el mes de mayor consumo (Enero) y el de menor consumo (Agosto) obtenemos las siguientes curvas:

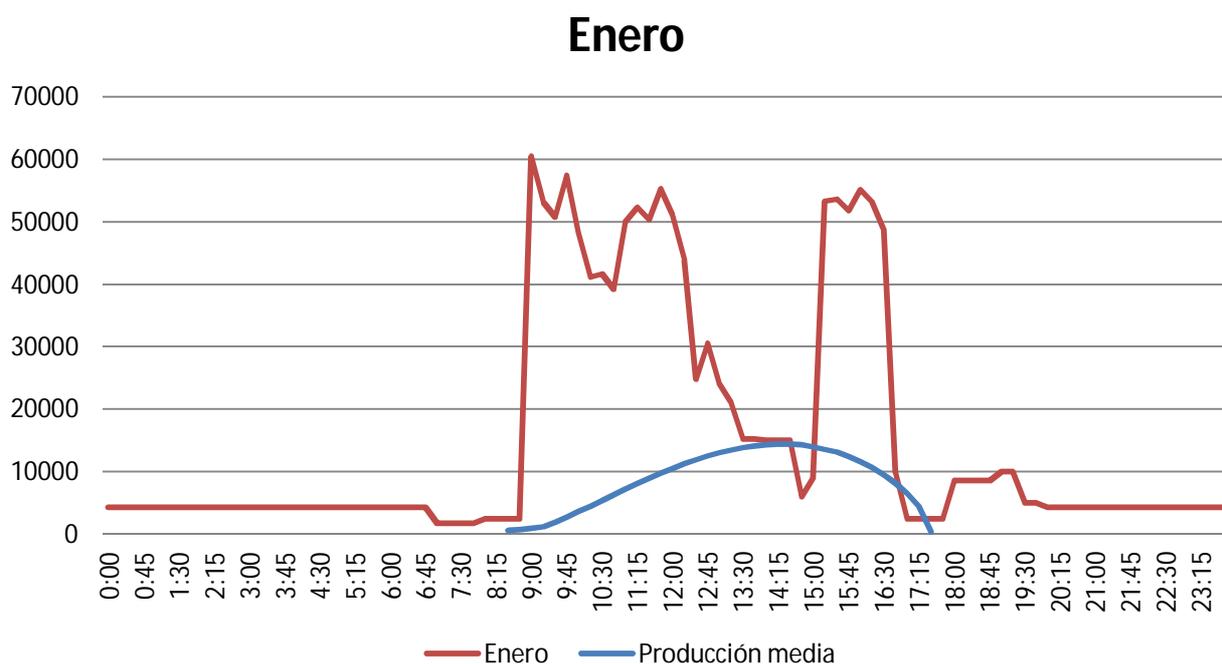


Ilustración 9: Punto equilibrio Enero

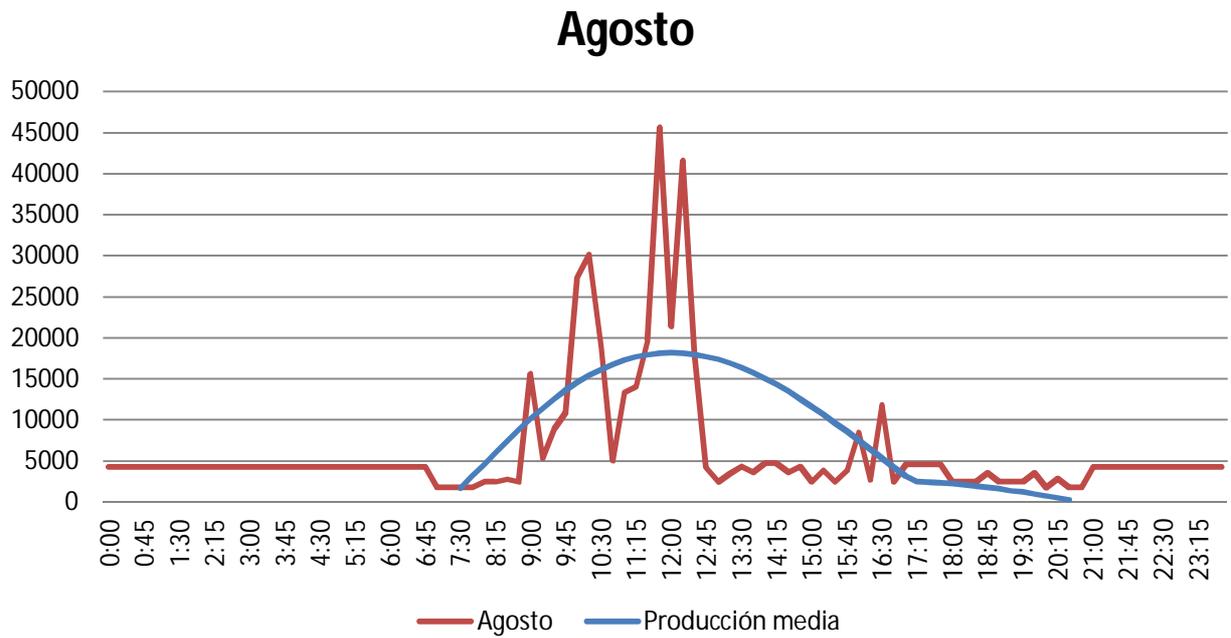


Ilustración 10: Punto equilibrio Agosto

Para obtener dicho punto de equilibrio, se ha ido variando la potencia de los paneles instalados y la cantidad de ellos para poder aprovechar mejor la energía producida. Después de realizar distintas configuraciones, se observa que la potencia idónea es de 26kW.

4.5.- DATOS METEOROLÓGICOS

Para poder realizar una estimación correcta a la hora del diseño de la instalación debemos tener en cuenta el factor meteorológico, por tanto, a través del programa PVGIS hemos obtenido la irradiancia (HSP) mensual y anual según la ubicación del colegio como podemos observar en las siguientes tablas y gráficas:

Mes	H _{opt}	I _{opt}	T _{24h}
Enero	4110	63	5.6
Febrero	4970	56	6.4
Marzo	6000	43	9.1
Abril	6190	27	11.6
Mayo	6540	14	15.4
Junio	6880	7	20.2
Julio	7070	11	22.9
Agosto	6720	22	22.3
Septiembre	6020	37	18.2
Octubre	5300	51	14.6
Noviembre	4360	61	9.0
Diciembre	3710	65	6.2
Anual	5660	36	13.5

Ilustración 11: Irradiación solar (Wh/m²), inclinación óptima (°) y temperatura media horaria (°C)

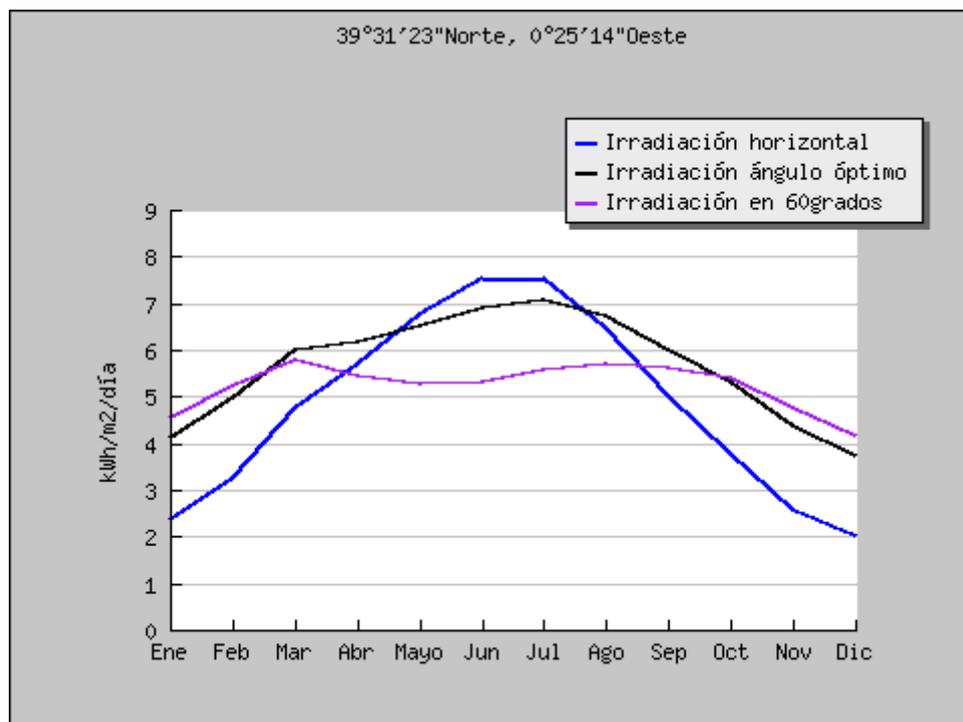


Ilustración 12: Irradiancia anual

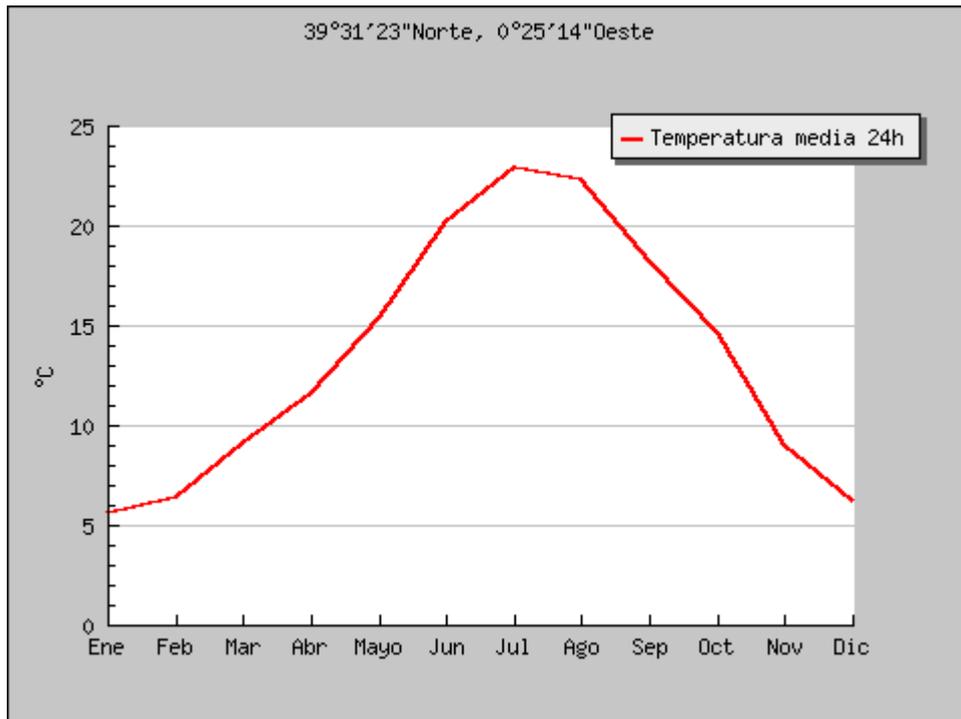


Ilustración 13: Temperatura anual

4.6.- MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo fotovoltaico es un conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, de tal forma que están protegidas a los efectos de la intemperie.

Para elegir el panel se ha tenido en cuenta el rendimiento, la fiabilidad, el material (silicio monocristalino) y el importe. Dichos módulos estarán situados en las cubiertas de los edificios para evitar el acceso de menores de edad y personas no autorizadas. El panel seleccionado para la instalación es el A-270M GSE con una potencia de 270 Wp cuyo fabricante es Atersa.

En total se instalarán 96 módulos, dispuestos en un total de cuatro filas con 24 módulos cada una de ellas. A continuación podemos observar las características técnicas esenciales del módulo fotovoltaico:

Características eléctricas					
Potencia Máxima (P _{max})	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	31.31 V	31.57 V	31.80 V	32.08 V	32.31 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.99 A	8.08 A	8.18	8.27 A	8.36 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	38.03 V	38.32 V	38.61	38.86 V	39.12 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.52 A	8.60 A	8.69	8.79 A	8.88 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.34	15.65	15.95	16.26	16.57

Ilustración 14: Características técnicas del módulo fotovoltaico

4.7.- INVERSOR

Los inversores de la instalación fotovoltaica tienen como objetivo transformar la energía generada por las placas fotovoltaicas de corriente continua a corriente alterna. El rendimiento de la instalación depende en gran medida de la elección de los mismos.

En dicha instalación, se ha incorporado un único inversor de 25kW ya que posee el SMAOptiTrac Global Peak, es decir, permite que el punto de operación del inversor se ajuste en todo momento al punto de operación óptimo del generador fotovoltaico (MPP) con total precisión. Por otra parte, este sistema hace que pueda detectar varias potencias máximas en el rango de funcionamiento disponible, como puede suceder sobre todo en los strings fotovoltaicos que están parcialmente a la sombra.

No se ha instalado más de un inversor de inferior potencia debido a que conjuntamente sería más caro que únicamente con el inversor de 25kW y además su vida útil sería inferior ya que no posee un sistema que se ajuste al punto de operación óptimo del generador fotovoltaico.

Las características técnicas del inversor son las siguientes:

Inversor Tipo 5	Sunny Tripower 25000TL
Tensión salida (V)	230
Potencia Nominal (W)	25550
Tensión Mínima (V)	390
Tensión Máxima (V)	800
Tensión Vacío (V)	1000
Intensidad max. admisible	33

Ilustración 15: Características inversor 25000TL

5.- CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

5.1.- CÁLCULO DE PÉRDIDAS

En una instalación fotovoltaica existen diversas causas que generan pérdidas en el sistema. Estas causas, provocan que la producción real no concuerde con la estimada teóricamente, y para ello se ha tenido en cuenta las siguientes causas:

- Pérdidas por suciedad y polvo: 3%

La deposición de polvo, suciedad por lluvias,... sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, provoca una disminución de potencia del generador. También puede causar unas pérdidas de conexionado si esta suciedad se deposita en zonas aisladas, como en el caso de excrementos de ave.

- Pérdidas por dispersión de potencia: 3%

La potencia que pueden desarrollar los módulos no es exactamente la misma, y por lo tanto tampoco lo son ni su intensidad ni su tensión de máxima potencia. De este modo, cuando se constituye un sistema generador formado por varios paneles o módulos conectados en serie, este hecho induce a que se produzca una pérdida de potencia debido a que el valor de la intensidad de corriente de paso será igual a la de menor valor de los paneles colocados en serie.

- Pérdida por temperatura en el módulo fotovoltaico: 2%

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como por la parte posterior de los módulos. No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura ambiente exterior. De tal forma:

$$P_T = 1 - G \cdot (T_{\text{mod}} - 25^\circ) \text{ (W)}$$
$$T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} + \left(\frac{E}{800}\right) \cdot (T_{\text{fn}} - 20) \text{ (}^\circ\text{C)}$$

Siendo:

- G : coeficiente de temperatura de la potencia.
- T_{amb} : temperatura ambiente media.
- T_{fn} : temperatura de funcionamiento normal de la célula.
- E : 1000W/m².

- Pérdidas por sombra: 0%

El rendimiento del sistema se ve afectado en caso de que se proyecten sombras los módulos fotovoltaicos de las filas en determinadas horas del día u otro elemento como árboles, edificios,...etc. En este caso no existen pérdidas ya que la instalación de los módulos ha sido diseñada de tal forma que no se proyecten sombras entre sí.

- Performance Ratio: 7%

El rendimiento de la instalación depende de varios aspectos como se ha comentado anteriormente. Se ha tenido en cuenta las pérdidas que se producen a la hora de trabajar en el punto de máxima potencia en el campo fotovoltaico (4%), las pérdidas producidas en el cableado y otras pérdidas en los equipos de producción, equipos de medida, etc) que se produzcan (3%).

5.2.- CURVAS DE PRODUCCIÓN MEDIA Y MÁXIMA

En este apartado, calcularemos la producción media y máxima de los módulos fotovoltaicos para suministrar la máxima energía posible. Con los datos obtenidos mediante el PVGIS se han obtenido las irradiancias en plano fijo y plano fijo con cielo despejado, es decir, sin nubes u otro elemento que se interponga en el sol y las placas. Para dicho cálculo se ha tenido en cuenta las pérdidas mencionadas en el apartado anterior, que son del 15%. Las fórmulas utilizadas para sonsacar las producciones han sido las siguientes:

$$P_{med} = \frac{G \times Wp \times (1-P)}{1000}$$

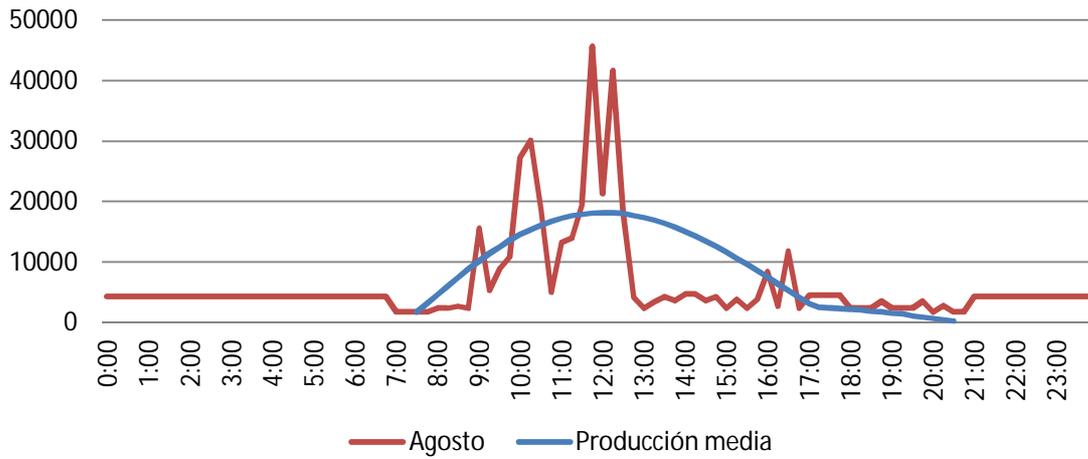
$$P_{max} = \frac{Gc \times Wp \times (1-P)}{1000}$$

Siendo:

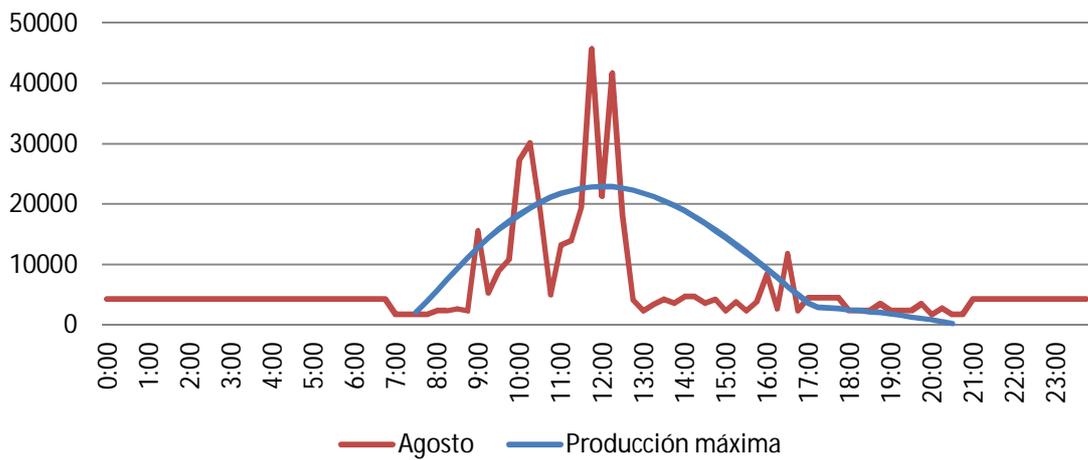
- G: irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²).
- Wp: potencia pico módulo fotovoltaico.
- P: pérdidas.
- Gc: irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²).

En las siguientes gráficas, podemos observar las curvas de producción media y máxima para los meses de mayor y menor radiación siendo los meses Agosto y Diciembre respectivamente:

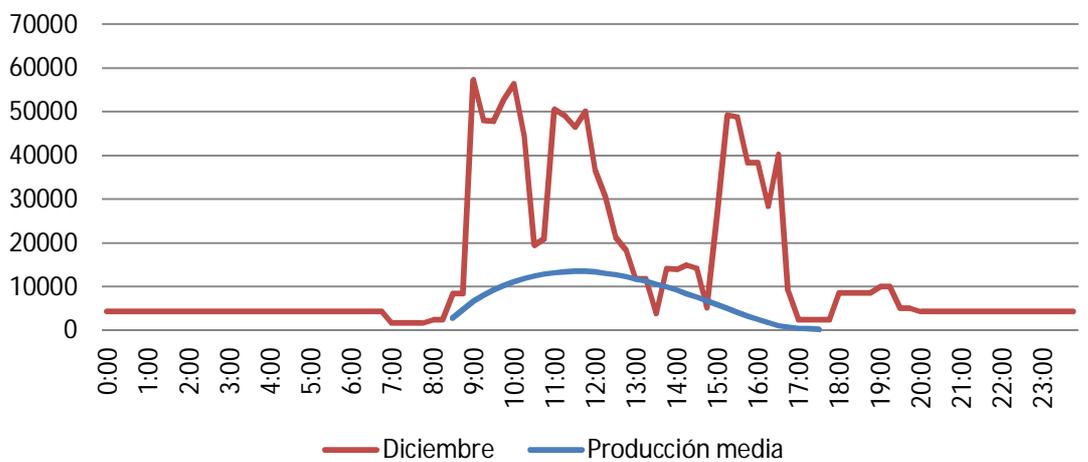
Agosto - Producción media



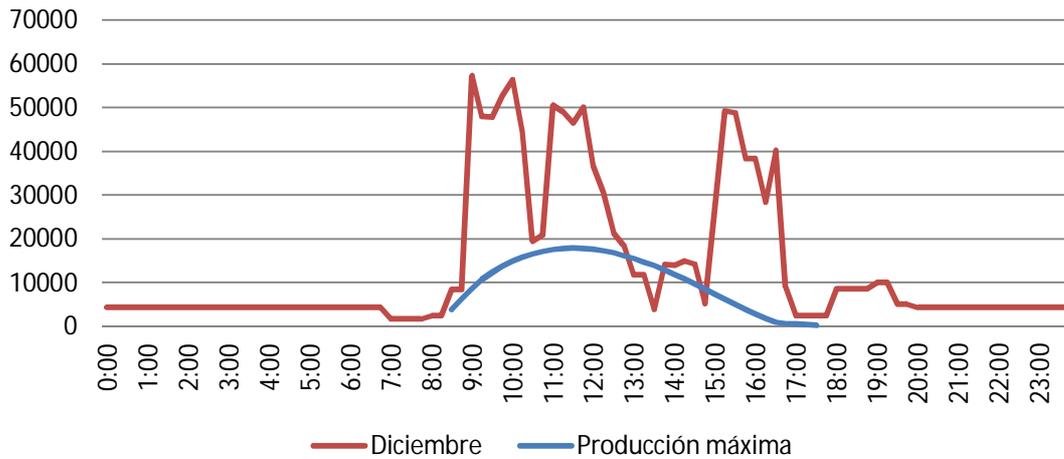
Agosto - Producción máxima



Diciembre - Producción media



Diciembre - Producción máxima



5.4.- CONFIGURACIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES

Posteriormente a la elección de los módulos fotovoltaicos y los inversores, se procede al cálculo para la configuración de la instalación para saber el número apropiado de módulos a incorporar. Las fórmulas utilizadas han sido las siguientes:

$$\text{N}^\circ \text{ módulos serie límite superior} = \frac{\text{Tensión vacío inversor}}{\text{Tensión vacío módulo}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ módulos serie límite superior} = \frac{\text{Límite inferior rango tensión inversor}}{\text{Tensión máxima producción módulo}}$$

En cuanto a número de módulos serie límite superior, debemos redondear a la baja para que no supere los 600V de tensión asignada para la entrada del inversor.

$$\text{N}^\circ \text{ módulos serie límite inferior} = \frac{\text{Límite inferior rango tensión inversor}}{\text{Tensión máxima producción módulo}}$$

En este caso debemos redondear al alta para asegurarnos que llegue a los 150V que necesita el inversor para funcionar.

$$\text{N}^\circ \text{ máximo de líneas en paralelo} = \frac{\text{N}^\circ \text{ módulos serie}}{\text{N}^\circ \text{ máximo módulos por inversor}}$$

Con todo ello, se han obtenido los siguientes resultados:

	Cálculo	Conclusión
Nº paneles serie límite superior	25,56	25
Nº paneles serie límite superior	24,76	24
Nº paneles serie	-	24
Nº paneles serie límite inferior	12,07	13
Nº máximo de líneas en paralelo	3,92	4
Nº placas por inversor	96	96

Ilustración 16: Configuración para inversor 25000TL

Finalmente, la configuración de la instalación fotovoltaica posee la siguiente disposición:

- Sector cubierta edificio nuevo
 - Cuatro líneas con 24 módulos cada una y con un inversor 25000TL.

Nº Total módulos	96
Nº Total inversores	1
Potencia instalada (W)	25920

Ilustración 17: Resumen dispositivos instalación

5.5.- INTENSIDAD Y TENSIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

A continuación, calculemos la intensidad y tensión de la instalación fotovoltaica:

$$\text{Potencia instalada} = (\text{N}^\circ \text{mod-inv}_{8000}) * \text{Potencia pico módulo} + (\text{N}^\circ \text{mod-inv}_{15000}) * \text{Potencia pico módulo} \quad (\text{W})$$

$$\text{Tensión máxima potencia} = \text{N}^\circ \text{módulos serie} * \text{Tensión máxima módulo} \quad (\text{V})$$

$$\text{Intensidad Cálculo Total} = \text{Intensidad máxima potencia} * \text{N}^\circ \text{inversores} \quad (\text{A})$$

Potencia Total (W)	25.920,00
Tensión max. potencia (V)	775,44
Intensidad Cálculo Total (A)	33,44
Tensión vacío (V)	938,88

Ilustración 18: Datos eléctricos instalación

5.6.- CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN

A partir de la base de datos del PVGIS, se ha obtenido las radiaciones mensuales en la ubicación exacta del colegio con una inclinación de 60°, y una orientación de -45°. Las fórmulas utilizadas son las siguientes:

$$I \text{ Cálculo} = \text{Intensidad máxima potencia} * N^{\circ} \text{ inversores} \quad (\text{coeficiente})$$

$$\text{Producción} = \text{Intensidad total} * \text{Radiación mensual} \quad (\text{Ah/mes})$$

$$\text{Producción} = \text{Producción (Ah/mes)} * \text{Tensión máxima potencia} \quad (\text{Wh/mes})$$

$$\text{Producción} = \frac{\text{Producción} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{mes}}\right) * \text{Tensión máxima potencia}}{1000} \quad (\text{kWh/mes})$$

Obteniendo los siguientes resultados:

Mes	Radiación Mensual	I Cálculo	Producción (Ah/mes)	Producción (Wh/mes)	Producción (kWh/mes)
Septiembre	168,90	33,44	5.648,02	4.379.697,53	4.379,70
Octubre	167,71	33,44	5.608,22	4.348.839,98	4.348,84
Noviembre	142,80	33,44	4.775,23	3.702.905,90	3.702,91
Diciembre	129,58	33,44	4.333,16	3.360.101,87	3.360,10
Enero	141,36	33,44	4.727,08	3.665.565,67	3.665,57
Febrero	156,90	33,44	5.246,74	4.068.528,96	4.068,53
Marzo	180,11	33,44	6.022,88	4.670.380,83	4.670,38
Abril	163,20	33,44	5.457,41	4.231.892,46	4.231,89
Mayo	163,99	33,44	5.483,83	4.252.377,72	4.252,38
Junio	159,30	33,44	5.326,99	4.130.762,68	4.130,76
Julio	172,05	33,44	5.753,35	4.461.379,27	4.461,38
Agosto	177,01	33,44	5.919,21	4.589.995,61	4.590,00
Total			64.302,11	49.862.428,49	49.862,43

Ilustración 19: Producción anual

Concluyendo unas pérdidas del 15% mencionado anteriormente, sonsacamos una producción real de:

Producción (kWh/año)	49.862,42
Producción Real (kWh/año)	42.383,06

Ilustración 20: Producción real

5.7.- PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MENSUAL

En este apartado vamos a calcular la producción del sistema fotovoltaico mensualmente a través de la base de datos PVGIS, de tal forma, que podamos obtener una estimación de cuanta energía será capaz de generar. Por tanto:

$$\text{Producción media} = \frac{[(G_{\text{nuevo}} * P_{\text{insn}}) + (G_{\text{viejo}} * P_{\text{insv}})] * (1 - \text{pérdidas})}{1000} \quad (\text{W/m}^2)$$

$$\text{Producción máxima} = \frac{[(G_{\text{nuevo}} * P_{\text{insn}}) + (G_{\text{viejo}} * P_{\text{insv}})] * (1 - \text{pérdidas})}{1000} \quad (\text{W/m}^2)$$

Siendo:

- G: irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²).
- Gc: irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²).
- P_{insn} : potencia instalada edificio nuevo (W).
- P_{insv} : potencia instalada edificio viejo (W).

En el mes de Abril, se han obtenido los siguientes resultados:

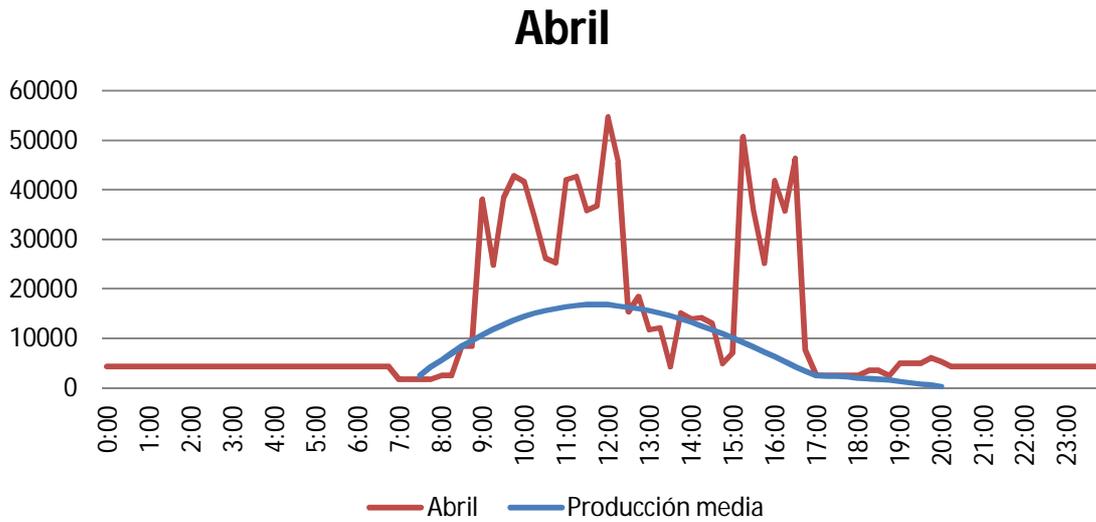


Ilustración 21: Producción Abril

5.8.- ENERGÍA MENSUAL SEGÚN TARIFA

Posteriormente calculemos la energía que vamos a producir y aquella que necesitemos de la red debido al consumo existente o por otras circunstancias según el periodo horario establecido a lo largo de un día, es decir, según el periodo Punta, Llano o Valle.

Para dicho cálculo, se ha discernido según el horario del colegio, intensivo o normal, a parte de los sábado y domingos además de que días son laborables o festivos. Entonces, se ha calculado la energía producida y la energía que se ha necesitado sonsacar de la red para poder dar servicio a todos los dispositivos eléctricos, por lo que se ha obtenido:

Energía generada			
Mes	Punta	Llano	Valle
Enero	540,40	5.640,12	824,77
Febrero	589,66	5.382,42	888,22
Marzo	495,40	4.643,18	824,77
Abril	1.965,96	3.330,37	888,22
Mayo	2.095,63	3.599,08	951,66
Junio	2.235,60	2.526,56	951,66
Julio	1.875,36	2.033,72	983,38
Agosto	1.217,11	1.769,11	983,38
Septiembre	3.227,89	3.109,10	949,93
Octubre	2.646,40	4.171,03	950,12
Noviembre	523,20	5.615,31	919,94
Diciembre	536,16	4.276,38	919,94
Total	17.948,77	46.096,36	11.035,99

Ilustración22 : Energía generada

Energía consumida de la red			
Mes	Punta	Llano	Valle
Enero	540,40	4.109,80	816,44
Febrero	589,66	3.637,21	839,66
Marzo	495,40	2.878,98	708,91
Abril	1.057,05	2.352,73	702,98
Mayo	1.110,68	2.561,75	701,53
Junio	1.316,68	1.523,41	682,64
Julio	833,49	1.124,73	713,78
Agosto	393,03	932,27	759,14
Septiembre	2.294,71	2.155,01	795,69
Octubre	1.625,41	3.194,38	869,46
Noviembre	523,20	3.957,94	882,22
Diciembre	536,16	3.052,92	894,80
Total	11.315,86	31.481,14	9.367,25

Ilustración 23: Energía consumida de la red

5.9.- ENERGÍA PERDIDA Y GENERADA

La energía generada y que no se ha podido consumir debido a que el consumo no era tan elevado como la producción a lo largo del año es la siguiente:

Energía Perdida Anual(kWh)			
Mes	Lunes-Jueves	Viernes	Sábados
Enero	-32,36	-13,82	-527,98
Febrero	-217,05	-54,28	-638,45
Marzo	-273,64	-78,20	-748,55
Abril	-354,20	-88,55	-734,63
Mayo	-458,44	-134,85	-749,80
Junio	-552,19	-29,06	-971,61
Julio	-909,54	-41,34	-810,97
Agosto	-1.026,93	-48,90	-893,89
Septiembre	-514,03	-25,70	-828,57
Octubre	-261,54	-58,12	-671,87
Noviembre	-135,72	-33,93	-632,06
Diciembre	-61,03	-15,27	-829,01
Total	-4.796,66	-622,02	-9.037,39

Ilustración 24: Energía perdida anual

Total anual (kWh)	-14.456,07
--------------------------	-------------------

Energía Generada Anual (kWh)			
Mes	Lunes-Jueves	Viernes	Sábados
Enero	3.905,29	851,99	389,09
Febrero	3.697,94	716,54	391,32
Marzo	2.977,43	646,58	393,26
Abril	3.229,65	600,67	392,37
Mayo	3.447,77	753,20	396,03
Junio	3.136,44	165,08	501,78
Julio	2.451,35	111,43	405,80
Agosto	1.740,06	82,86	447,73
Septiembre	4.586,93	229,35	446,15
Octubre	4.351,94	752,36	390,65
Noviembre	3.923,06	746,13	440,23
Diciembre	2.925,34	566,08	683,80
Total	40.373,20	6.222,25	5.278,21

Ilustración 25: Energía generada anual

Total anual (kWh)

51.873,66

Por tanto, las pérdidas de la instalación representan el 27,86% de la energía generada.

5.10.- CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE DE LOS MÓDULOS

Para el cálculo de la distancia mínima para no provocar sombreado entre las filas de los módulos, se ha usado lo indicado en el pliego de condiciones del IDAE, que expone lo siguiente:

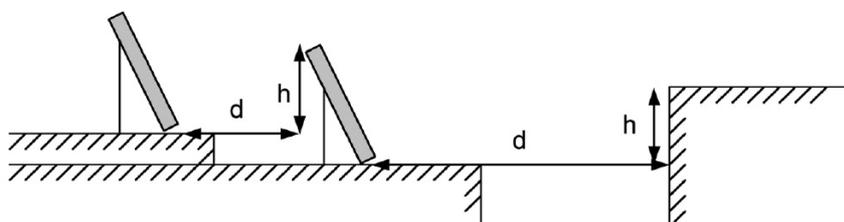


Ilustración 26: Distancia entre módulos

$$D = h \cdot k$$

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - 39,523^\circ)} = 2,541$$

$$\operatorname{Sen}(60^\circ) = \frac{h}{1,66} \rightarrow h_{\text{vertical}} = 1,410 \text{ (m)}$$

$$\operatorname{Sen}(60^\circ) = \frac{h}{1,66} \rightarrow h_{\text{horizontal}} = 0,860 \text{ (m)}$$

Por tanto, para obtener las distancias:

- $D_{\text{vertical}} = 1,410 \cdot 2,541 = 3,583 \text{ (m)}$
- $D_{\text{horizontal}} = 0,860 \cdot 2,541 = 2,185 \text{ (m)}$

En la instalación, los módulos fotovoltaicos se han dispuesto de forma vertical por cuestión de espacio, en el cual también influye el aspecto estético.

5.11.- ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS E INCLINACIÓN

Los módulos fotovoltaicos en están ubicados en las cubiertas del edificio nuevo. El esquema de la orientación de un módulo fotovoltaico es el siguiente:

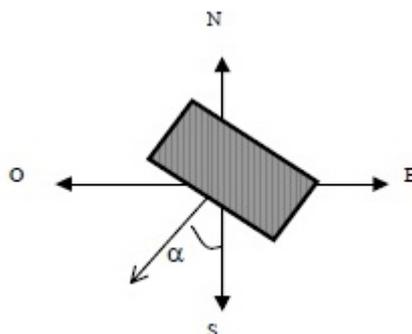


Ilustración 27: Orientación del módulo

En el edificio nuevo, los módulos están orientados -45° porque con esta orientación caben más módulos por fila en la cubierta, lo ideal sería 0° , pero si las colocáramos con esa orientación, cabrían menos módulos por fila, con lo que tendríamos menos potencia en la instalación y menor ahorro en la factura eléctrica.

La inclinación es de 60° , debido a que en los meses de invierno que es cuando el consumo es más elevado tenemos una producción superior a otro tipo de inclinaciones durante este período, justificándolo en la siguiente tabla:

Mes	H(36) _{opt} Wh/m2/día	H(55) Wh/m2/día	H(60) Wh/m2/día	H(65) Wh/m2/día
Enero	4110	4530	4560	4570
Febrero	4970	5250	5230	5190
Marzo	6000	5920	5810	5660
Abril	6190	5670	5440	5190
Mayo	6540	5610	5290	4930
Junio	6880	5700	5310	4890
Julio	7070	5940	5550	5130
Agosto	6720	5990	5710	5390
Septiembre	6020	5780	5630	5440
Octubre	5300	5460	5410	5330
Noviembre	4360	4740	4760	4750
Diciembre	3710	4130	4180	4190
Anual	5660	5390	5240	5050

Ilustración 28: Tabla justificación inclinación 60°

5.12.- CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS EN CONDICIONES EXTREMAS DE TEMPERATURAS Y RADIACIONES

En este apartado, se han calculado los casos extremos en cuanto a temperaturas y radiaciones, principalmente para saber cómo se comportarán los módulos en dichas situaciones. Debido a que no hay datos en cuanto a temperaturas máximas y mínimas históricamente en la población de Godella, tomaremos los de Valencia según la base de datos de AEMET:

- Temperatura máxima el 27 de Agosto 2010: 43°C.
- Temperatura máxima el 11 de Febrero 1956: -7,2°C.

Por tanto, con los módulos inclinados 60° y observando en la franja horaria donde la radiación es máxima, para el período de invierno se tiene una radiación de 600 W/m², y en los meses de verano 1000 W/m². Con estos datos y las siguientes ecuaciones, los módulos se comportarán de la siguiente forma:

$$T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} + \frac{T_{\text{nom}} - 20}{\left(\frac{E}{800}\right)}$$

$$V_{\text{OC}} = V_{\text{OC}} * \left(1 + \left(\frac{\text{Coeficiente Térmico Voc}}{100} \frac{100}{T_{\text{mod}} - 25}\right)\right)$$

$$V_{\text{PMP}} = V_{\text{MPP25}} * \left(1 + \left(\frac{\text{Coeficiente Térmico Voc}}{100} \frac{100}{T_{\text{mod}} - 25}\right)\right)$$

$$I_{\text{SC}} = I_{\text{SC25}} * \left(1 + \left(\frac{\text{Coeficiente Térmico Isc}}{100} \frac{100}{T_{\text{mod}} - 25}\right)\right)$$

$$P_{\text{PMP}} = P_{\text{MPP25}} * \left(1 + \left(\frac{\text{Coeficiente Térmico Pmp}}{100} \frac{100}{T_{\text{mod}} - 25}\right)\right)$$

Características técnicas por módulo en casos extremos								
270 Wp	E(W/m ²)	Tamb	Tpanel	Voc	Vpmp	Isc	Ipmp	Ppk
Stc	1000	-8,6	25	39,12	32,31	9,19	8,88	270
Invierno	600	-2	17,50	40,06	33,09	9,13	8,82	278,30
Verano	1000	41	73,50	33,84	27,95	9,53	9,21	222,96

Ilustración 29: Características en situaciones extremas por módulo

6.- ESTRUCTURA

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente estarán dispuestos sobre una estructura de soporte con una inclinación fija de 60°. Dicha estructura deberá cumplir con las peores condiciones que se pueden dar en este municipio tal como viento, dilataciones, peso propio,...que estudiaremos en el siguiente apartado.

6.1.- SOBRECARGAS SOPORTADAS

Las siguientes acciones que se van a estudiar vienen recogidas en los Eurocódigos conjuntamente con los Documentos Nacionales del CTE (CTE DB SE Acciones en la Edificación) donde se encuentran los valores característicos de las acciones. Estos son:

- Peso propio: acción permanente que incluye el peso de las placas, se tomará como valor 200 N/m².
- Nieve: los módulos de la estructura deben estar preparados para soportar como mínimo una carga de 1000 N/m² según UNE EN 62215.
- Viento: los módulos de la estructura deben estar preparados para soportar como mínimo ráfagas de 130 km/h, que equivale a 800 N/m².
- Temperatura: con una separación al menos de 10mm cada tres módulos, sería suficiente para desprestigiar dichos efectos de acción térmica.
- Sobrecarga de uso: en este tipo de estructuras no se contempla esta opción ya que el mantenimiento sin el paso de personas u objetos sobre la estructura o los módulos.

6.2.- TORNILLOS

Calculemos ahora los esfuerzos que deberán soportar los tornillos M10 10.9 que son considerados de alta resistencia. Sus características técnicas son:

$$\text{Área} = 58 \text{ mm}^2$$

$$F_u = 1000 \text{ N/mm}^2$$

$$\gamma_M = 1,25$$

$$\gamma_{M2} = 1,25$$

La resistencia a cortadura del tornillo M10 10.9 será:

$$F_{vmax} = \frac{0,5 * F_{ub} * A_s}{\gamma M_2} = \frac{0,5 * 1000 * 58}{1,25} = 23200 \text{ N} = 2320 \text{ kp}$$

La resistencia a tracción del tornillo M10 10.9 será:

$$F_{tmax} = \frac{0,9 * F_{ub} * A_s}{\gamma M_2} = \frac{0,9 * 1000 * 58}{1,25} = 41760 \text{ N} = 4176 \text{ kp}$$

6.3.- CIMENTACIONES

La cimentación donde estarán sujetas los soportes de las placas, siempre sufrirán los esfuerzos continuos del viento, y dichas tensiones deben ser inferiores a las del terreno. Esta cimentación vendrá dada a los valores mínimos exigidos según la Norma EHE 2008 (Instrucción de Hormigón Armado).

El hormigón será del tipo HA 25, con una resistencia de 250 N/mm^2 , tipo de acero B400S y coeficientes de seguridad $c=1,5$ y $s=1,15$. Comprobemos con estos datos que $P_{zapata} > P_{viento}$:

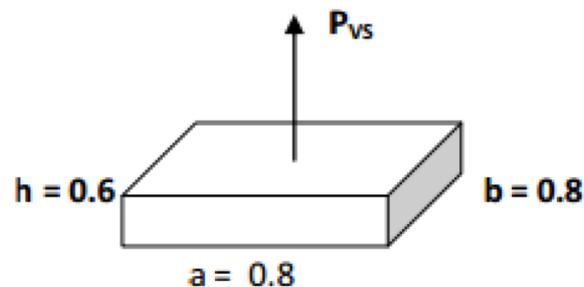


Ilustración 30: Dirección esfuerzo

$$P_{vs} = 1,96 * 5 * 2 = 20 \text{ kN} = 2 \text{ Tn}$$

$$P_z = V * \gamma = 0,6 * 0,8 * 0,8 * 2400 \text{ kp/m} = 921 \text{ kp}$$

$$\Sigma = \frac{F}{A} = \frac{23900}{800 * 800} = 0,03 \text{ MPa} < 0,2 \text{ MPa}$$

7.- CABLEADO

El cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. Para el cálculo de las secciones del cableado utilizaremos dos métodos, por caída de tensión y por intensidad máxima admisible.

El material del cableado será de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5% en corriente continua y el 2% en corriente alterna, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según está establecido en el Reglamento de Baja Tensión ITC-BT 40 y el Pliego de condiciones Técnicas del IDAE.

El cableado de cada rama deberá soportar una intensidad 1,25 veces superior a la de cortocircuito y no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. Los tipos de cables que serán usados en la instalación son del tipo ZZ-F 0,6/1 kV.

A continuación se describe el tipo de cableado a utilizar en cada parte de la instalación:

- Cableado CC
Este tramo irá a partir del generador fotovoltaico hasta el inversor.
- Cableado CA
Este se corresponde al último tramo, el cual finalizará con la conexión física de la misma red eléctrica de distribución. Dicho tramo va desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a la red de distribución.

Mediante caída de tensión

Tal y como se ha mencionado anteriormente, según el Pliego de condiciones Técnicas del IDAE, el cableado de cada rama deberá de soportar caídas de tensión inferiores al 1,5% en corriente continua, por lo que:

Conexión	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Caída de tensión	Sección teórica (mm ²)	Sección comercial (mm ²)
Rama 1 - Caja conexión	64	8,36	775,44	11,63	1,63	2,5
Rama 2 - Caja conexión	55	8,36	775,44	11,63	1,40	1,5
Rama 3 - Caja conexión	42	8,36	775,44	11,63	1,07	1,5
Rama 4 - Caja conexión	29	8,36	775,44	11,63	0,73	1,5
Caja conexión-inversor	1	33,00	775,44	11,63	0,10	1,5
Inversor-Red	58	36,08	390	7,80	8,33	10

Ilustración 31: Sección cableado

Para la obtención de estos datos se han utilizado las siguientes ecuaciones:

$$Cdt\% = U_{\text{línea}} * 0,015 (V)$$

$$S_{CC} = \frac{2 * L * I}{k * e} (mm^2)$$

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} * L * I}{k * e} (mm^2)$$

Donde:

S: sección del conductor.

e: caída de tensión (V).

L: longitud de la línea (m).

I: intensidad de la línea (A).

k: conductividad (56 en cobre).

En nuestro caso, la caída de tensión en corriente continua más desfavorable es aquella rama donde la longitud sea mayor, por tanto, será la línea 1 donde la longitud es de 64m y cuya sección sería de 1,63 mm², de tal forma, que la sección correspondiente sería de 2,5 mm².

La caída de tensión real de dicha línea será:

$$Cdt_{rama} = \frac{2 * L_{rama} * I_{mod}}{S * N_{mod} * V_{mod} * \sigma} = \frac{2 * 64 * 8,36}{2,5 * 24 * 32,31 * 56} = 0,0098 \text{ (V)}$$

$$Cdt\%_{rama} = 0,98\%$$

En el caso de ser corriente alterna, que es el tramo desde el inversor hasta el punto físico de la conexión a la red de distribución, la longitud de la línea es de 58m y sección de 10mm², por lo que la caída de tensión real será:

$$Cdt_{rama} = \frac{\sqrt{3} * L_{rama} * I_{inv} * \cos\phi}{S * V_{inv} * \sigma} = \frac{\sqrt{3} * 58 * 86,08 * 0,8}{10 * 400 * 56} = 0,0031 \text{ (V)}$$

$$Cdt\%_{rama} = 0,31\%$$

Mediante intensidad máxima admisible:

Para calcular las secciones, ha sido basada en la norma ITC-BT-19 cumpliendo también las condiciones anteriores mediante caída de tensión. Para estos cálculos, tendremos que tener en cuenta:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_2 \leq 1,45 * I_z$

Siendo:

I_b : intensidad de diseño

I_N : intensidad nominal

I_z : intensidad admisible

I_2 : intensidad de actuación del elemento protector (fusibles, magnetotérmico)

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ^a en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ^a en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ^b				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ^c . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ^b					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ^c . Distancia a la pared no inferior a D ^b						3x PVC			3x XLPE o EPR ^d		
G		Cables unipolares separados mínimo D ^b								3x PVC ^d		3x XLPE o EPR	
Cobre		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Ilustración 32: Intensidades admisibles

Tabla A.52-3
Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores
(a utilizar con los valores de intensidades admisibles de la tabla A.52-1 y A.52-1 bis)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Ilustración 33: Factores de reducción

En el tramo que va desde la instalación generadora hasta las cajas de conexiones en el cual pasa una $I_n = 8,36A$ estando montadas en montaje superficial o empotrados en obra (método C) mediante bandejas con conductores de XLPE. Por lo tanto, se obtiene una sección teórica de $2,5mm^2$.

Debido a que irá por la pared habiendo varios circuitos en la misma bandeja, estamos obligados a aplicar un factor de corrección en función de dicho número de circuitos. Según la tabla 1 de la ITC-BT-19, $I_0 = 29A$. Por dicha pared pasarán 4 circuitos, por lo aplicando un factor de corrección de 0,70 obtendremos el valor de $I_z = 29 * 0,70 = 20,3A$.

Por tanto, la primera condición donde $I_n \leq I_z$ se cumple, ya que $8,36 \leq 20,3 (A)$.

Para una corriente nominal de $8,36A$ y potencia del inversor de $25kW$, corresponde de principio colocar un fusible de $10A$, con que $I_2 = 10A$.

Comprobemos ahora si se cumple la segunda condición, $I_2 \leq 1,45 * I_z$:

La expresión para hallar la intensidad del fusible es: $I_2 = 1,6 * I_n = 1,6 * 10 = 16A$.

Con que la segunda condición, $I_2 \leq 1,45 * I_z$ se cumple, ya que $16 \leq 1,45 * 20,3 \leq 29,43 (A)$.

En conclusión, podemos decir que la sección de $2,5mm^2$ es correcta para este tramo de instalación, pero como la sección mínima de los módulos fotovoltaicos es de $4 mm^2$, se instalará dicha sección.

En el tramo que va desde las cajas de conexiones hasta los inversores en el cual pasa una $I_n = 33A$ estando montadas en montaje superficial o empotrados en obra (método E) con conductores de XLPE. Por lo tanto, se obtiene una sección teórica de $1,5mm^2$.

Según la tabla 1 de la ITC-BT-19, $I_0 = 24A$. Por dicha pared pasará un circuito, por lo aplicando un factor de corrección de 1 obtendremos el valor de $I_z = 29 * 1 = 29A$.

Por tanto, la primera condición donde $I_n \leq I_z$ no se cumple, ya que $33 \leq 29 (A)$. Por tanto, tendremos que aumentar la sección a $4 mm^2$. Donde por el mismo método $I_0 = 45A$, por lo que $I_z = 45 * 1 = 45A$, de tal forma que ahora sí que se cumple la primera condición, $33 \leq 45A$.

Para una corriente nominal de $33A$ y potencia del inversor de $25kW$, corresponde de principio colocar un fusible de $40A$, con que $I_2 = 40A$.

Comprobemos ahora si se cumple la segunda condición, $I_2 \leq 1,45 * I_z$:

La expresión para hallar la intensidad del fusible es: $I_2 = 1,6 * I_n = 1,6 * 33 = 52,8A$, y como fusible de $53A$ no hay comercialmente, seleccionaríamos el de $63A$.

La expresión para hallar la intensidad del interruptor magnetotérmico es: $I = 1,3 \cdot I_n = 1,3 \cdot 33 = 42,9A$.

Con que la segunda condición, $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$ no se cumple, ya que $52,8 \leq 1,45 \cdot 29 \leq 42,05$ (A). Por tanto, tendremos que aumentar la sección a 4 mm^2 . Donde por el mismo método $I_0 = 45A$, por lo que $I_z = 45 \cdot 1 = 45A$, de tal forma que ahora sí que se cumple la primera condición, $52,8 \leq 1,45 \cdot 45 \leq 65,25$ (A).

En conclusión, podemos decir que la sección de 4 mm^2 es correcta para este tramo de instalación.

En el tramo que va desde el inversor hasta el cuadro de baja tensión del colegio en el cual pasa una $I_n = 36,08A$ estando montadas en montaje superficial o empotrados en obra (método C) mediante bandejas con conductores de XLPE. Por lo tanto, se obtiene una sección de 10 mm^2 .

$$I_n = \frac{P_{inv}}{I_{inv}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 36,08A$$

Siendo el cableado de alterna, la intensidad mínima será:

$$I = 1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot 36,08 = 45,1A$$

Con estos datos obtenidos, con una sección de 6 mm^2 aguantarían una intensidad de $51A$, pero seleccionaremos una sección de 10 mm^2 que es la mínima exigida por normativa del propio inversor y según la ITC-BT-14.

Resumiendo, tenemos:

Conexión	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Caída de tensión	Sección teórica (mm ²)	Sección comercial (mm ²)
Rama 1 - Caja conexión	64	8,36	775,44	11,63	1,63	4
Rama 2 - Caja conexión	55	8,36	775,44	11,63	1,40	4
Rama 3 - Caja conexión	42	8,36	775,44	11,63	1,07	4
Rama 4 - Caja conexión	29	8,36	775,44	11,63	0,73	4
Caja conexiones-inversor	1	33,00	775,44	11,63	0,10	4
Inversor-Red	58	36,08	390	7,80	8,33	10

Ilustración 34: Sección final cableado

8.- PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación es importante, ya que delimita la tensión que se pueda presentar en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando así el riesgo que supone el mal funcionamiento o una posible avería del algún componente o dispositivo.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000, artículo 12, referente a las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Artículo 12: Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.

“La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.”

A través del ITC-BT-18, podemos saber la resistividad aproximada de cada tipo de terreno:

Tabla 4. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Ilustración 35: Valores medios resistividad

Además, según este reglamento, el electrodo se dimensiona de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia, no supere el valor indicado en cada caso:

- 24V en local o emplazamiento conductor.
- 50V en los demás casos.

Por tanto, sabiendo que la resistividad del terreno es de $500 \Omega \cdot m$, el número de picas es 2 con longitud 2m cada una, la longitud del conductor enterrado es de 6m y k es 0,577 para 2 picas, tenemos:

$$R_{pica} = \frac{\rho \cdot K}{n \cdot L} = \frac{500 \cdot 0,577}{2 \cdot 2} = 72,12 \Omega$$

$$R_{cond} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 500}{6} = 166,66 \Omega$$

$$R_{total-puesta \ a \ tierra} = \frac{R_{pica} \cdot R_{cond}}{R_{pica} + R_{cond}} = \frac{72,12 \cdot 166,66}{72,12 + 166,66} = 54,34 \Omega$$

Siendo la corriente de defecto 300mA, calculemos la tensión de contacto:

$$V_{contacto} = I_{defecto} \cdot R_{total-puesta \ a \ tierra} = 0,3 \cdot 54,34 = 16,302 \Omega$$

Con estos resultados, podemos asegurar que en ningún instante la tensión de contacto supera los 24V tal y como indica el Reglamento de Baja Tensión.

9.- PROTECCIONES

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su mantenimiento.

9.1.- PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

Estas protecciones, deben de proteger la instalación desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. Se colocarán protecciones frente a sobretensiones con sus correspondientes descargadores de sobretensión, para ello utilizaremos fusibles de protección en cada rama. Dichos fusibles se colocarán en las cajas de conexiones protegiendo así cada una de las ramas, conectando un fusible para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa. Por tanto realizaremos los siguientes cálculos a partir de dos criterios que son:

- $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- $I_Z \leq 1,45 \cdot I_Z$

Por lo que:

- $I_B = I_{pico-mod} = 8,36A$
- $I_Z = 20,30A$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible debe de ser:

$$8,36 \leq I_N \leq 20,30 \text{ (A)} \rightarrow I_N = 10\text{A}$$

Veamos si se cumple la segunda condición:

$$I_2 = 1,6 * I_N = 1,6 * 10 = 16\text{V}$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z \rightarrow 16 \leq 1,45 * 20,30 \rightarrow 16 \leq 29,43 \text{ (A)}$$

Tras los cálculos obtenidos, se elegirán un total de 8 fusibles de 10A para las ramas de módulos fotovoltaicos.

9.2.- PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA

Estas protecciones, deben de proteger la instalación desde los el inversor hasta el punto de conexión a la red de distribución. Dicha línea estará protegida frente a sobrecargas y sobreintensidades mediante la incorporación de un interruptor automático magnetotérmico y un interruptor diferencial. Para ello realizaremos los siguientes cálculos:

Tensión red (V)	400
Potencia inversor (W)	25550
I_{inversor-alterna} (A)	36,88
Interruptor magnetotérmico (A)	40
Interruptor diferencial (A)	63

Ilustración 36: Datos instalación

Donde:

$$I_{\text{inversor-alterna}} = \frac{\left(\frac{P_{\text{inv}} * N^{\circ} \text{inv}}{3}\right)}{U_{\text{red}} * \sqrt{3}} \text{ (A)}$$

A la salida del inversor, colocaremos un interruptor magnetotérmico de 40A, y por otra parte, el interruptor diferencial será de 63A.

Además colocaremos un interruptor magnetotérmico de 100A en la LGA.

11.- ESTUDIO ECONÓMICO

El fin del proyecto es que sea rentable y viable, por tanto, veamos a continuación que importe va a suponer llevarlo a cabo, el período de recuperación y los beneficios que podemos obtener del mismo.

11.1.- PRESUPUESTO

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
MODULOS FOTOVOLTAICOS Y SOPORTES				
1.	Módulo fotovoltaico Atersa A-270M GSE			
	Panel Solar de la marca ATERSA modelo A-270M GSE o equivalente aprobado por la D.F. Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Dimensiones (mm \pm 2 mm) 1638x995x40. Peso 18,7 kg. Tipo de célula Monocristalina 156x156 mm. Marco aleación de aluminio anodizado de color plata. Caja de conexiones / Opcional QUAD IP54 / QUAD IP65 con 3 diodos. Cable Solar 4 mm ² 1000 mm. Conectores MC4 o combinable MC4. Características: – Potencia Nominal (0/+5 W) 255 W. – Eficiencia del módulo 15,66% – Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp) 8,34 A – Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp) 30,57 V – Corriente en Cortocircuito (Isc) 8,89 A – Tensión de Circuito Abierto (Voc) 37,76 V – Temperatura -40°C a +85°C – Máxima Tensión del Sistema / Protección 1000 V / CLASS II Incluye diodos. Con P.P. de accesorios de fijación, tacos, tornillos, etc. Se entiende material totalmente instalado, verificado, con controles y ensayos y puesta en marcha. Además también están incluidas ayudas de albañilería, horas dedicadas por el encargado de electricidad, medios auxiliares y costes indirectos.	96,00	163,55	15.700,69
2.	Estructura Techno Sun			
	Estructura aluminio ajustable 1 módulo vertical (1642*994*40) suelo Techno Sun Ref: 890,07,01.S1x1642	96,00	41,93	4.024,80
TOTAL MODULOS FOTOVOLTAICOS Y SOPORTES				19.725,49

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
--------	---------	----------	--------	---------

INVERSOR

3. Inversor trifásico Sunny Tripower 25000TL SMA

Inversor trifásico Sunny Tripower 25000TL de la marca SMA o equivalente aprobada por la D.F. Características: Inyección trifásica. Conversión sin transformador. OptiTrack Global Peak, Q demand 24/7 y diversos interfaces de serie: Webconnect, SMA Modbus y SunSpec Modbus.

- Potencia máx. recomendada de CC 25500W
- Tensión de entrada mínima 390V
- Tensión nominal de entrada 600V
- Tensión de entradas de CC / Número de seguidores de MPPT 2/2
- Tensión máx. de entrada (tensión en circuito abierto) 1000V
- Tensión MPP máx. a potencia nominal de CC del inversor 800V
- Tensión de entrada en el arranque 188V
- Número de fases de inyección 3
- Tensión de red 1/N/PE, AC, 230V
- Corriente de salida máx. 36,2A
- Potencia nominal CA 25000W
- Coeficiente de rendimiento máx. 98,3%
- Coeficiente de rend. Europeo 98,1%
- Frecuencia nominal 50Hz
- Frecuencia de red min., fmin, límite de desconexión 44Hz (ES)
- Frecuencia de red max., fmax, límite de desconexión 55Hz (ES)
- Potencia perdida por la noche 1 W
- Tipo de protección: IP65
- Topología Sin transformador

Con P.P. de accesorios de fijación, terminales, tornillos, perfilera de soporte. Incluso mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Se entiende material totalmente instalado, verificado, con controles y ensayos y puesta en marcha. Se aportarán los certificados correspondientes a su homologación, cumplimiento de normas, ensayos y pruebas.

1,00 3.270,60 3.270,60

TOTAL INVERSOR

3.270,60

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
CASETA PREFABRICADA				
4.	Caseta Arcosolar 2550			
	<p>Caseta Arco Solar 2550 para ubicar el inversor, la caseta posee unas dimensiones de 2,4 x 2,55 metros en planta y 2,8 metros de altura. Está formada por una estructura UPN 160 S 275 JR de acero laminado en caliente con correas DD11 en tubo 60x30x2 y 60x60x2 mm. La cubierta es escamoteable de panel sándwich grecado con un espesor de 40mm.</p> <p>Las instalaciones secundarias son una toma de corriente, un interruptor, un enchufe estanco y una luminaria fluorescente de 2x36 W. Otras características son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cubierta desmontable. - Suelo técnico registrable. - Base suelo de hormigón. - Aislamiento térmico. - Posee la opción de instalar ventilación forzada o natural. 			
		1,00	2.560	2.560,00
	TOTAL CASETA PREFABRICADA			2.560,00

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
CABLEADO Y CANALIZACIONES				
5.	Módulos fotovoltaicos - Cajas de conexiones CC-Inversor			
	<p>Cableado de interconexión entre módulos y cajas de conexiones de corriente continua. Conductores de cobre unipolares de Prysmian Suntec ZZ-F 0,6/1kV de 4mm² de sección nominal o equivalente aprobado por D.F., no propagador de la llama y libre de halógenos, con aislamiento de clase II.</p> <p>Temperatura de servicio (instalación fija): -40°C, +120°C Tensión nominal de servicio: 0,6/1 kV No propagación de la llama: EN 60332-2-2 Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2-2 Reducida emisión de gases tóxicos: NFC-20454 Nula emisión de gases corrosivos: EN 50267-2-2 Resistencia a la absorción del agua: EN 60811-1-3 Resistencia al frío: EN 60811-1-4 Resistencia a los rayo ultravioleta Resistencias a las grasas y aceites: EN 60811-1-2 Resistencia a la abrasión: DIN 53505 Garantía: 30 años</p> <p>Con P.P. de accesorios de fijación, terminales, tornillos. Incluso mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Se entiende material totalmente instalado y verificado.</p>			
		116,00	5,79	671,49

6. Inversor - Cuadro de Baja Tensión

Cableado de interconexión entre módulos y cajas de conexiones de corriente continua. Conductores de cobre unipolares de Prysmian Suntec ZZ-F 0,6/1kV de 10mm² de sección nominal o equivalente aprobado por D.F., no propagador de la llama y libre de halógenos, con aislamiento de clase II.

Temperatura de servicio (instalación fija): -40°C, +120°C

Tensión nominal de servicio: 0,6/1 kV

No propagación de la llama: EN 60332-2-2

Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2-2

Reducida emisión de gases tóxicos: NFC-20454

Nula emisión de gases corrosivos: EN 50267-2-2

Resistencia a la absorción del agua: EN 60811-1-3

Resistencia al frío: EN 60811-1-4

Resistencia a los rayo ultravioleta

Resistencias a las grasas y aceites: EN 60811-1-2

Resistencia a la abrasión: DIN 53505

Garantía: 30 años

Con P.P. de accesorios de fijación, terminales, tornillos. Incluso mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Se entiende material totalmente instalado y verificado.

220,00	9,89	2.175,89
--------	------	----------

7. Bandeja UNEX

Bandeja aislante UNEX 66 enU23X lisa 60x100, carga admisible 10,8kg/m. Norma UNE EN 61537:2007.

106,00	9,43	999,58
--------	------	--------

TOTAL CABLEADO Y CANALIZACIONES

		3.846,59
--	--	----------

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
PROTECCIONES Y CUADROS ELECTRICOS				
8.	Fusible 10A TECHNO SUN			
	Fusible palas o cuchillas de 10A y 1000V.	8,00	0,44	3,52
9.	Portafusible 30A TECHNO SUN			
	Portafusible, palas o cuchillas hasta 30A.	8,00	5,08	40,64
10.	Interruptor magnetotérmico Schneider Electric			
	Interruptor magnetotérmico tetrapolar situado a la salida del inversor. Modelo iC60N 40A, 4 polos y curva C o equivalente aprobado por la D.F. Verificado y cumpliendo la reglamentación vigente, UNE-EN 60898 y prescripciones propias del proyecto. Incluso parte proporcional de accesorios necesarios para su correcta instalación y certificado de conformidad a normas.	1,00	49,94	49,94
11.	Interruptor diferencial Schneider Electric			
	Interruptor diferencial tetrapolar situado a la salida del inversor. Modelo Acti9 63A 300mA, 4 polos y clase AC o equivalente aprobado por la D.F. Verificado y cumpliendo la reglamentación vigente, UNE-EN 61008 y prescripciones propias del proyecto. Incluso parte proporcional de accesorios necesarios para su correcta instalación y certificado de conformidad a normas.	1,00	127,00	127,00
12.	Interruptor magnetotérmico Schneider Electric LGA			
	Interruptor diferencial tetrapolar situado a la salida del inversor. Modelo C120N 100A, 4 polos, curva C y poder de corte 10kA o equivalente aprobado por la D.F. Verificado y cumpliendo la reglamentación vigente, UNE-EN 61008 y prescripciones propias del proyecto. Incluso parte proporcional de accesorios necesarios para su correcta instalación y certificado de conformidad a normas.	1,00	158,02	158,02

13. Caja de conexiones CC. Gave Solartec.

Caja de conexiones eléctricas de corriente continua apta para la entrada y protección de tres strings ramas para la conexión fotovoltaica. Tensión máxima de entrada 1000V. Intensidad de entrada de cortocircuito de 25A. Protección sobretensión PST31PV. Sus dimensiones serán las necesarias para albergar toda la aparamenta descrita en este descompuesto más un 30% de espacio de reserva, incluso elementos de cierre, bisagras, accesorios de fijación etc. Cada circuito irá identificado con etiquetas adhesivas indelebles, con el texto marcado al fuego o mecanizado, sobre fondo blanco o rojo a indicar por la D.F. La parte frontal del cuadro llevará una etiqueta que permita su referencia y localización. En la parte interior llevará un portaplanos conteniendo el esquema unifilar. El embarrado y conexiones interiores sólo podrán ser las aconsejadas por el fabricante para cada intensidad y, en ningún caso se permitirán conectar varios conductores a un mismo borne de conexión.

Incluida P.P. de accesorios de fijación, terminales, tornillos, termo retráctil, etiquetas de identificación, portaplanos con esquema unifilar, etc. Incluso posibles modificaciones, ampliaciones o adecuaciones que se consideren necesarios en el cuadro y en sus elementos constitutivos, para que la unidad de obra quede totalmente terminada y en perfecto funcionamiento. Así como mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Se entiende material totalmente instalado, verificado, con controles y ensayos y puesta en marcha. Se aportarán los certificados correspondientes a su homologación, cumplimiento de normas, ensayos y pruebas.

4,00 525,98 2103,92

TOTAL PROTECCIONES CUADROS ELECTRICOS

2.483,04

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
PUESTA A TIERRA				
14.	H07Z1-K sección 4mm2			
	<p>Conductores de cobre unipolares de General Cable H071-K 450/750V con 4mm2 de sección nominal o equivalente aprobado por D.F., libre de halógenos, con aislamiento tipo T17 según EN 50363-7.</p> <p>Temperatura de servicio (instalación fija): -40°C, +70°C</p> <p>Tensión nominal de servicio: 450/750 kV</p> <p>Con P.P. de accesorios de fijación, terminales, tornillos. Incluso mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Se entiende material totalmente instalado y verificado. Se aportarán los certificados correspondientes a su homologación, cumplimiento de normas, ensayos y pruebas.</p>			
		130,00	2,62	340,47
15.	H07Z1-K sección 10mm2			
	<p>Conductores de cobre unipolares de General Cable H071-K 450/750V con 10mm2 de sección nominal o equivalente aprobado por D.F., libre de halógenos, con aislamiento tipo T17 según EN 50363-7.</p> <p>Temperatura de servicio (instalación fija): -40°C, +70°C</p> <p>Tensión nominal de servicio: 450/750 kV</p> <p>Con P.P. de accesorios de fijación, terminales, tornillos. Incluso mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Se entiende material totalmente instalado y verificado. Se aportarán los certificados correspondientes a su homologación, cumplimiento de normas, ensayos y pruebas.</p>			
		90,00	4,40	395,58
16.	Pica de tierra			
	Pica de tierra cobriza de 2m y 14 mm de espesor.	2,00	9,08	18,16

17. Cable de cobre sección 35mm2

Cableado de cobre con sección de 35mm2.	4,00	3,78	15,12
---	------	------	-------

TOTAL PUESTA A TIERRA			769,22
------------------------------	--	--	---------------

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
--------	---------	----------	--------	---------

18. Beneficio

Representa el 9% del presupuesto	1,00	2.938,35	2938,35
----------------------------------	------	----------	---------

TOTAL PRESUPUESTO SIN IVA	35.593,89
----------------------------------	------------------

TOTAL PRESUPUESTO CON IVA	43.068,61
----------------------------------	------------------

Por lo que tendremos un coste de W_p :

$$W_p = \frac{\text{Importe (sin I.V.A.)}}{N^{\circ} \text{placas} * P_{\text{placa}}} = \frac{35.593,89}{(96 * 270)} = 1,37 \text{ €/}W_p \text{ siendo así, sería un importe razonable.}$$

11.2.- PERIODO DE AMORTIZACIÓN

Sabiendo ahora la inversión que debemos realizar y la energía que aprovecharemos a lo largo del año, veamos cuanto tiempo es necesario para amortizar dicha inversión. Para dicho estudio debemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento según el fabricante y el precio de la energía.

En el periodo de amortizaciones se va a estudiar por dos vías, una en la cual en el periodo de amortizaciones no estarán incluidos los peajes, y la segunda vía donde sí que se incluirán.

Periodo de amortización sin peajes

Consumo actual (kWh)				Consumo futuro (kWh)		
Años	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.315,855	31.481,139	9.367,250
2	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.361,118	31.607,063	9.404,719
3	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.406,382	31.732,988	9.442,188
4	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.451,645	31.858,912	9.479,657
5	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.496,909	31.984,837	9.517,126
6	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.542,172	32.110,762	9.554,595
7	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.587,436	32.236,686	9.592,064
8	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.632,699	32.362,611	9.629,533
9	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.677,962	32.488,535	9.667,002
10	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.723,226	32.614,460	9.704,471
11	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.768,489	32.740,384	9.741,940

Coficiente	Consumo actual pagada (€)	Consumo futuro (€)	Ahorro (€)	Inversión	Amortización
0,000	11.768,198	7.999,660	3.768,538	43.068,610	39.300,072
0,004	12.356,608	8.433,242	3.923,366		35.376,706
0,008	12.974,438	8.870,023	4.104,415		31.272,291
0,012	13.623,160	9.310,005	4.313,156		26.959,135
0,016	14.304,318	9.753,186	4.551,132		22.408,003
0,020	15.019,534	10.199,567	4.819,967		17.588,036
0,024	15.770,511	10.649,148	5.121,363		12.466,672
0,028	16.559,036	11.101,929	5.457,108		7.009,564
0,032	17.386,988	11.557,909	5.829,079		1.180,485
0,036	18.256,338	12.017,090	6.239,248		-5.058,763
0,040	19.169,155	12.479,470	6.689,685		-11.748,447

Ilustración 37: Amortización sin peajes

Como podemos observar, la instalación quedaría amortizada en 10 años.

Periodo de amortización con peajes

Durante estos últimos años, en España, se ha ido produciendo un cambio continuo de la legislación relacionado con las energías renovables, de tal forma que ha conllevado a que este tipo de proyectos aumente considerablemente el periodo de amortización provocando así que no sean rentables.

Según el Real Decreto 900/2015, la tasa de respaldo posee el siguiente importe:

Peaje de Baja Tensión	Peaje de respaldo (€/kWh)		
	Período 1	Período 2	Período 3
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,029399	0,019334	0,011155

Ilustración 38: Peaje de respaldo

Este término de tasa de respaldo, está formado por los siguientes apartados:

- Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes.
- Los pagos por capacidad.
- Otros servicios del sistema, diferenciando entre: los asociados a los servicios de ajuste del sistema eléctrico, a excepción del coste de desvíos, los asociados al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los asociados a la retribución del operador del mercado y del operador del sistema.

Este término implica el pago de un precio regulado, a diferencia del "contrato de suministro" que es un precio libre que viene determinado en un pacto entre comercializador y consumidor. Con esto, la empresa distribuidora se compromete a permitir el tránsito por sus redes de electricidad adquirida por el consumidor. Con todo ello, nos conlleva a dejar poco margen a la autonomía de las partes para pactar su contenido.

A continuación, podemos observar el peaje que deberíamos pagar anualmente:

Energía generada (kWh)			
Mes	Punta	Llano	Valle
Enero	540,40	5.640,12	824,77
Febrero	589,66	5.382,42	888,22
Marzo	495,40	4.643,18	824,77
Abril	1.965,96	3.330,37	888,22
Mayo	2.095,63	3.599,08	951,66
Junio	2.235,60	2.526,56	951,66
Julio	1.875,36	2.033,72	983,38
Agosto	1.217,11	1.769,11	983,38
Septiembre	3.227,89	3.109,10	949,93
Octubre	2.646,40	4.171,03	950,12
Noviembre	523,20	5.615,31	919,94
Diciembre	536,16	4.276,38	919,94
Total	17.948,77	46.096,36	11.035,99

Ilustración 39: Energía generada

Peaje según periodo 1, 2 y 3 (€)	527,68	891,23	123,11
Total (€)	1542,00		

Calculemos ahora el periodo de amortización con peaje:

Consumo actual pagada (kWh)				Consumo futuro (kWh)		
Años	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.315,855	31.481,139	9.367,250
2	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.361,118	31.607,063	9.404,719
3	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.406,382	31.732,988	9.442,188
4	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.451,645	31.858,912	9.479,657
5	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.496,909	31.984,837	9.517,126
6	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.542,172	32.110,762	9.554,595
7	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.587,436	32.236,686	9.592,064
8	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.632,699	32.362,611	9.629,533
9	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.677,962	32.488,535	9.667,002
10	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.723,226	32.614,460	9.704,471
11	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.768,489	32.740,384	9.741,940
12	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.813,753	32.866,309	9.779,409
13	17.948,771	46.096,364	11.035,992	11.859,016	32.992,233	9.816,878

Coeficiente	Consumo actual pagada (€)	Consumo futuro (€)	Ahorro (€)	Inversión	Amortización
0,000	11.768,198	9.045,483	2.722,715	43.068,610	40.345,895
0,004	12.356,608	9.535,748	2.820,860		37.525,035
0,008	12.974,438	10.029,632	2.944,807		34.580,229
0,012	13.623,160	10.527,133	3.096,027		31.484,202
0,016	14.304,318	11.028,253	3.276,065		28.208,136
0,020	15.019,534	11.532,991	3.486,543		24.721,593
0,024	15.770,511	12.041,347	3.729,164		20.992,429
0,028	16.559,036	12.553,321	4.005,715		16.986,714
0,032	17.386,988	13.068,914	4.318,074		12.668,640
0,036	18.256,338	13.588,125	4.668,213		8.000,427
0,040	19.169,155	14.110,954	5.058,201		2.942,226
0,044	20.127,612	14.637,401	5.490,212		-2.547,985
0,048	21.133,993	15.167,466	5.966,527		-8.514,512

Ilustración 40: Amortización con peajes

Como podemos observar, la instalación quedaría amortizada en 12 años.

11.3.- CONCLUSIÓN

Como se puede observar, hay cierta diferencia en el periodo de amortización dependiendo en gran medida de si se aplica o no la tasa de respaldo. Sin la aplicación de la tasa se obtiene un periodo de amortización de 10 años de tal forma que es un buen panorama, pero según la ley, aplicando así la tasa nos alejaríamos hasta los 12 años de amortización, con que el período se alargaría, pero sería aceptable.

Además, al restringirnos la potencia de la instalación generadora como máximo a la potencia contratada, nos restringe así la posibilidad de generar más energía instalando más placas elevando de esta forma la potencia de la instalación fotovoltaica y también reduciendo el tiempo necesario para amortizar dicha inversión.

12.- CONDICIONES TÉCNICAS DE EJECUCIÓN

12.1.- OBJETO

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo. El ámbito de aplicación de estas Condiciones Técnicas de Ejecución se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.

12.2.- GENERALIDADES

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista son: los Planos, Condiciones Técnicas de Ejecución, Presupuesto y Memoria, que se incluyen en el presente Documento.

Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio considerable respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe y si procede, que redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y las Condiciones Técnicas de Ejecución, prevalecerá lo prescrito en este último documento

12.3.- COMPONENTES Y MATERIALES

Tanto los módulos fotovoltaicos como el inversor tienen un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I. La instalación incorpora todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no provoca en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no da origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas.

Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones, la elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador, pero en cualquier caso los equipos sustituyentes deberán ser de características similares.

Los materiales seleccionados cumplen con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que lo evalúe.

La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

12.3.1.- Módulos fotovoltaicos

Los módulos satisfacen las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como están cualificados laboratorios reconocidos.

Los módulos llevan diodos de derivación para evitar posibles averías en las células y sus circuitos por sombreado y tienen un grado de protección IP65. Los marcos laterales son de aluminio.

Todos los módulos que integran la instalación son del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas.

Su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar están comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se han instalado los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma

independiente y en ambos terminales del generador. La estructura del generador se conectará a tierra.

12.3.2.- Estructura de soporte

La estructura soporte de módulos resiste, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación CTE. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permite las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

El diseño de la estructura se ha realizado para la orientación (-45°) y el ángulo de inclinación (60°) especificado para el generador fotovoltaico.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La estructura estará protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La estructura soporte ha sido calculada según el código técnico de la edificación CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

12.3.3.- Generador fotovoltaico

La ubicación, orientación e inclinación del generador fotovoltaico serán las descritas en la Memoria.

12.3.4.- Inversor

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funciona en isla o modo aislado.
- Incorpora vigilante de aislamiento y separación galvánica.

El inversor cumple con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

El inversor dispone de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorpora los controles automáticos imprescindibles que aseguran su adecuada supervisión y manejo.

Incorpora los controles manuales siguientes: · Encendido y apagado general del inversor.

- Conexión y desconexión del inversor al circuito de CA.

Las características eléctricas del inversor son las siguientes:

- Tiene un grado de protección IP 65 para instalaciones en exterior.
- Está garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -25 °C y 60°C de temperatura y entre 0 % y 100 % de humedad relativa.

12.3.5.- Cableado

Los conductores son de cobre y tienen la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores tienen la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %. Tienen la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se ha efectuado mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalla dura. Los cables utilizados poseen un aislamiento mayor de 1000V.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente. Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

12.3.6.- Conexión a red

La instalación cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, así como lo prescrito por la compañía distribuidora.

12.3.7.- Medidas

La medida de consumos se realiza con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación. Los contadores se señalizaran de forma indeleble. Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica, siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

12.3.8.- Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con 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. Deberán de incluir los siguientes elementos.

Artículo 14

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Eventualmente, las instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores.

Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50Hz.

12.3.9.- Puesta a tierra

La instalación cumple con 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. Incluye los siguientes elementos.

Artículo 15. Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones.

1. La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

2. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

3. Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

12.4.- CONDICIONES GENERALES DE LA OBRA

12.4.1.- Replanteo de la obra

Antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de la mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando la situación de las cimentaciones, situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en el tejado, distribución de los módulos etc., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

12.4.2.- Ejecución del trabajo

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

12.4.3.- Estructuras de fijación de los módulos

Es responsabilidad del instalador la fijación de las estructuras de sujeción de los paneles de la cubierta del edificio, su cálculo e instalación.

12.4.4.- Conexiones

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectúan mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

12.4.5.- Protección del medio ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

12.5.- RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en Castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

12.6.- MANTENIMIENTO

12.6.1.- Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento:

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual e incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- 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, etc.
- 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, etc.

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

12.6.2.- Mantenimiento a realizar por el propietario

Sería conveniente que como mínimo el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- Supervisión general: Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- Limpieza: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- Verificación visual del campo fotovoltaico: Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etc.
- Verificación de las medidas: La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura.

El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento.

12.7.- GARANTÍAS

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 10 años como mínimo y 25 años en rendimiento, contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador 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. En cualquier caso, deberá atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

12.7.1.- Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de 10 años. Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

12.7.2.- Condiciones económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedan incluidos los siguientes gastos:

- 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.
- Mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

12.7.3.- Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en los casos de incumplimiento por parte del suministrador.

12.7.4.- Lugar y tiempo de la prestación

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

12.8.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Impacto ambiental de la instalación

Las instalaciones de conexión a red tienen un impacto medioambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido o emisiones gaseosas a la atmósfera, veremos que su impacto, solo se limitará a la fabricación pero no al funcionamiento.

Ruidos

La producción de energía mediante sistemas fotovoltaicos no causa ningún tipo de ruido ya que carece de mecanismos y de cualquier parte que pudiera hacerlo. El inversor trabaja a muy altas frecuencias por lo que el ruido que pueda generar resulta prácticamente nulo.

Emisiones gaseosas a la atmósfera

La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere del uso de ningún tipo de combustible o materia prima que pueda causar gases contaminantes. La materia prima de este sistema es el sol.

Impacto visual

Debido a la ubicación de la instalación el impacto visual resulta prácticamente nulo, no pudiéndose observar desde la calle.

13.- BIBLIOGRAFÍA

Documentación:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Real Decreto 900/2015 de 9 de Octubre.
- Instrucciones Técnicas complementarias (ITC).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red establecidas por el IDAE en Julio de 2011.

Programas informáticos utilizados:

- Autocad 2015
- Google Earth Pro
- Microsoft Office Word
- Microsoft Office Excel

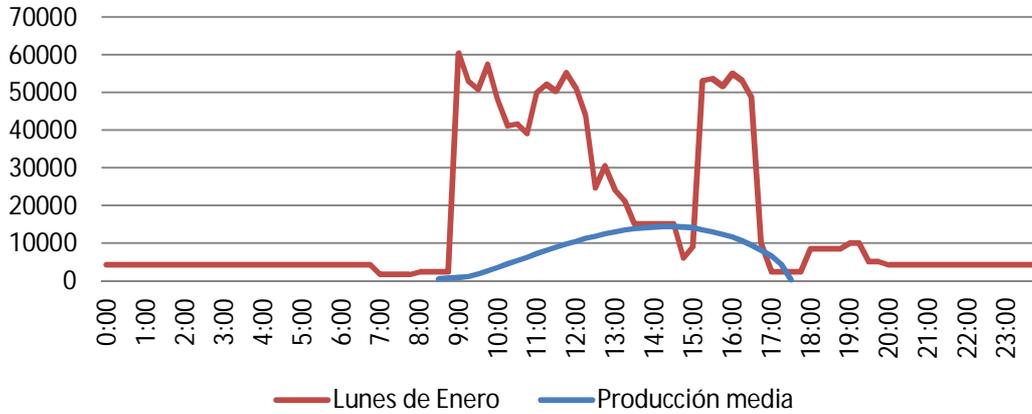
Páginas webs:

- www.schneider-electric.es
- www.technosun.com
- www.prysmiangroup.com
- www.generalcable.com
- www.modulosarco.com
- www.idae.es
- www.sma-iberica.com
- www.atersa.com
- www.epssolar.es
- www.tamesol.com
- www.eastech.com
- www.gave.com

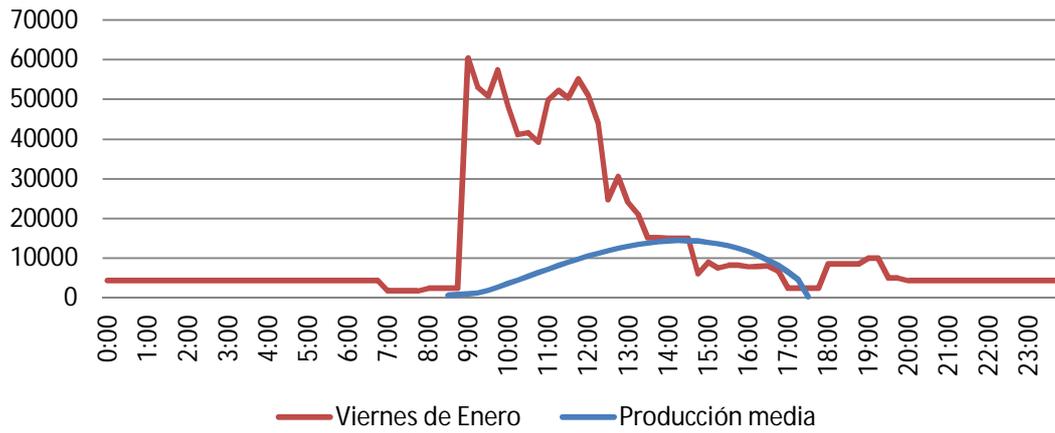
14.- ANEXOS

14.2.- GRAFICAS RESPECTO A DIAS CARACTERISTICOS POR MES (Eje X (horas); Eje Y (kW))

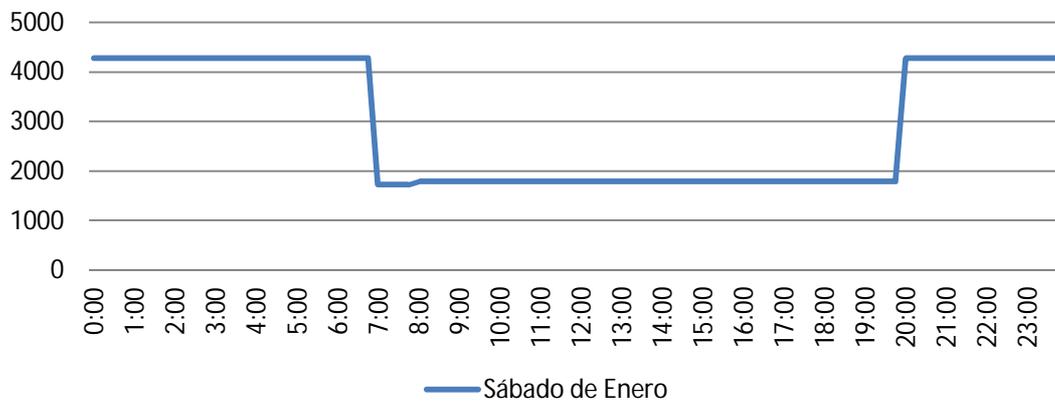
Lunes de Enero



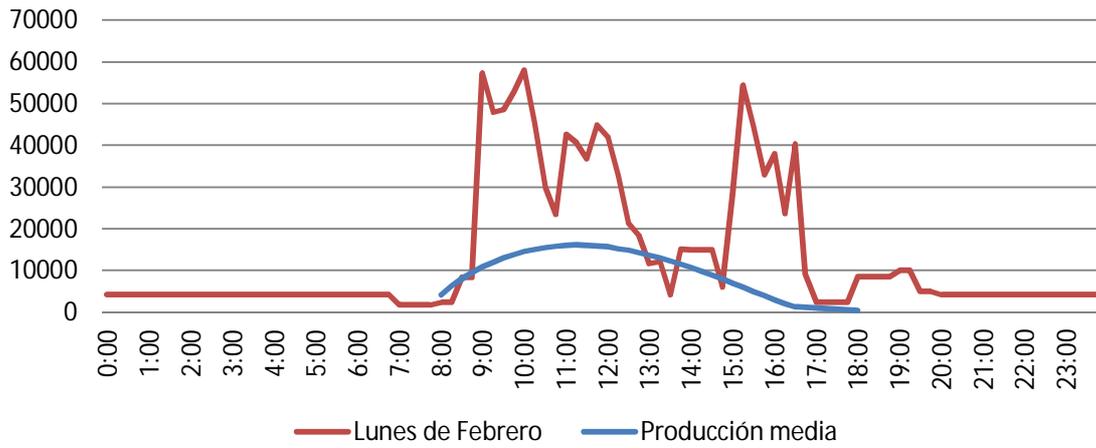
Viernes de Enero



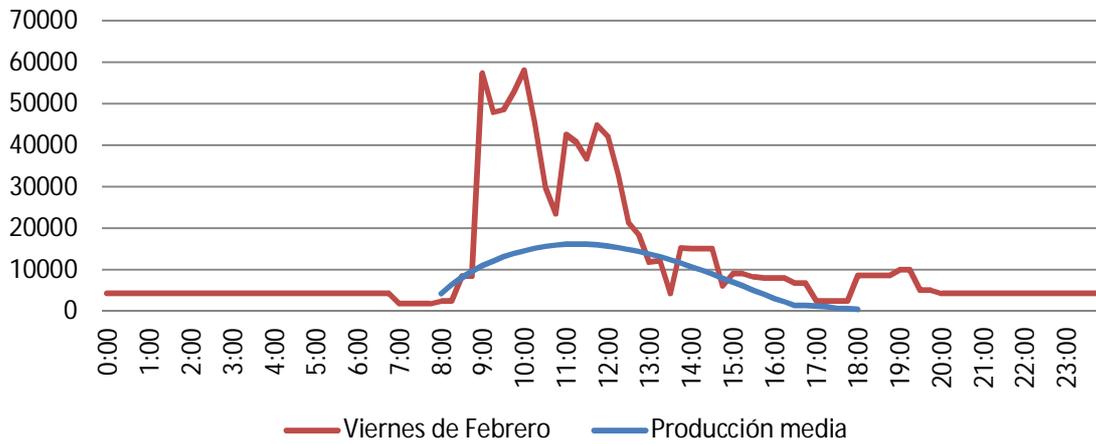
Sábado de Enero



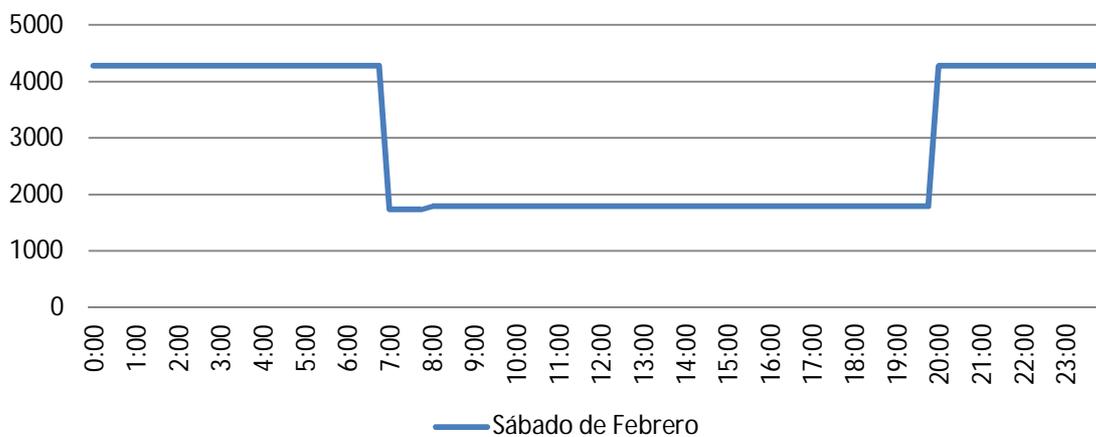
Lunes de Febrero



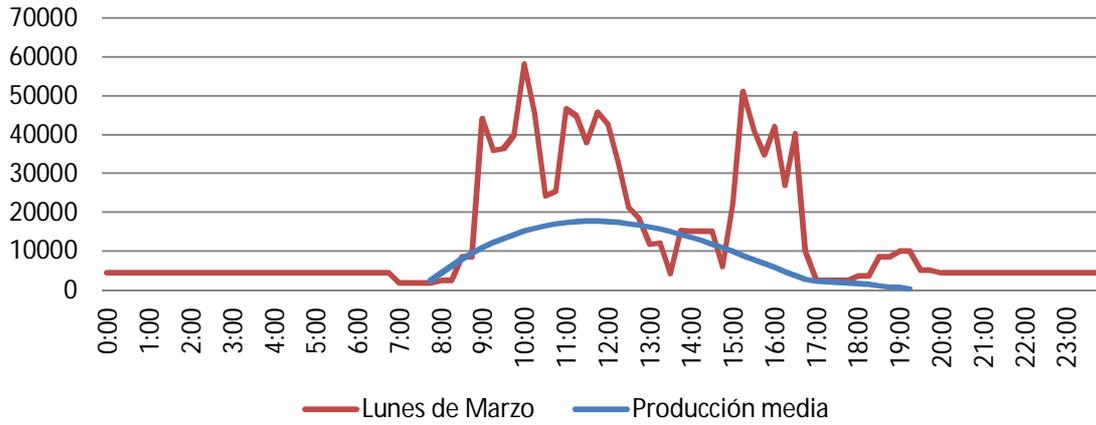
Viernes de Febrero



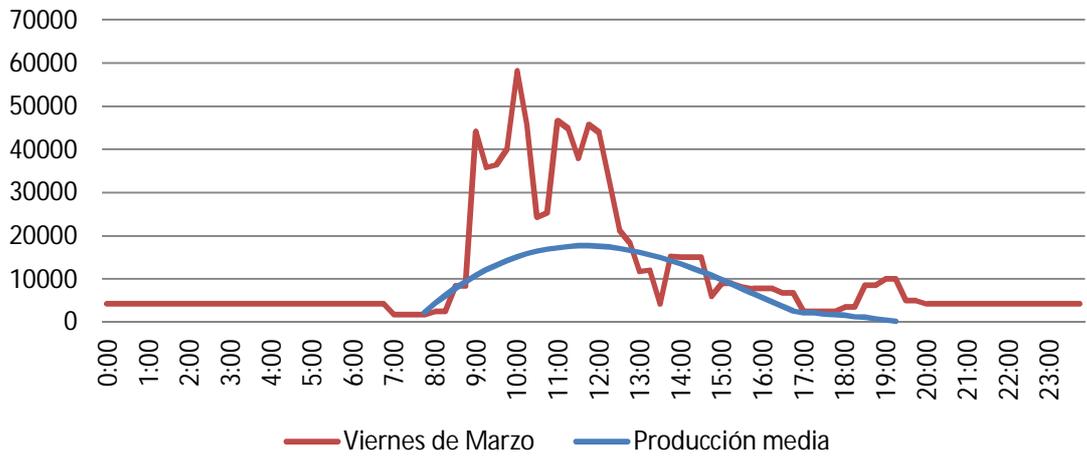
Sábado de Febrero



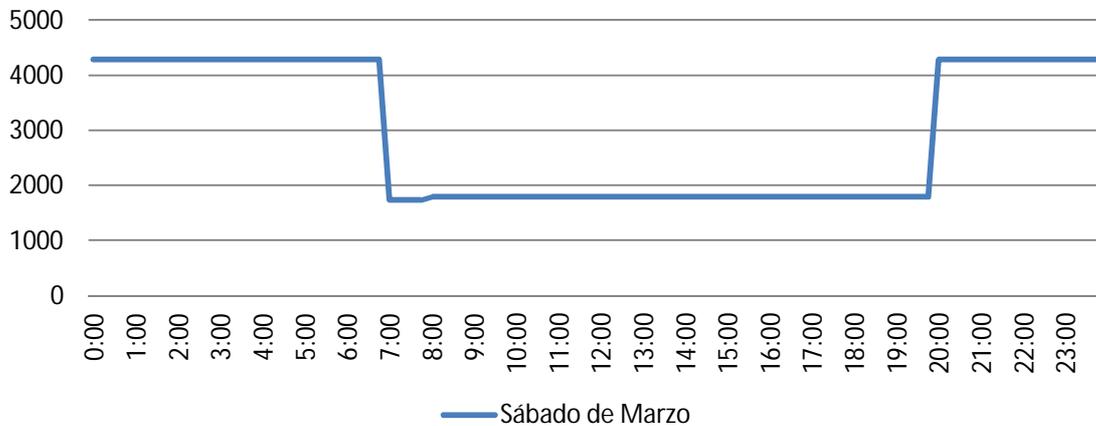
Lunes de Marzo



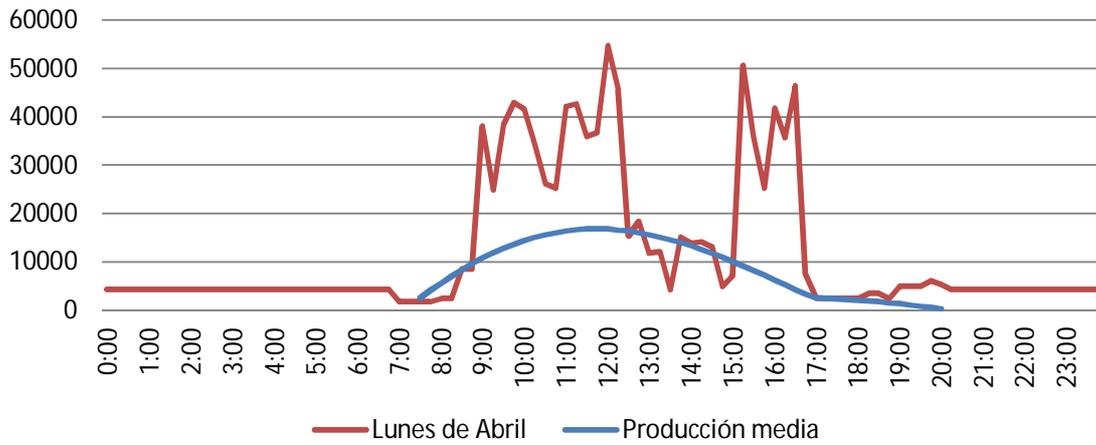
Viernes de Marzo



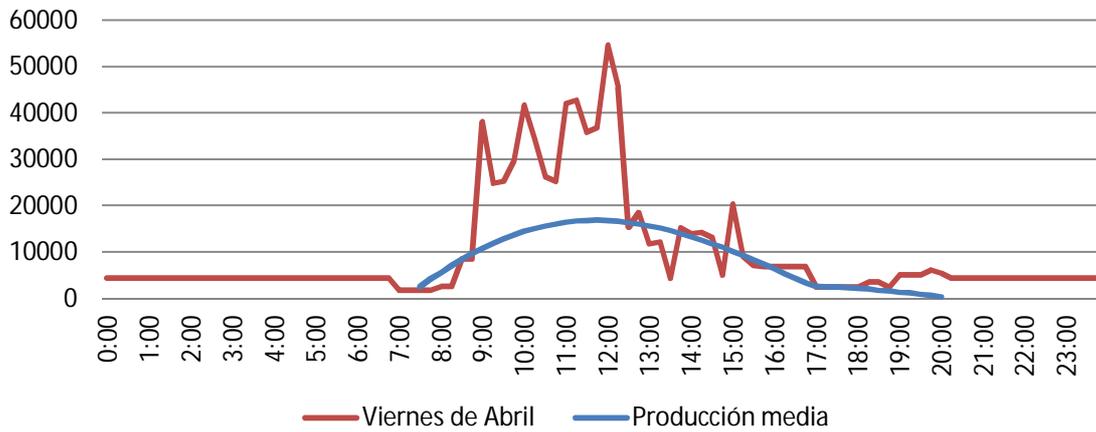
Sábado de Marzo



Lunes de Abril



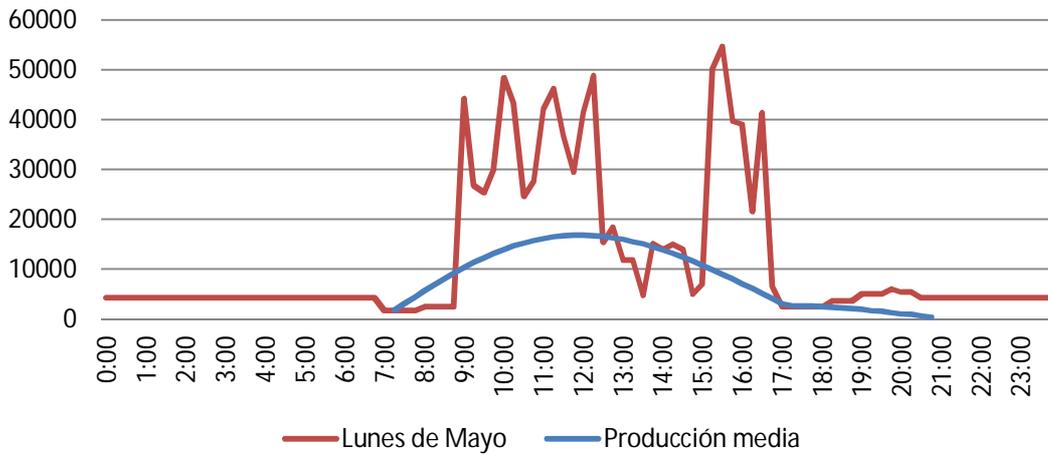
Viernes de Abril



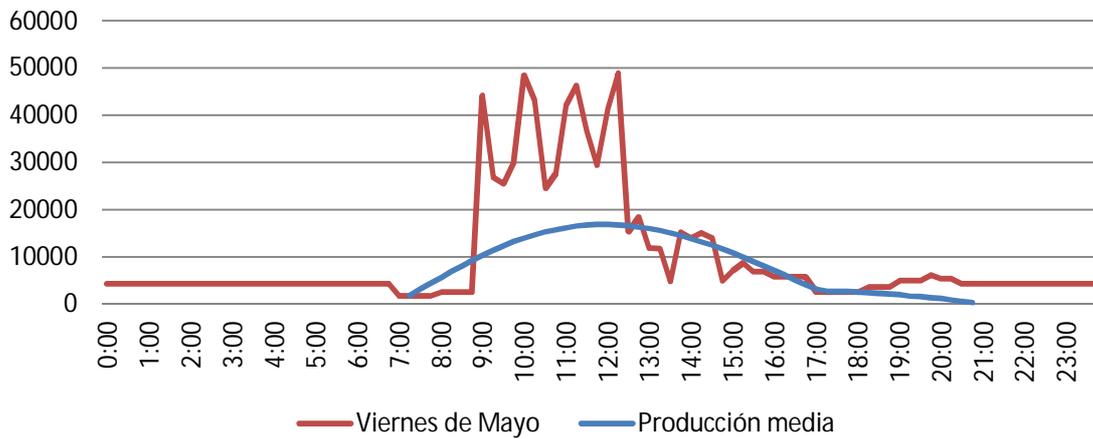
Sábado de Abril



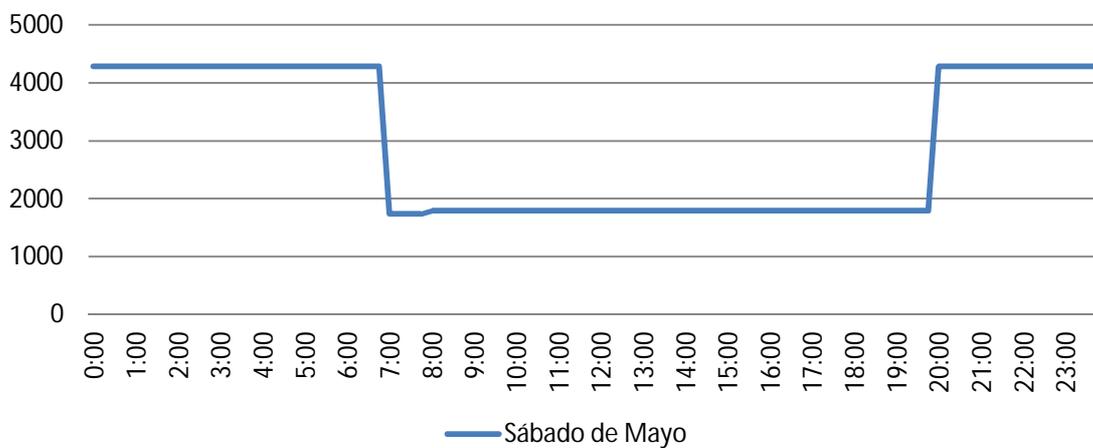
Lunes de Mayo



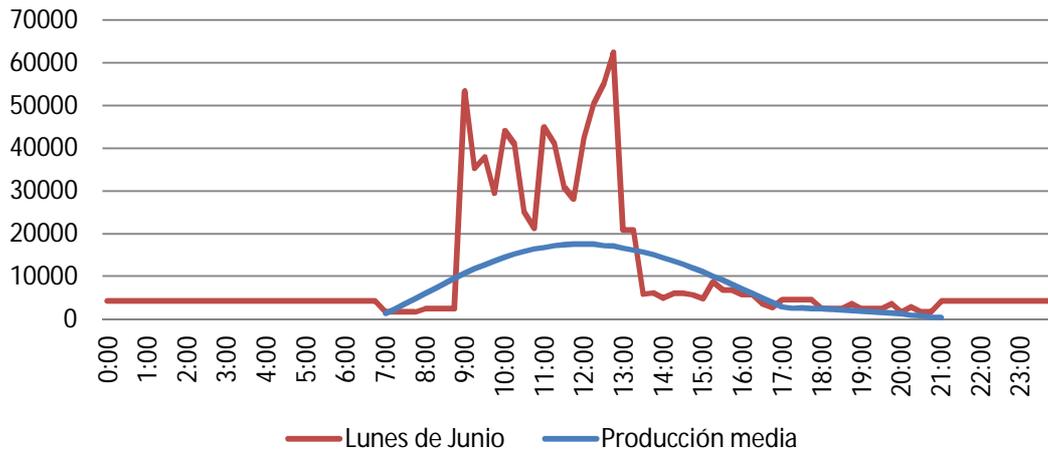
Viernes de Mayo



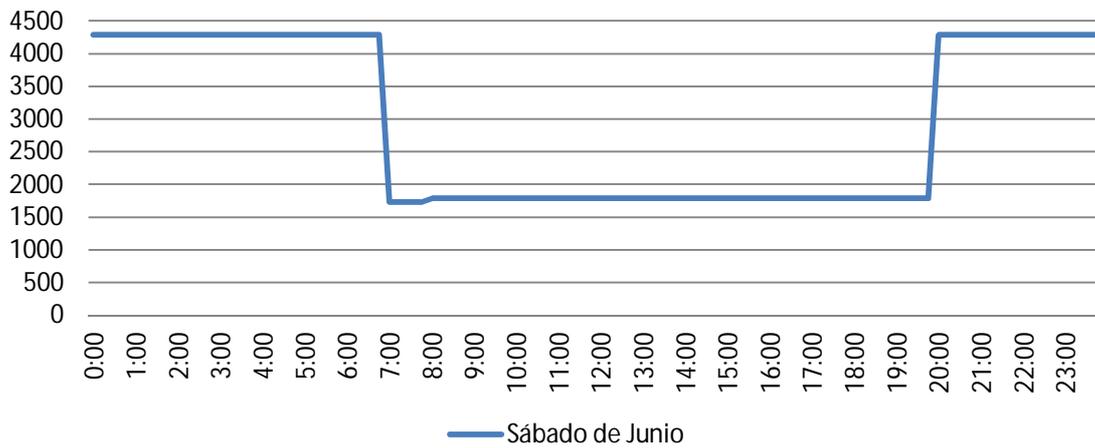
Sábado de Mayo



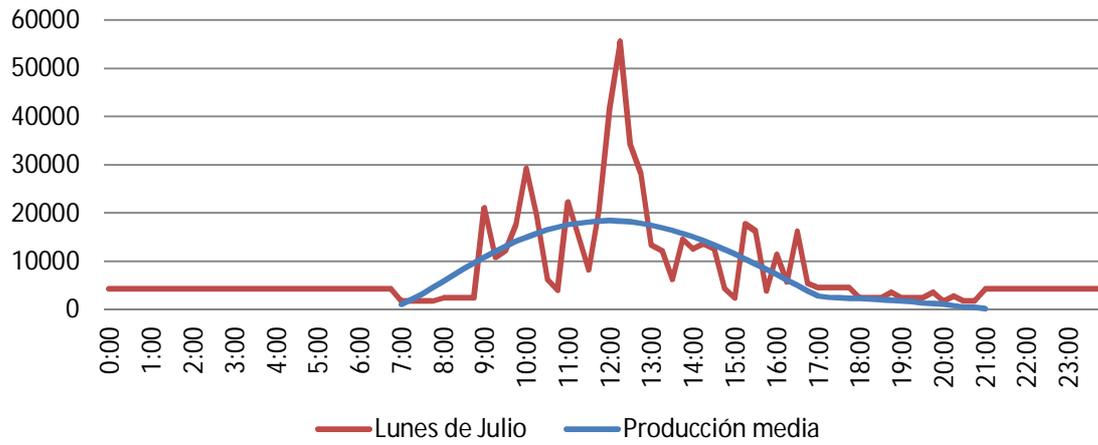
Lunes de Junio



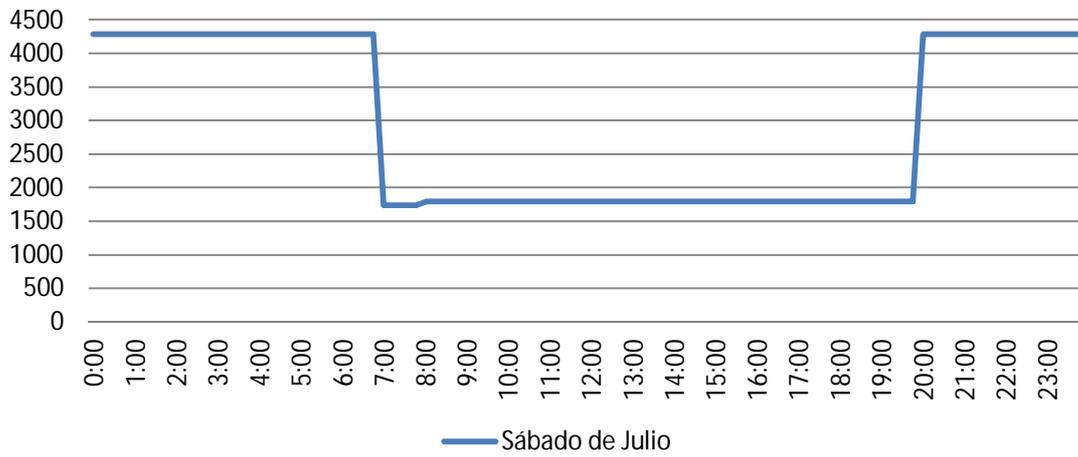
Sábado de Junio



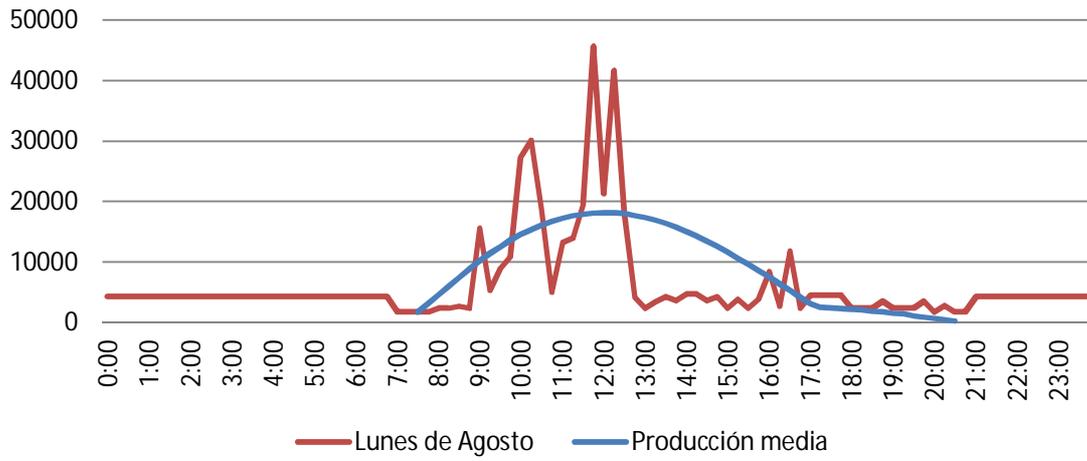
Lunes de Julio



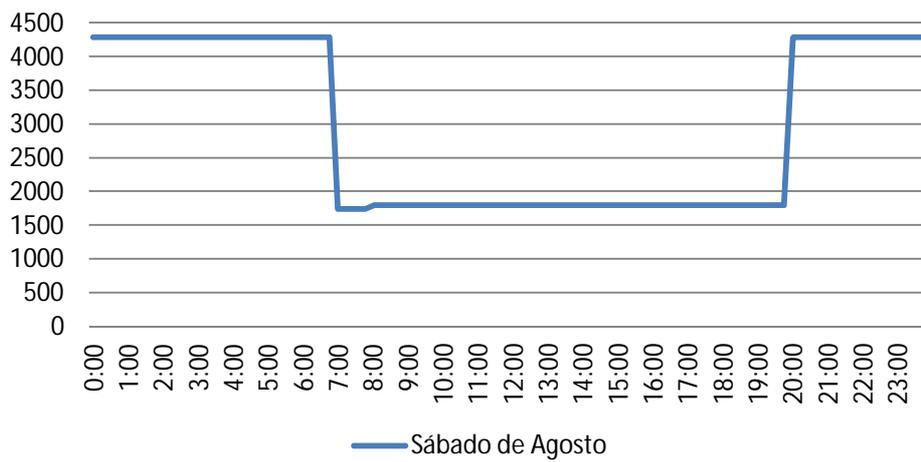
Sábado de Julio



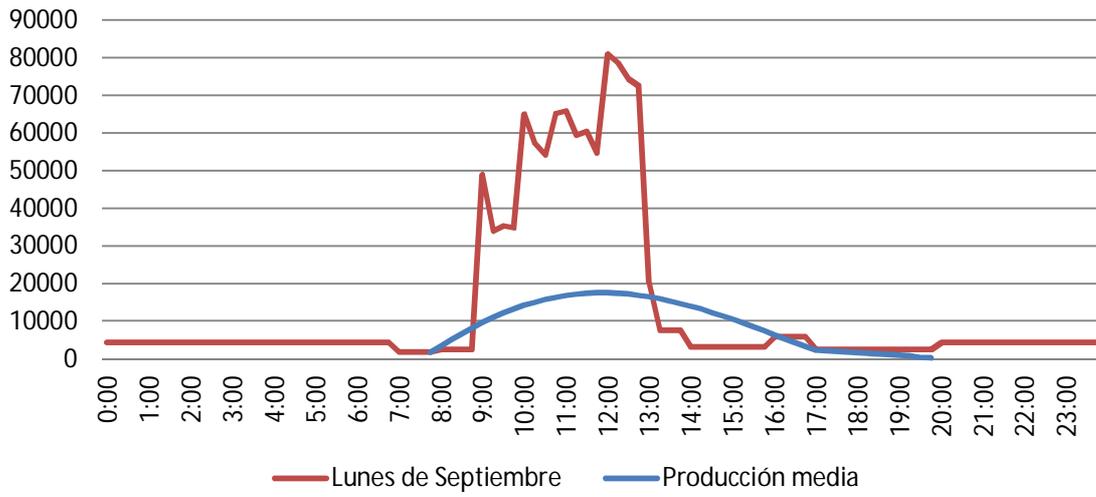
Lunes de Agosto



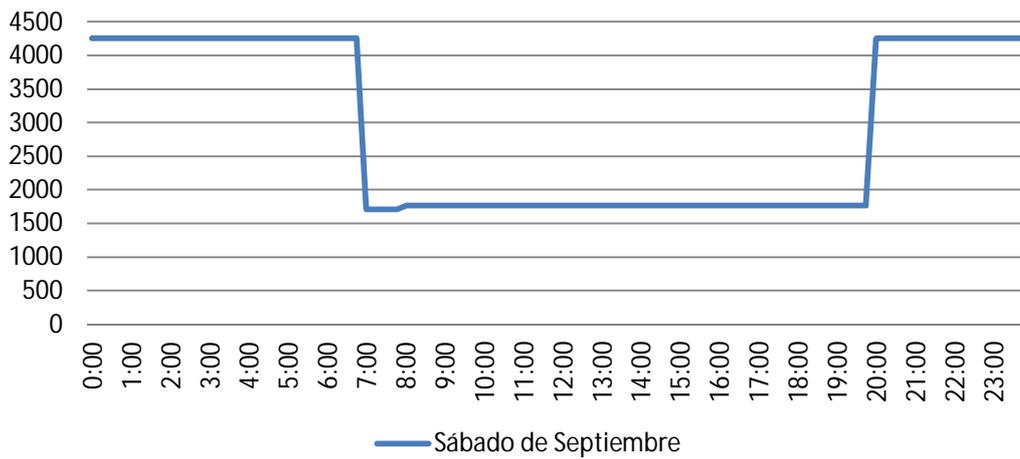
Sábado de Agosto



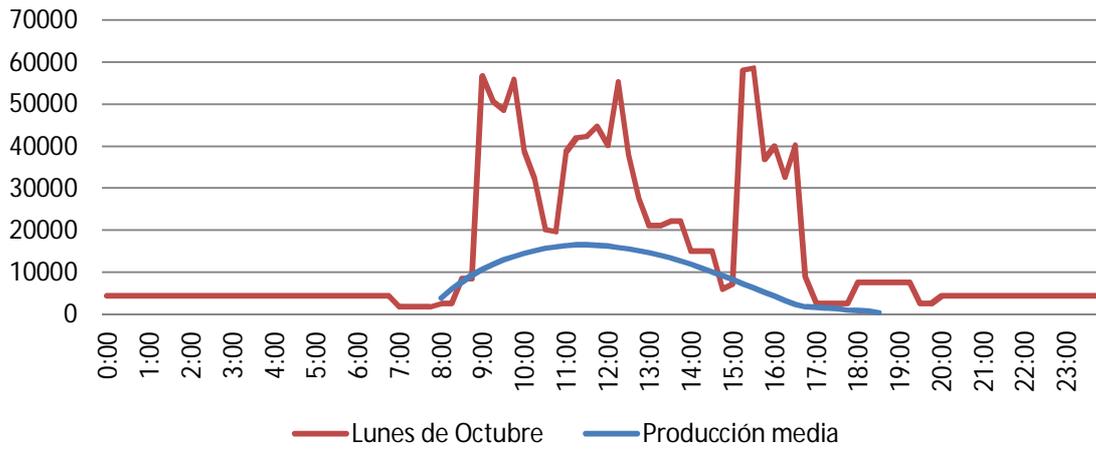
Lunes de Septiembre



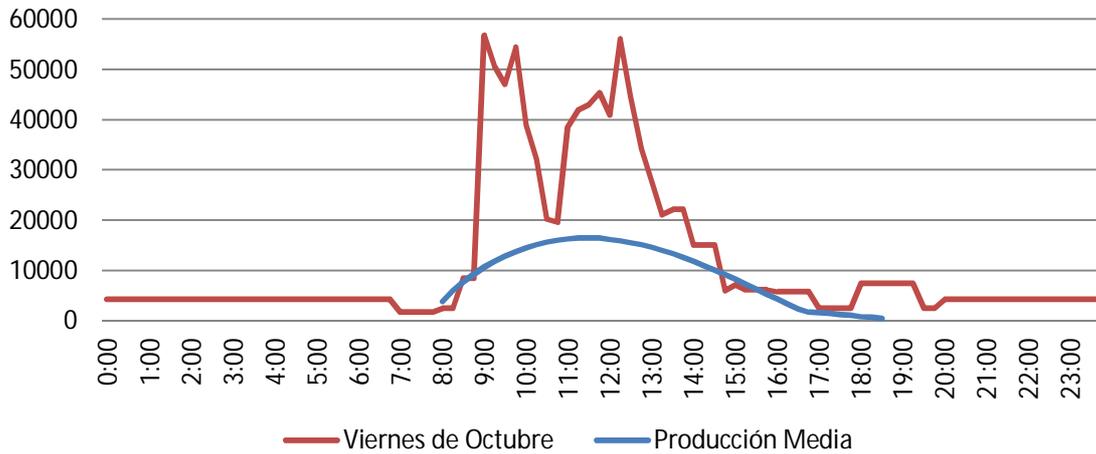
Sábado de Septiembre



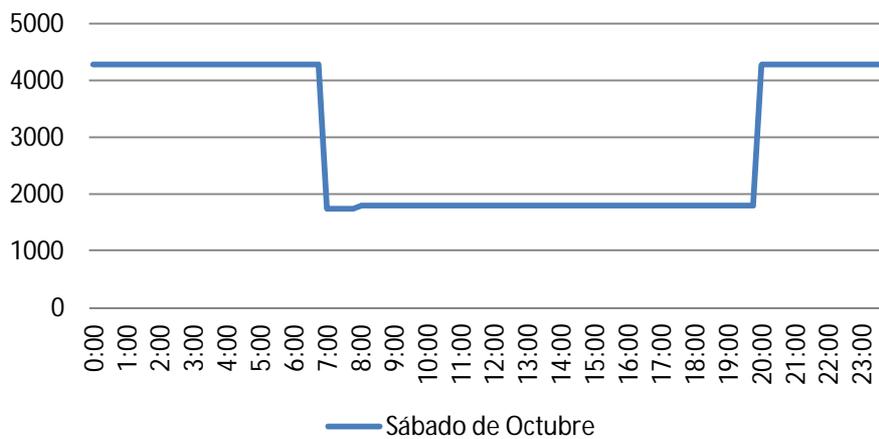
Lunes de Octubre



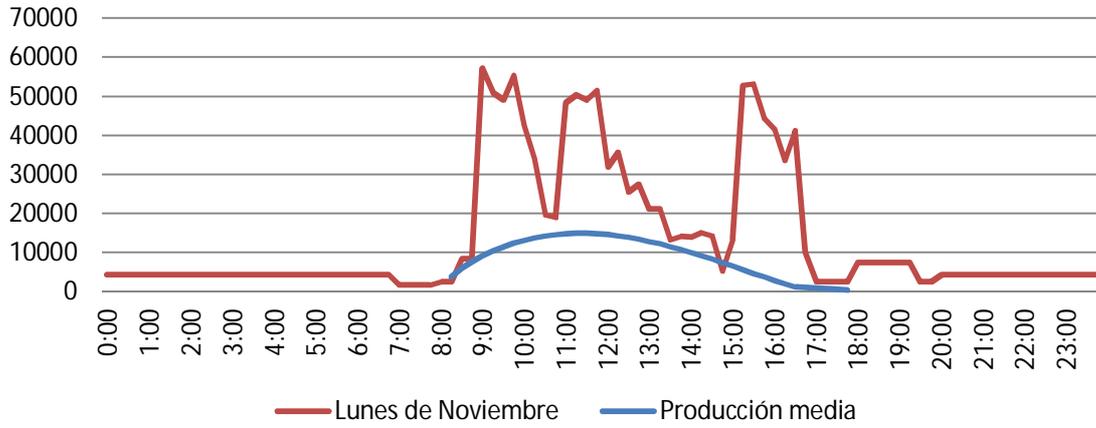
Viernes de Octubre



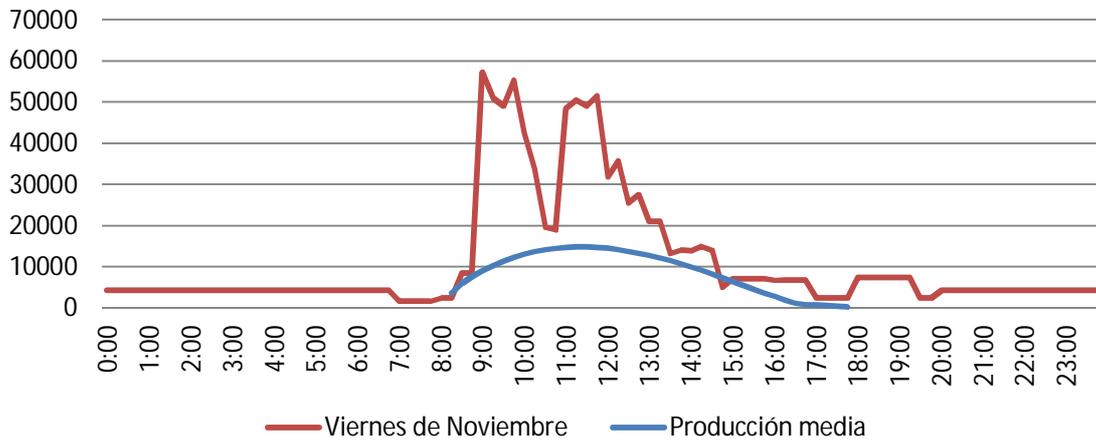
Sábado de Octubre



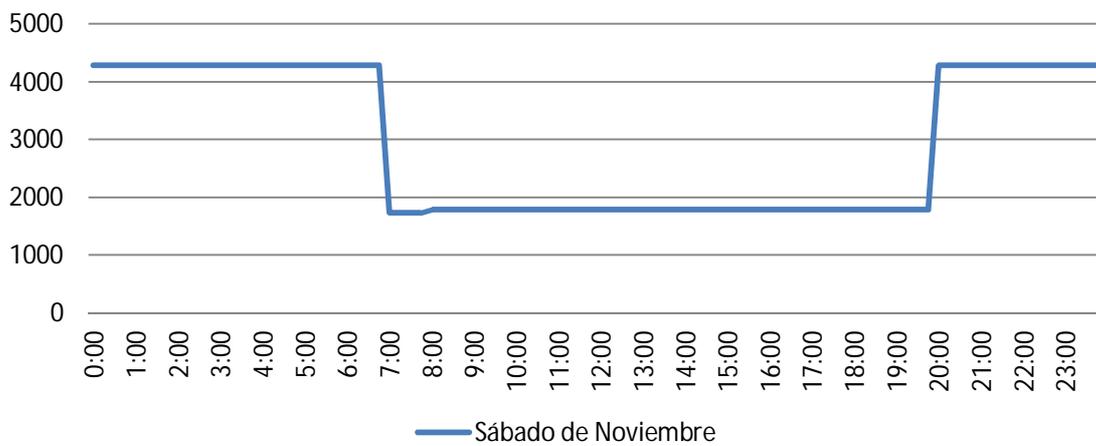
Lunes de Noviembre



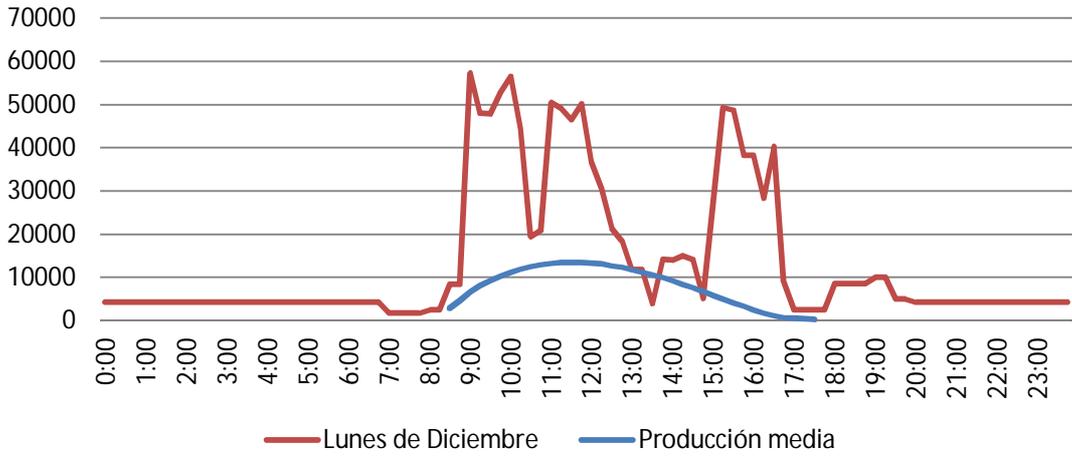
Viernes de Noviembre



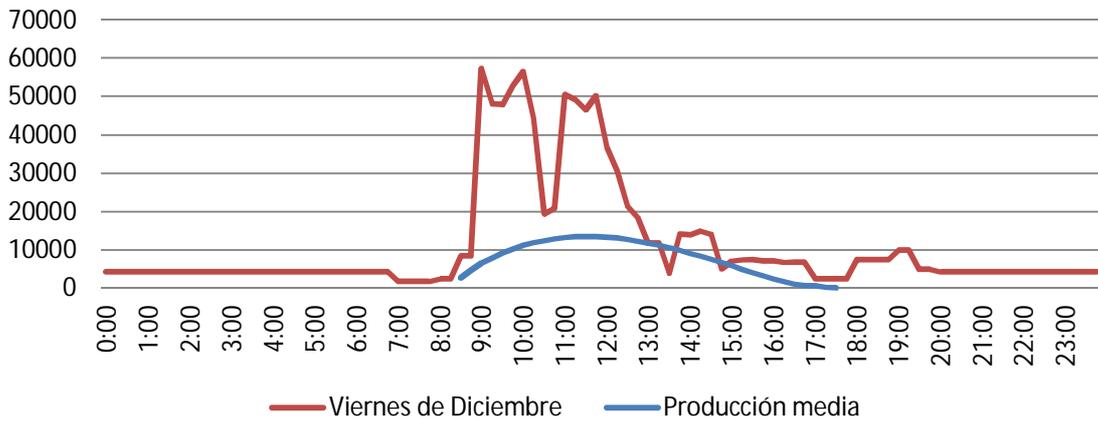
Sábado de Noviembre



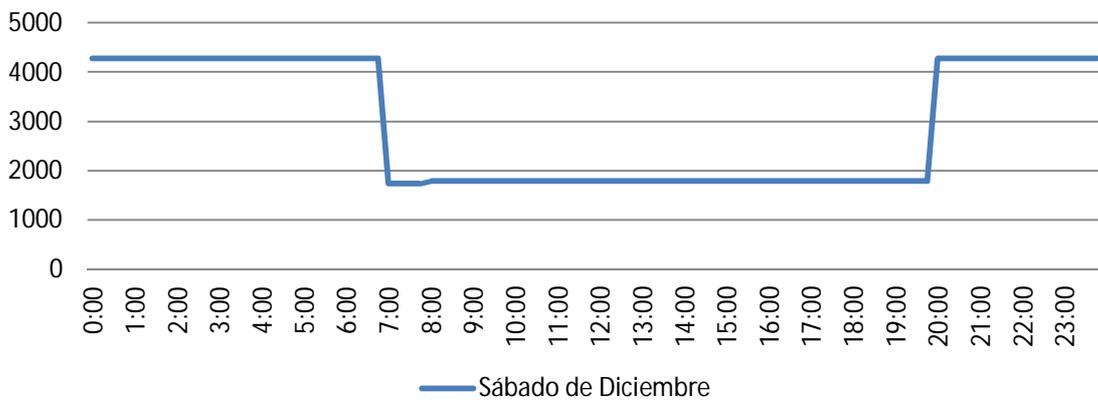
Lunes de Diciembre



Viernes de Diciembre



Sábado de Diciembre



14.3.- MODULO FOTOVOLTAICO

→ www.atersa.com



Optimum
nueva gama



Módulo solar fotovoltaico
A-XXXM GSE (250/255/260/265/270 W)

- Optimice sus instalaciones.
- Alta eficiencia del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- Funcionamiento eléctrico excepcional en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador**.
- Riguroso control de calidad que cumple con los más altos estándares internacionales.
- Garantía, **10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



Para una información más detallada de los términos de la garantía, consulte:
→ www.atersa.com

Módulos fotovoltaicos para el futuro

A-xxxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (Pmax)	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	31.31 V	31.57 V	31.80 V	32.08 V	32.31 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.99 A	8.08 A	8.18	8.27 A	8.36 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	38.03 V	38.32 V	38.61	38.86 V	39.12 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.52 A	8.60 A	8.69	8.79 A	8.88 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.34	15.65	15.95	16.26	16.57
Tolerancia de Potencia (W)	Q/+5				
Máxima Serie de Fusibles (A)	15				
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)				
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de ± 25 °C.
Tolerancias medidas STC: ± 3% (Pmp); ± 10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

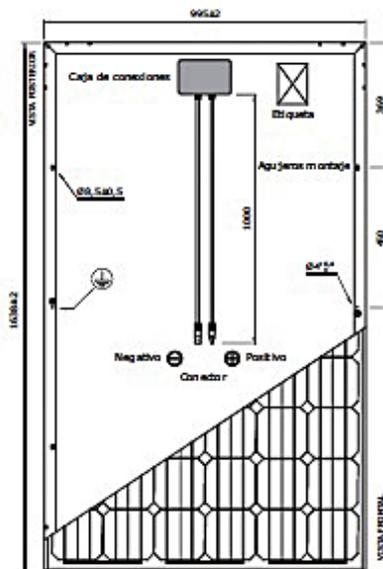
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1638x995x40 mm.
Peso	18.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado IV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10), Monocristalina/156 x 156 mm
Marco (material/color)	Alcación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1000 mm, 4 mm ² /Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



El dibujo no está a escala

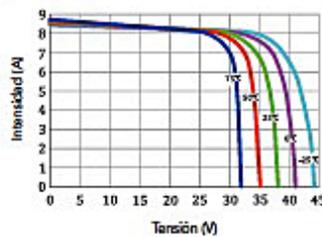
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09%/°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32%/°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41%/°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

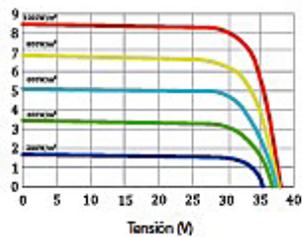
Embalaje

Módulos/paleta	26 pzas
Paleta/contenedor 40'	28 pzas
Módulos/contenedor 40'	728 pzas

Temperatura Varía (A-250M GSE)



Irradiación Varía



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

14.4.- INVERSOR

SUNNY TRIPower 20000TL / 25000TL



STP 20000TL-09 / STP 25000TL-09

Rentable	Seguro	Flexible	Innovador
<ul style="list-style-type: none">• Rendimiento máximo del 98,4 %	<ul style="list-style-type: none">• Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)	<ul style="list-style-type: none">• Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V• Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring• Pantalla opcional	<ul style="list-style-type: none">• Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control• Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPower 20000TL / 25000TL

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

El Sunny Tripower 20000TL/25000TL es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

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

Curva de rendimiento		Accesorios	
Datos técnicos		Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		20 440 W/20 440 W	25 550 W/25 550 W
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC		1 000 V	1 000 V
Tensión de entrada máx.		320 V ... 800 V/600 V	390 V ... 800 V/600 V
Rango de tensión MPPT/tensión asignada de entrada		150 V/188 V	150 V/188 V
Tensión de entrada mín./de inicio		33 A/33 A	33 A/33 A
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B		2/A; B;3	2/A; B;3
Número de entradas de MPPT independientes/string por entrada de MPPT			
Salida (CA)		20 000 W	25 000 W
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)		20 000 VA	25 000 VA
Potencia máx. aparente de CA		3 / N / PE; 230 V / 380 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V
Tensión nominal de CA		3 / N / PE; 240 V / 415 V	180 V ... 280 V
Rango de tensión de CA		50 Hz / 44 Hz ... 55 Hz	50 Hz / 54 Hz ... 65 Hz
Rango de tensión de CA		60 Hz / 54 Hz ... 65 Hz	30 Hz / 230 V
Frecuencia de red de CA/rango		29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red		1/0 inductivo ... 0 capacitivo	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida		≤ 3%	
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable		3/3	
THD			
Forma de inyección/conexión			
Rendimiento		98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Rendimiento máx./européo			
Dispositivos de protección			
Fuente de desconexión en el lado de entrada		●	
Monitorización de tensión a tierra/sens./de red		● / ●	
Descargador de sobretensión de CC, DPS tipo II		○	
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica		● / ● / -	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)		1 / AC; II; DC; II	
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)		661/482/264 mm [26,0/26,9/10,4 in]	
Peso		61 kg [134,6 lb]	
Rango de temperatura de servicio		-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]	
Emitión sonora, típica		51 dB(A)	
Autoconsumo nocturno		1 W	
Topología/principio de refrigeración		Sin transformador/OptiCool	
Tipo de protección (según IEC 60529)		IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-4)		4K4H	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)		100%	
Equipamiento / función			
Conexión de CC/CA		SUN-CIB/Borne de conexión por montaje	
Pantalla		○	
Interfaz: RS485, Speedwin/Webconnect		○ / ●	
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●	
Balé multifunción/Power Control Module		○ / ○	
OptiTrack: Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7		● / ● / ●	
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller		● / ●	
Garantía: 5/10/15/20/25 años		● / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otras a petición)			
* No es válida para todos los modelos nacionales de la norma EN 50438			
Modelo comercial		STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

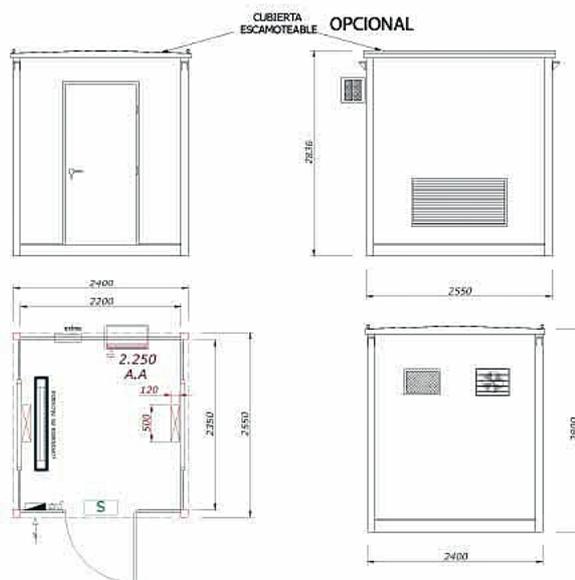
www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

14.5.- CASETA INVERSOR



ARCO SOLAR 2550



proyecto
ARC SOLAR 2550

plano
PLANTA Y ALZADOS

escala
1/50

revisión

R.05	-
R.04	-
R.03	-
R.02	-
R.01	-

proyectista
J.Z.I.

fecha

ALT EXT/UTIL	ANCH	REF
2,55 m.		
COLOR		
BLANCO PIRINEO		
BASE		SUELO
FENÓLICO / HORMIGÓN		
FACHADAS		SEPARACIONES
Panel 40 BP/ M1		
REMATERIA		
PVC SAPELLY		
V 2	REXILLAS 1250x700mm. + FILTRO PARTÍCULAS	CM
P 1	EXTERIOR (Libre 880x3230mm.)	IT



VARIOS
REFRIGERACIÓN FORZADA OPCIONAL
VENTILACIÓN FORZADA OPCIONAL
ILUMINACIÓN EMERGENCIA OPCIONAL

14.6.- CABLE ZZ-F 0.6/1 kV

Cables para instalaciones interiores o receptoras

Baja Tensión
ESPECIAL FOTOVOLTAICA

P-Sun 2.0

Tensión nominal: 0,6/1 kV
Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



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



No propagación del incendio
UNE-EN 60332-3-24



Baja emisión de humos opacos
UNE-EN 61034-2



Libre de halógenos
UNE-EN 50267-2-1



Reducida emisión de gases tóxicos
NFC 20454



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos

- Norma de diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (10.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
- Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.
- Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min/W

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713; NFC 20454; It ≤ 1,5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; NFC 20453; BS 6425-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 10 μS/mm.

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: EN 50396, test B
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (Xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.2.0
- Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4)
Impacto (EN 50305)
- Dureza: 85 (DIN 53505)
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia a la abrasión

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico.

Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (10.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

CUBIERTA

Material: Mezcla cero halógenos, ipo EMS según UNE EN 50363-1.

Colores: Negro, rojo o azul.

APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos



14.7.- CABLE H07Z1-K (AS)

exZhellent XXI 750 V



DESCRIPCIÓN

Denominación Técnica: **H07Z1-K (AS)**

Norma constructiva y de ensayos: **UNE 211002**

Conductor: **Cu Clase 5**

Aislamiento: **Poliolefina**

Temperatura máxima del conductor: **70° C**

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

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

Libre de halógenos UNE-EN 50267-2-1

Baja emisión de humos opacos UNE-EN 61034-2

Baja corrosividad UNE-EN 50267-2-2

Aplicación: Instalaciones protegidas bajo tubo o canaleta en derivaciones individuales y en servicios generales en locales de pública concurrencia.

Exigido en ITC-BT 15 <http://goo.gl/zZd5Qc>

ITC-BT 28 <http://goo.gl/RkaACW>



450/750 V



FÁCIL PELADO



ALTA
FLEXIBILIDAD



MUY
DESGLIZANTE

14.8.- INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO IC60 40A

1

Interruptores automáticos iC60N

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

Certificación
AENOR 



UNE-EN 60947-2, UNE-EN 60898-1 Curvas B, C y D

- Los iC60N son interruptores automáticos que combinan las siguientes funciones:
- Protección de circuitos contra corrientes de corto circuito.
- Protección de circuitos contra corrientes de sobrecarga.
- Adecuados para aislamiento industrial según la norma UNE-EN 60947-2.
- Señalización de defecto mediante un indicador mecánico situado en la parte frontal del interruptor automático.

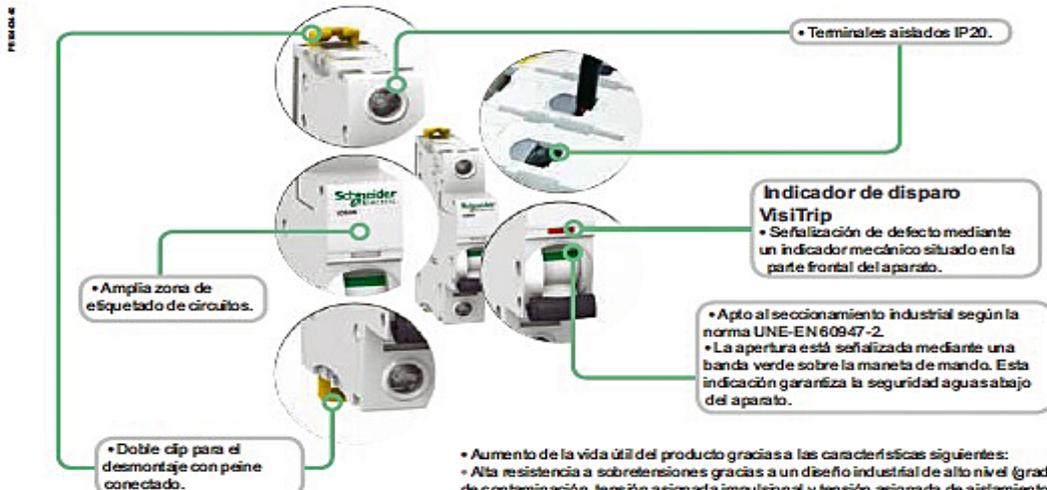
Corriente alterna (CA) 50/60 Hz					
Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2	Tensión (Ue)				Poder de corte de servicio (Ics)
	12 a 133 V	220 a 240 V	380 a 415 V	440 V	
F/F (2P, 3P, 4P)	12 a 133 V	220 a 240 V	380 a 415 V	440 V	
FIN (1P, 1P+N)	12 a 60 V	100 a 133 V	220 a 240 V	-	
Calibre (In)	0,5 a 4 A	50 kA	50 kA	50 kA	100 % de Icu
	6 a 63 A	35 kA	20 kA	10 kA	75% de Icu
Poder de corte (Icn) según la norma UNE-EN 60898-1					
Poder de corte (Icn)	Tensión (Ue)				Poder de corte de servicio (Ics)
	Tensión (Ue)				
F/F	400 V				
FIN	230 V				
Calibre (In)	0,5 a 63 A				6.000 A

Corriente continua (CC)					
Poder de corte (Icu) según la norma UNE-EN 60947-2	Tensión (Ue)				Poder de corte de servicio (Ics)
	12 a 72 V	100 a 133 V	220 a 250 V		
Entre +/-	12 a 72 V	100 a 133 V	220 a 250 V		
Número de polos	1P	2P (en serie)	3P (en serie)	4P (en serie)	
Calibre (In)	0,5 a 63 A	6 kA	6 kA	6 kA	100% de Icu

Interruptores automáticos iC60N

(continuación)

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores



- Aumento de la vida útil del producto gracias a las características siguientes:
- Alta resistencia a sobretensiones gracias a un diseño industrial de alto nivel (grado de contaminación, tensión asignada impulsional y tensión asignada de aislamiento).
- Alto poder de limitación (ver curvas de limitación).
- Cierre brusco independientemente de la velocidad de actuación de la maneta.
- Indicación, apertura, cierre y disparo remoto mediante contactos auxiliares opcionales.
- Alimentación eléctrica superior o inferior.

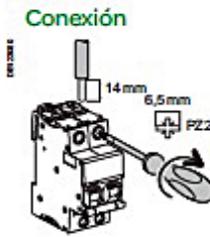
1

Interruptores automáticos iC60N

(continuación)

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

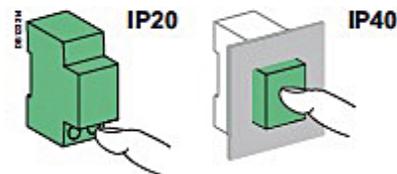
Conexión		Sin accesorios		Con accesorios			
Calibre	Par de apriete	Cables de cobre		Terminal AI 50 mm ²	Conexión de tornillo para terminal de anillo	Terminal multicables	
		Rigidos	Flexibles o con terminales			Cables rígidos	Cables flexibles
0,5 a 25 A	2 N.m	1 a 25 mm ²	1 a 16 mm ²	—	Ø 5 mm	—	—
32 a 63 A	3,5 N.m	1 a 35 mm ²	1 a 25 mm ²	50 mm ²	—	3 x 16 mm ²	3 x 10 mm ²



Clip en carril DIN de 35 mm.



Posición de instalación indiferente.



Datos técnicos

Características principales	
Según la norma UNE-EN 60947-2	
Tensión asignada de abastecimiento (UI)	500 V CA
Grado de contaminación	3
Tensión asignada impulsional (Uimp)	6 kV
Desparo térmico	Temperatura de referencia
	Degradación por temperatura
Desparo magnético	Ver capítulo 6
Categoría de utilización	Curva B
	Curva C
	Curva D
Según la norma UNE-EN 60898-1	
Clase de limitación	A
Poder de corte y conexión nominal de un polo individual (Icn1)	3
	Icn1 = Icn

Características adicionales	
Grado de protección (UNE-EN 60529)	Dispositivo únicamente
	Dispositivo en cofre modular
Endurancia (apertura-cierre)	Eléctrica
	Mecánica
Categoría de sobretensión (UNE-EN 60364)	IP20
Temperatura de funcionamiento	IP40
Temperatura de almacenamiento	Clase de abastecimiento II
Tropicalización (UNE-EN 60068-1)	10.000 ciclos
	20.000 ciclos
	IV
	-35 °C a +70 °C
	-40 °C a +85 °C
	Tratamiento 2 (humedad relativa 95% a 55 °C)

14.9.- INTERRUPTOR DIFERENCIAL ACTI9 63A 300mA

Protección diferencial Acti 9

Gama terciario



Interruptores diferenciales IID clase AC y clase A estándar

Características generales
Producto certificado AENOR
conforme a la norma UNE-EN 61008

- Inmunidad contra disparos intpestivos: 250 A cresta para los instantáneos y 3 kA cresta para los selectivos, según onda B/20 μ s.
- **VisiTrip**: señalización local de defecto.
- Resistencia a los cortocircuitos:
 - $I_{nc} = I_{sc} = 10$ kA.
 - $I_m = I_{dm} = 630$ A ($I_n \leq 63$ A).
 - $I_m = I_{dm} = 10 \cdot I_n$ ($I_n > 63$ A).
- Conexión mediante bornes de caja para cables de cobre:
 - Flexible: hasta 35 mm².
 - Rígido: hasta 50 mm².
- Ancho por polo: 2 pasos de 9 mm.
- Tensión de empleo:
 - IID 2p: 230 V CA.
 - IID 4p: 400 V CA (entre fases).

VisiSafe

VisiTrip

- **VisiSafe**:
 - Corte plenamente aparente: banda verde en la maneta.
 - Tensión aislamiento (Ui) 500 V CA.
 - Grado polución 3.
 - Tensión impulsional (Uimp) 6 kV.
 - Doble aislamiento clase 2.
 - Admiten idénticos auxiliares y accesorios que la gama IC80.

Clase AC. Detecta corrientes de fuga alternas.

Clase A. Detecta corrientes de fuga alternas y alternas con componente continua.

Clase B. Detecta corrientes de fuga alternas y continuas. Adecuado para la protección diferencial de variadores de velocidad trifásicos, onduladores y cargadores de baterías trifásicos. Para calibres superiores a 80 A consultar con delegación.

Selectivos. Incorporan un retardo al disparo.

Interruptor diferencial IID							
Clase	AC						Ancho en pasos de 9 mm
Producto	IID						
Auxiliares	Puede aceptar auxiliares, ver página 1/109						
2P	Sensibilidad	10 mA	30 mA	300 mA	500 mA	300 mA	500 mA
	Calibre 25 A	A9R10225 ⁽¹⁾	A9R81225 ⁽¹⁾	A9R84225 ⁽¹⁾	A9R16225	--	--
	40 A	--	A9R81240 ⁽¹⁾	A9R84240 ⁽¹⁾	A9R16240	--	--
	63 A	--	A9R81263 ⁽¹⁾	A9R84263 ⁽¹⁾	A9R16263	A9R15263 ⁽¹⁾	--
	80 A	--	A9R11280 ⁽¹⁾	A9R14280 ⁽¹⁾	--	A9R15280 ⁽¹⁾	--
	100 A	--	--	A9R14291 ⁽¹⁾	--	A9R15291	--
	Calibre 25 A	--	A9R81425 ⁽¹⁾	A9R84425 ⁽¹⁾	A9R16425	--	--
	40 A	--	A9R81440 ⁽¹⁾	A9R84440 ⁽¹⁾	A9R16440	A9R15440 ⁽¹⁾	A9R17440 ⁽¹⁾
	63 A	--	A9R81463 ⁽¹⁾	A9R84463 ⁽¹⁾	A9R16463	A9R15463 ⁽¹⁾	A9R17463 ⁽¹⁾
	80 A	--	--	A9R14480 ⁽¹⁾	A9R16480	A9R15480 ⁽¹⁾	A9R17480 ⁽¹⁾
	100 A	--	--	A9R14481	--	A9R15491	--
Tensión de funcionamiento (Ue)	2P	230 - 240 V					
	4P	400 - 415 V					
Frecuencia de empleo	50/60 Hz						
Accesorios	Ver página 1/109						

(1) Modelo certificado por AENOR conforme a la norma UNE-EN 61008.

14.10.- INTERRUPTOR AUTOMÁTICO C120N 100A 4P

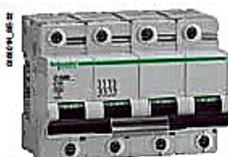
1

Interruptores automáticos C120N

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores



18360



18376

UNE-EN 60898-1, UNE-EN 60947-2 Curvas B, C y D

Los C120N son interruptores automáticos que combinan las siguientes funciones:

- Protección de circuitos contra corrientes de cortocircuito.
- Protección de circuitos contra corrientes de sobrecarga.
- Apto al seccionamiento en el sector industrial según la norma UNE-EN 60947-2.
- Disparo y señalización a distancia mediante auxiliares adicionales.

Corriente alterna (CA) 50/60 Hz					
Poder de corte (I _{cu}) según UNE-EN 60947-2					
Tipo	Tensión (V)				Poder de corte de servicio (I _{cs})
1P	130 V	230 a 400 V	400 a 415 V	440 V	
Calibre (In) 63 a 125 A	20 kA	10 kA	3 kA ⁽¹⁾	–	75% de I _{cu}
2P/3P/4P	130 V	230 a 400 V	400 a 415 V	440 V	
63 a 125 A	–	20 kA	10 kA	6 kA	75% de I _{cu}
Poder de corte (I _{cu}) según UNE-EN 60898-1					
Tipo	Tensión (V)				
1P, 2P, 3P, 4P	230 a 400 V				
Calibre (In) 63 a 125 A	10.000 A				75% de I _{cu}

(1) Poder de corte con un polo en sistema de IT neutro aislado (doble defecto).

Corriente continua (CC)					
Poder de corte (I _{cu}) según UNE-EN 60947-2					
Tipo	Tensión (V)				Poder de corte de servicio (I _{cs})
1P	24/48 V	125 V	250 V		
Calibre (In) 63 a 125 A	10 kA	10 kA	–		100% de I _{cu}
2P (en serie)	24/48 V	125 V	250 V		
63 a 125 A	–	–	10 kA		100% de I _{cu}

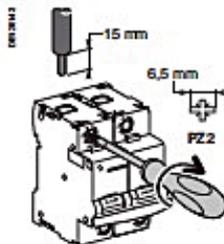
1

Interruptores automáticos C120N

(continuación)

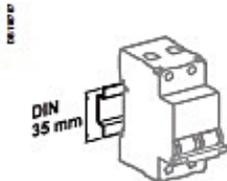
Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

Conexión



Calibre	Par de apriete	Sin accesorios		Con accesorios			
		Cables de cobre Rigidos/ semirrigidos	Flexibles o con terminales	Terminal Al 50 mm ²	Conexión de tornillo para terminal de anillo ⁽¹⁾	Terminal multicables	Cables rigidos
63 a 125 A	3,5 N.m	1 a 50 mm ²	1,5 a 35 mm ²	16 a 50 mm ²	Ø 5 mm	3 x 16 mm ²	3 x 10 mm ²

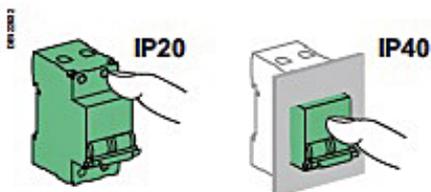
(1) Para terminales de conexión de hasta 63 A, accesorios frontales o posteriores.



Se engancha en un carril DIN de 35 mm.



Cualquier posición de instalación.



Datos técnicos

Características principales

Según UNE-EN 60947-2

Tensión asignada de aislamiento (Ui)	500 V CA
Grado de contaminación	3
Tensión asignada impulsional (Uimp)	6 kV
Disparo térmico	Temperatura de referencia 50 °C

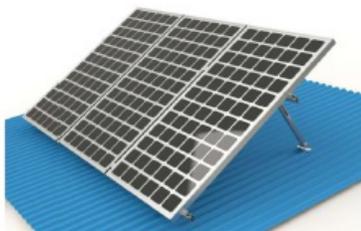
Según UNE-EN 60898-1

Disparo magnético	Curva B	3 y 5 In
	Curva C	5 y 10 In
	Curva D	10 y 14 In
Clase de limitación		3

Características adicionales

Grado de protección (UNE-EN 60529)	Dispositivo únicamente	IP20	
	Dispositivo en cofre modular	IP40	
Endurancia (apertura-cierre)	Eléctrica	63 A	10.000 ciclos (apertura-cierre)
		80...125 A	5.000 ciclos (apertura-cierre)
	Mecánica		20.000 ciclos
Temperatura de funcionamiento		-25 °C a +70 °C	
Temperatura de almacenamiento		-40 °C a +85 °C	
Tropicalización (UNE-EN 60068-1)		Tratamiento 2 (humedad relativa 95% a 55 °C)	

14.11.- SOPORTE MODULOS FOTOVOLTAICOS



Adjustable System



Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM



Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require on-site weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

Benefits

Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assembled on factory to save your install time on site.

Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

Safety and Reliability

The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to 1.4KN/m ²
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Legs



Item No.	Description	Leg Length
ADFL	AD Front Leg	
ADRL1015	AD Rear Leg 10/15 deg	240-360mm
ADRL1530	AD Rear Leg 15/30 deg	340-680mm
ADRL3060	AD Rear Leg 30/60 deg	700-1200mm

Tel: 0034 902 60 20 44 - Fax: 0034 902 60 20 55 - Address: Avenida Pérez Galdós 37, 46018 Valencia, Spain
Email: info@technosun.com - Website: www.technosun.com

14.12.- BANDEJA AISLANTE UNEX66



Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**

Descripción

Uso

- Para el soporte, protección y conducción de cables.
- Material aislante.
- Longitud: 3m.
- Color: Gris RAL 7035.

Instalación

- Facilidad y rapidez de montaje. No presenta rebabas al corte.

Composición del producto

- Sistema de bandejas para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: U23X ⁽¹⁾
- Soportes aislantes para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: U23X ⁽¹⁾
- Soportes metálicos para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos, salinos y químicos: Acero inoxidable AISI 304. ⁽¹⁾
- Soportes metálicos para instalaciones exteriores e interiores. Apto para ambientes húmedos: Acero con recubrimiento de resina epoxi ⁽¹⁾
- Soportes metálicos para instalaciones interiores secas: Acero sendzimir.
- Contenido de silicona: Sin silicona (<0,01%)
- Cumplimiento Directiva RoHS: Conforme

Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**



Marcas de calidad ⁽²⁾



Homologaciones ⁽²⁾



Características

EN 61537:2007 NORMA EUROPEA DE BANDEJAS

Temperatura min./máx. de transporte, almacenaje, instalación y uso	-20°C a +60°C
Resistencia al Impacto	20 J a -20°C (excepto 60x100: 10 J y 60x75: 5 J).
Propiedades eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de bandejas y soportes aislantes (excepto soportación metálica). • Con aislamiento eléctrico.
Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 (3)	No propagador de la llama.
Recubrimiento	Sin recubrimiento (excepto soportes metálicos con recubrimiento metálico y soportes metálicos con recubrimiento orgánico).

Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**



Características

EN 61637:2007 NORMA EUROPEA DE BANDEJAS

% perforación de la base	Clase B (entre 2% y 15%) para bandejas perforadas. Clase A (entre 0% y 2%) para bandejas lisas.
Carga admisible (SWL) s/ensayo Tipo I ⁽⁴⁾	<ul style="list-style-type: none"> • 60x75 mm : 7,9 Kg/m • 60x100 mm. : 10,8 Kg/m • 60x150 mm. : 16,6 Kg/m • 60x200 mm. : 22,5 Kg/m • 60x300 mm. : 33,7 Kg/m • 60x400 mm. : 45,6 Kg/m • 100x200 mm. : 37,6 Kg/m • 100x300 mm. : 57,3 Kg/m • 100x400 mm. : 77,2 Kg/m • 100x500 mm. : 96,6 Kg/m • 100x600 mm. : 116,5 Kg/m
Ensayo del hilo Incandescente s/ EN 60695-2-11:2001 ⁽³⁾	Grado de severidad 960°C.

EN 6086-1:1997 BANDEJA + TAPA. CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS POR REBT

Temperatura mín./máx. de servicio	-25°C a +60°C
Resistencia al Impacto	Muy fuerte (20 J).
Propiedades eléctricas	Canal aislante.
Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003	No propagador de la llama.
Retención de la tapa	Abrible sólo con herramienta.
Protección contra la penetración de objetos sólidos s/ EN 60529:1991 ⁽²⁾	Perforada: Grado IP2X. Lisa : Grado IP3X.
Protección contra daños mecánicos s/ EN 62262:2002 ⁽⁵⁾	Bandejas con tapa. Grado IK10.

EN 6086-2-1:2008+EN 6086-2-1/A1:2011

Material	No metálico.
Temperatura mínima de almacenamiento y transporte	-45°C
Temperatura mínima de instalación y aplicación	-25°C

Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**



Características

EN 60086-2-1:2008+EN 60086-2-1/A1:2011

Temperatura máxima de aplicación	+60°C
Resistencia al Impacto para instalación y uso	Bandeja con tapa: 20 J a -25°C
Resistencia a la propagación de la llama s/ EN 60695-11-2:2003 (4)	No propagador de la llama.
Continuidad eléctrica	Sin continuidad eléctrica.
Características de aislamiento eléctrico	Con aislamiento eléctrico.
Grado de protección proporcionado por la envolvente s/ EN 60529:1991 (5)	<ul style="list-style-type: none"> • IP3X. Bandeja lisa con tapa. • IP2X. Bandeja perforada con tapa.
Retención de la cubierta de acceso al sistema	Cubierta de acceso que solo puede abrirse con herramientas.
Separación de protección eléctrica	Con y sin tabique de separación de protección interna.
Tipos de montaje previstos	De montaje superficial en la pared.
Prevención contacto con líquidos	No aplica.
Tipo	Tipo 2. (distribución)
Tensión asignada (7)	750 V
Protección contra daños mecánicos s/ EN 62262:2002 (6)	Bandeja con tapa: Grado IK10

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES Y CONSTRUCTIVAS

Conformación de bandejas y tapas	Conformadas por extrusión de alta calidad con la forma definitiva de uso y con paredes macizas
Unión entre tramos	Unión entre tramos de espesor igual o superior al de las bandejas a unir. Con taladros longitudinales para absorber dilataciones.
Resistencia a la corrosión húmeda o salina	Inherentemente resistente s/EN 61537:2007.
Resistencia a la corrosión en ambientes químicos	Resistencia definida en DIN 8051 e ISO/TR 10358
Comportamiento a intemperie	Buen comportamiento frente a UV e intemperie. Certificado UL LISTED como "Suitable for outdoor" s/ ANSI/UL 568:2009 y CAN/CSA C22.2 No. 125.2-02.

Ficha técnica

Bandejas aislantes **66** en **U23X**



Características

CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES Y CONSTRUCTIVAS

Puesta a tierra	La bandeja es aislante y no precisa de puesta a tierra
Soportes	Cumplen la norma EN 61537:2007 con las cargas máximas de las bandejas que soportan.
Instrucciones de montaje	Las bandejas y sus accesorios deben instalarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante suministradas en cada embalaje de bandeja.
Embalado del producto	Producto embalado y claramente identificado.

Normativa de obligado cumplimiento

PRODUCTO BAJO DIRECTIVA DE BAJA TENSIÓN 2006/96/CE

Marcado CE	Conformidad con la norma EN 61537:2007.
------------	---

Características de materia prima U23X

- Materia Prima base: PVC
- Contenido en siliconas: <0,01% ⁽²⁾
- Contenido en ftalatos s/ASTM D2124-99:2004: <0,01% ⁽²⁾
- Rigidez dieléctrica s/EN 60243-1:1998: 18±4 kV/mm
- Reacción al fuego s/UNE 23-727: 1990: Clasificación: M1
- Ensayos de inflamabilidad UL de materiales plásticos s/ANSI/UL 94: 1990: Grado UL94: V0
- L.O.I. Índice de oxígeno s/EN ISO 4589:1999: (Concentración %) = 52±5
- Coeficiente de dilatación lineal: 0,07 mm/°C m. ⁽²⁾
- Comportamiento frente a agentes químicos: Las normas ISO/TR 10358 y DIN 8061 indican el comportamiento del PVC rígido frente a una serie de productos químicos en función de la temperatura y la concentración. (ver tabla de agentes químicos en www.unex.net/Agentes_quimicos.pdf) ⁽²⁾
- Homologación UL: UL File E317944 (sólo formulación extrusión color gris)

14.13.- IMÁGENES DE LAS INSTALACIONES



Amplificador – Despacho, planta baja edificio viejo



Central de Incendios – Despacho, planta baja edificio viejo



Puntos de luz pasillo – Planta baja edificio viejo



Luz de emergencia – Planta baja edificio viejo



Puntos de luz aula n°2 – Planta baja edificio viejo



Ventilador aula n°2 – Planta baja edificio viejo



Secador JOFEL – Servicios, planta baja edificio viejo



Fotocopiadora DEVELOP ineo+280 – Despacho conserge, planta baja edificio viejo



Puntos de luz aula n°5 – Primera planta edificio viejo



Pizarra digital aula n°5 - Primera planta edificio viejo



Puntos de luz pasillo – Pasillo cristal, primera planta edificio viejo



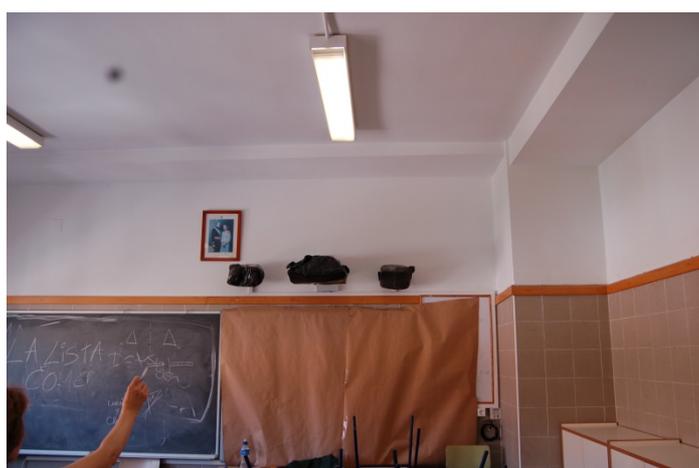
Punto de luz servicios – Primera planta edificio viejo



Puntos de luz – Despacho AMPA, primera planta edificio viejo



Puntos de luz – Aula inglés, primera planta edificio viejo



Pizarra digital aula inglés - Primera planta edificio nuevo



Punto de luz – Servicio, primera planta edificio nuevo



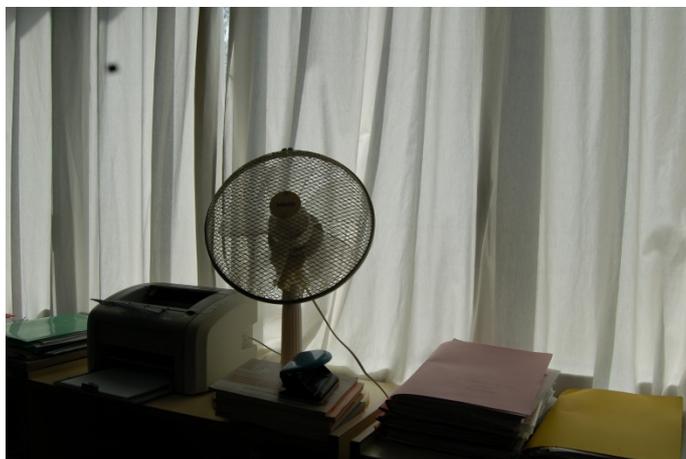
Xilófono eléctrico QS300 – Aula música, planta primera edificio nuevo



Amplificadores - Aula música, planta primera edificio nuevo



Proyector - Aula música, planta primera edificio nuevo



Ventilador SALCO – Aula música, planta primera edificio nuevo



Ordenadores - Aula informática, planta primera edificio nuevo



Estufa eléctrica - Aula informática, planta primera edificio nuevo



Puntos de luz y equipo A.A - Aula informática, planta primera edificio nuevo



Ascensor – Edificio nuevo



Ordenadores – Despacho, Primera planta edificio nuevo



Equipo A.A. – Biblioteca, primera planta edificio nuevo



Puntos de luz escalera – Primera planta edificio nuevo



Puntos de luz pasillo – Pasillo planta baja edificio nuevo



Equipo A.A. – Comedor, planta baja edificio nuevo



Cafetera TAURUS y microondas - Comedor, planta baja edificio nuevo



Freidora – Cocina, planta baja edificio nuevo



Cortadora - Cocina, planta baja edificio nuevo



Campana extractora - Cocina, planta baja edificio nuevo



Lavadora - Cocina, planta baja edificio nuevo



Nevera FAGOR - Cocina, planta baja edificio nuevo



Puntos de luz - Gimnasio, planta baja edificio nuevo



Puntos de luz exterior – Patio



Puntos de luz exterior – Entrada colegio



Puntos de luz – Campo deportivo, patio



Puntos de luz – Campo deportivo, patio



Puntos de luz – Campo deportivo, patio



Puntos de luz exterior – Patio posterior

14.14.- SOLICITUDES Y PERMISOS AL AYUNTAMIENTO DE GODELLA

14.14.1.- Solicitud permiso para la realización del proyecto, realizar fotografías y acceso a las facturas de la luz

ALEXANDRE ANDRES GRAU
C/ Manuel Tomás 4-13
Godella (Valencia)
Teléfono: 628209243
E-mail: alangr@etsii.upv.es



Fecha: 10.Julio.2014

Attn.: **CONCEJALIA DE EDUCACION** – Ayuntamiento de Godella

Soy Alexandre Andrés Grau, estudiante de la Universidad Politécnica de Valencia, estoy finalizando la carrera de grado de ingeniería eléctrica y con ello la realización del proyecto. Para ello, he seleccionado el colegio C.P Cervantes con el objetivo de realizar el proyecto de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

Lo único que necesitaría sería visitar el colegio para realizar fotos de las instalaciones, las facturas de electricidad de un año natural y los datos de consumo horario y cuarto horario que facilita la empresa suministradora. Además, dicho proyecto estará supervisado y respaldado por el profesor Juan Ángel Saiz Jimenez de la Universidad

Por último, comentarle si me pudiera facilitar las facturas y el permiso para poder realizar el proyecto en el colegio.

Sin otro particular, le saluda

Alexandre Andrés Grau

A handwritten signature in blue ink that reads 'Alexandre'.

14.14.2.- Solicitud para acceder a los planos del CEIP Cervantes



GODELLA
ajuntament

Tel.: 963 638 056
963 638 708
Fax: 963 645 392
registro@godella.es

N. Registro: 2016002140
Fecha y hora: 01/04/2016 13:39:02
Título: SOLICITUD. URBANISMO



COGNOMS: ANRES GRAU
APELLIDOS: _____
NOM: ALEXANDRE
NOMBRE: _____
CARRER: C/ MANUEL TOMAS 4-13
CALLE: _____
CORREU ELECTRÒNIC: alexrei1189@hotmail.com
CORREO ELECTRÓNICO: _____
MUNICIPI: GODELLA
MUNICIPIO: _____
DNI: 48595638L
DNI: _____
TEL./MÒBIL: 628209243
TEL./MÓVIL: _____
FAX: _____
FAX: _____
CODI POSTAL: 46440
CÓDIGO POSTAL: _____

EXPOSA:
EXPONE:

NECESITO LOS PLANOS DE ANTIGUA REFERENTE AL PROYECTO DE
AMPLIACION DEL COLEGIO PUBLICO CERVANTES EN EL AÑO 1999
HE HABLADO CON EL ARQUITECTO ENRIQUE ALABORT DOMENECH PARA
QUE ME FACILITE DICHOS PLANOS, PERO PARA ELLO NECESITO PERMISO
DEL AYUNTAMIENTO DE GODELLA

EL FIN DE ESTOS PLANOS ES ESTRICTAMENTE ENCAJINO PARA PODER
FINALIZAR MI PROYECTO DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

Per les raons exposades
Por las razones expuestas

SOL·LICITA: PERMISO AL AYUNTAMIENTO DE GODELLA PARA ACCEDER A LOS
SOLICITA: PLANOS DEL PROYECTO DE AMPLIACION DEL COLEGIO PUBLICO CERVANTES
A TRAVES DEL ARQUITECTO ENRIQUE ALABORT DOMENECH

El que espera d'obtenir de la seua amabilitat
Lo que espera obtener de su amabilidad

Godella,de.....1991.....de 20..16..
(Signatura/Firma)

Alaborts

SENYOR/A ALCALDE/SSA-PRESIDENT/A DE L'AJUNTAMENT DE GODELLA
SEÑOR/A ALCALDE/SA PRESIDENTE/A DEL AYUNTAMIENTO DE GODELLA

D'acord amb el que disposa l'art. 5 de la Llei 15/99 de Protecció de dades de caràcter personal, l'informem que l'entrega de la present instància suposa l'acceptació expressa a que les seues dades siguen incorporades a un fitxer automatitzat el responsable del qual és l'Ajuntament de Godella, i podent ser autoritzats amb fins informatius amb destinació a la ciutadania i fins propis de l'administració, l'informem que podrà exercir els drets d'accés, rectificació i cancel·lació per mitjà d'un escrit acompanyant fotocòpia del seu D N I dirigit a l'Ajuntament.

De acuerdo con lo dispuesto en el art. 5 de la Ley 15/99 de Protección de datos de carácter personal, le informamos que la entrega de la presente instancia supone la aceptación expresa a que sus datos sean incorporados a un fichero automatizado cuyo responsable es el Ayuntamiento de Godella, pudiendo ser autorizados con fines informativos con destino a la ciudadanía y fines propios de la administración. Le informamos que podrá ejercitar los derechos de acceso, rectificación y cancelación mediante escrito acompañando fotocopia de su D N I, dirigido al Ayuntamiento.

14.14.3.- Permiso para acceder a los planos del CEIP Cervantes



Ajuntament de GODELLA (València)

C.I.F. P 46-13700-F c/ Major,45 Telèfons 96 363 80 56 / 96 363 87 08 Fax 96 364 53 92

Registro General Ayuntamiento de Godella

Registro
de
Salida

5- ABRIL- 2015

Nº 1051

Expte.: UR/XX/28/16

En relació a l'escrit presentat per RGE n. 2140, de data 1 d'abril de 2016, sol·licitant accés als plànols del projecte d'adequació i reforma del Col·legi Públic Cervantes, de Godella, li comuniquo que no existeix inconvenient algun sempre que siga **exclusivament** per a ús educatiu.

El que es trasllada als efectes oportuns.

En relación al escrito presentado por RGE n. 2140, de fecha 1 de abril de 2016, solicitando acceso a los planos del proyecto de adecuación y reforma del Colegio Público Cervantes, de Godella, le comunico que no existe inconveniente alguno siempre y cuando sea **exclusivamente** para uso educativo.

Lo que se traslada a los efectos oportunos.

Godella, 5 d'abril de 2016 / Godella, 5 de abril de 2016

L'ALCALDESSA / LA ALCALDESA

Fdo. Eva Pilar Sanchis i Bagues



ALEXANDRE ANDRES GRAU
C/ MANUEL TOMAS, 4-13
46110 GODELLA

14.15.- Planos

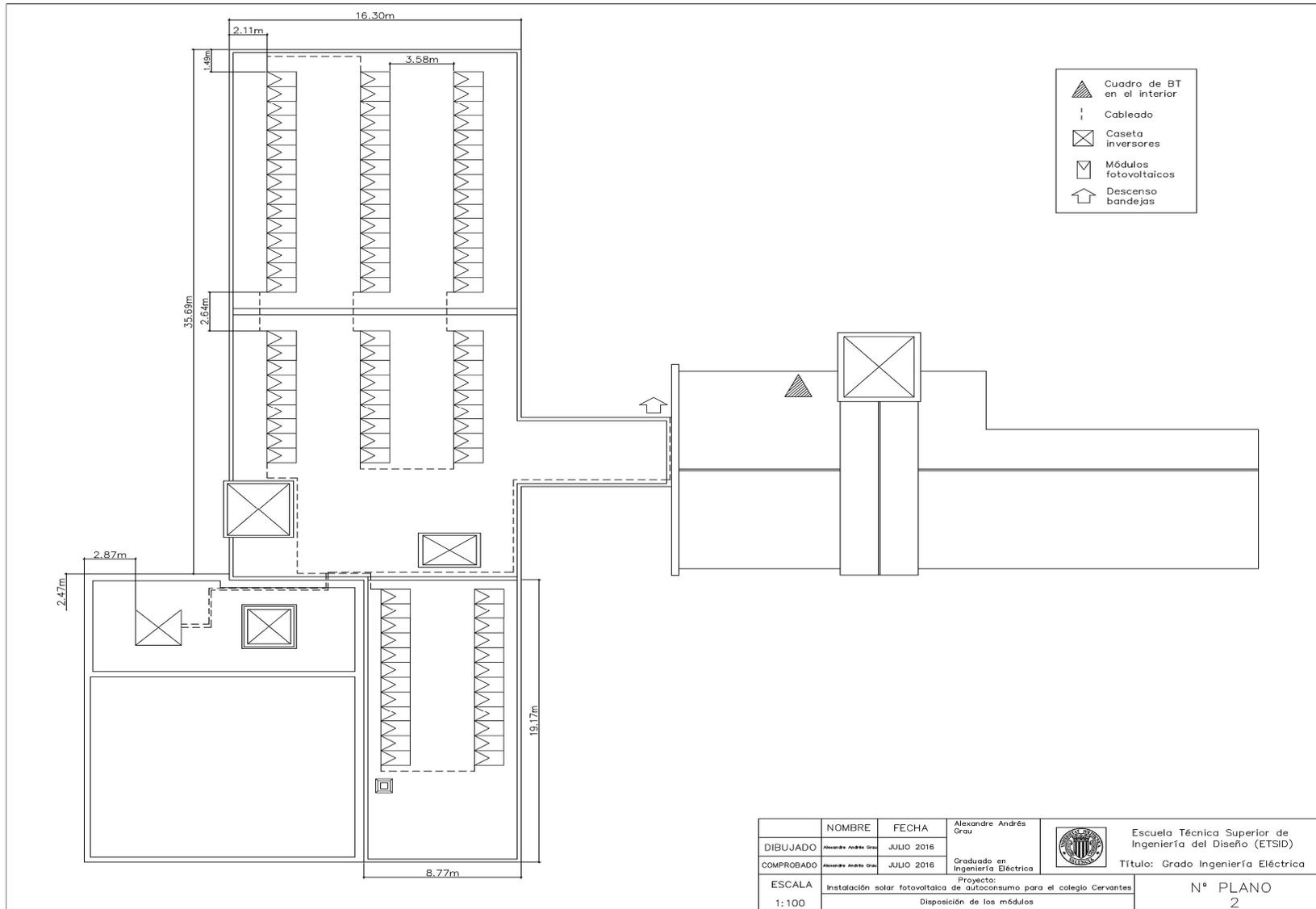


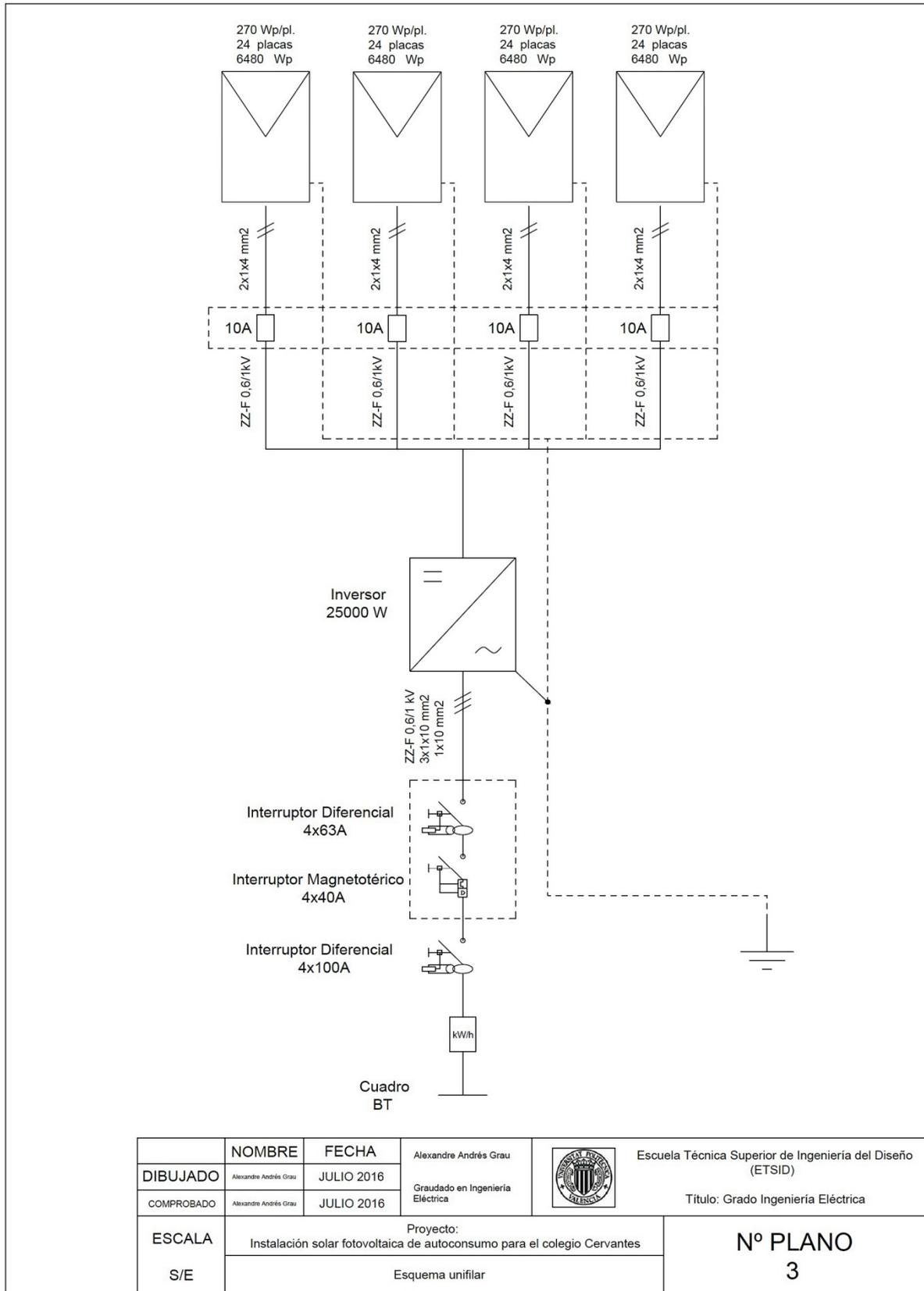
ALZADO PROYECTADO NOR-OESTE

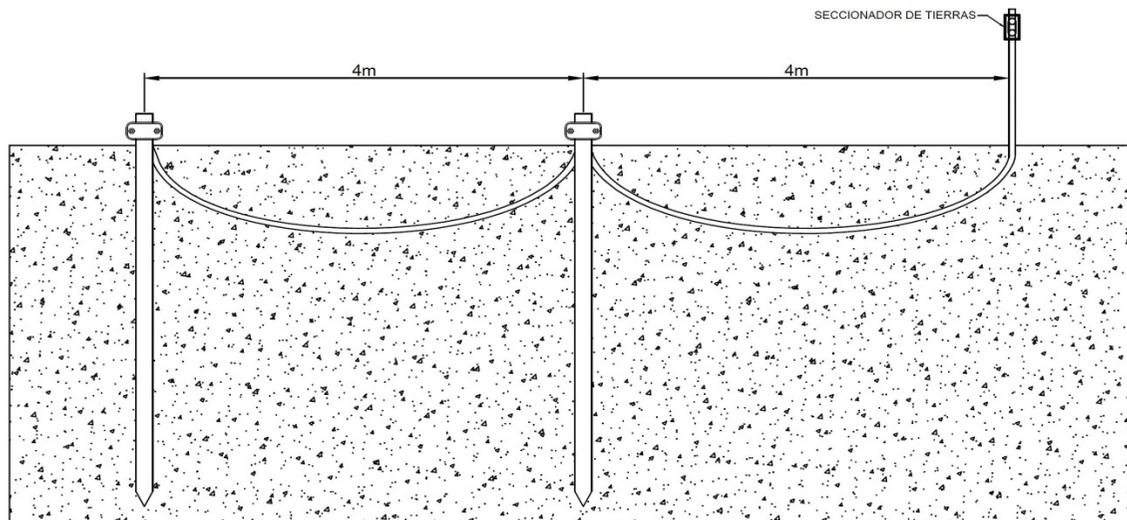


ALZADO PROYECTADO SUR-OESTE

	NOMBRE	FECHA	Alexandre André Grau	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID)
DIBUJADO	Alexandre André Grau	JULIO 2016	Graduado en Ingeniería Eléctrica	
COMPROBADO	Alexandre André Grau	JULIO 2016	Proyecto: Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para el colegio Cervantes	Título: Grado Ingeniería Eléctrica
ESCALA	1:100			Nº PLANO 1

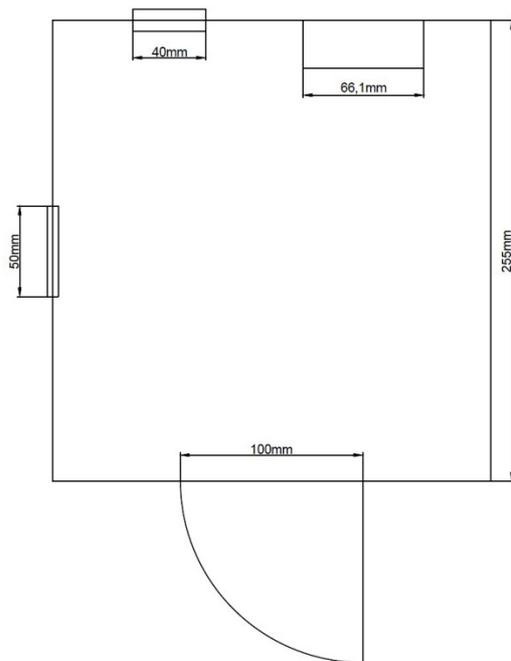
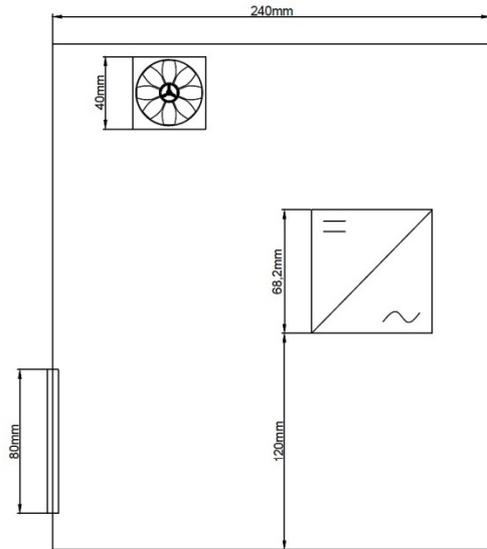




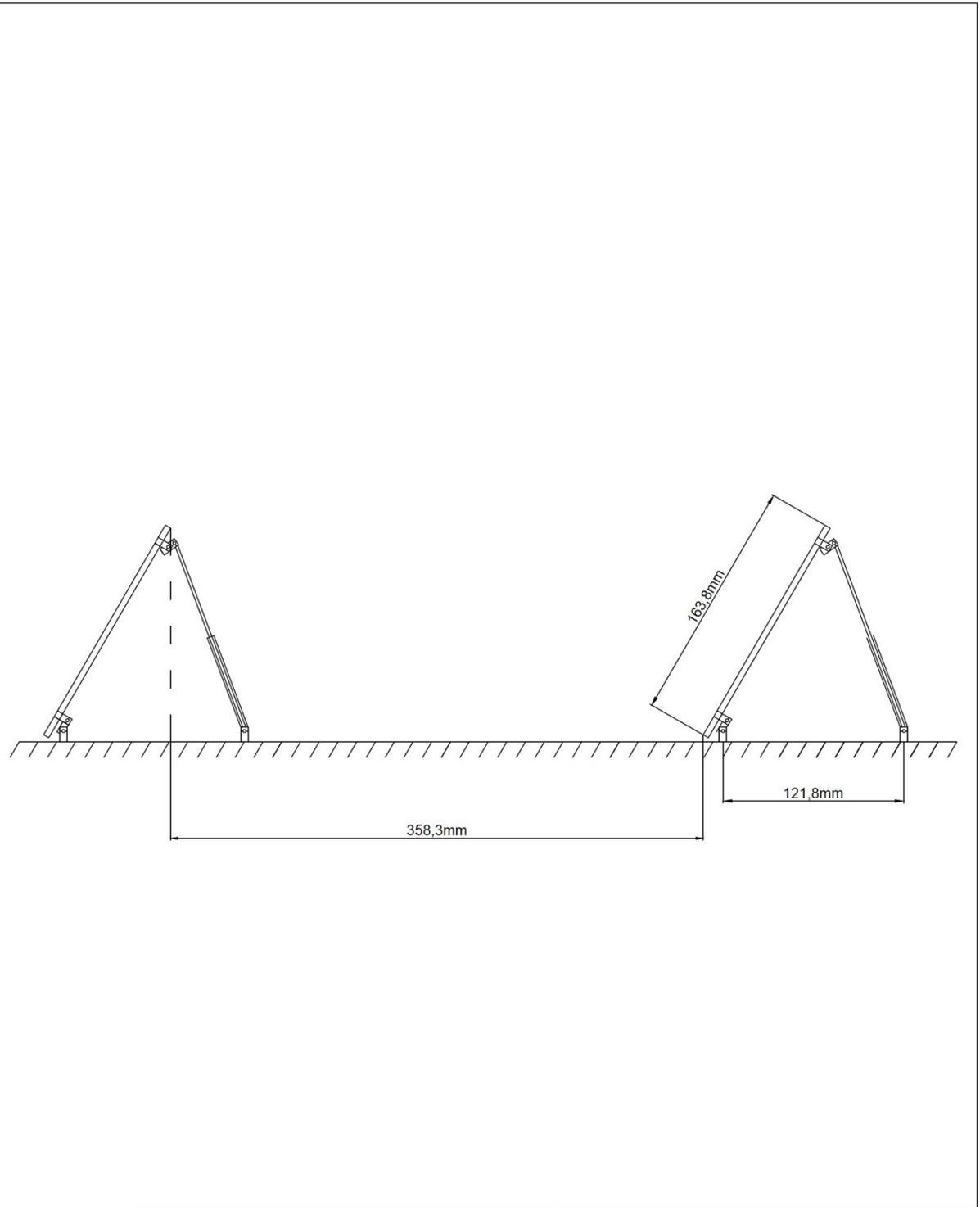


Pica de acero-cobre S/UNE 20.003, 37.103 y 21.056
2 metros de longitud

	NOMBRE	FECHA	Alexandre Andrés Grau	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID) Título: Grado Ingeniería Eléctrica
DIBUJADO	Alexandre Andrés Grau	JULIO 2016	Graduado en Ingeniería Eléctrica	
COMPROBADO	Alexandre Andrés Grau	JULIO 2016		
ESCALA	Proyecto: Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para el colegio Cervantes			Nº PLANO 4
S/E	Puesta a tierra			



	NOMBRE	FECHA	Alexandre Andrés Grau		Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID)
DIBUJADO	Alexandre Andrés Grau	JULIO 2016	Graudado en Ingeniería Eléctrica		Título: Grado Ingeniería Eléctrica
COMPROBADO	Alexandre Andrés Grau	JULIO 2016			
ESCALA	Proyecto: Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para el colegio Cervantes				Nº PLANO 5
1:10	Caseta inversor				



	NOMBRE	FECHA	Alexandre Andrés Grau	Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID) Título: Grado Ingeniería Eléctrica
DIBUJADO	Alexandre Andrés Grau	JULIO 2016	Graudado en Ingeniería Eléctrica	
COMPROBADO	Alexandre Andrés Grau	JULIO 2016		
ESCALA	Proyecto: Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para el colegio Cervantes			Nº PLANO 6
1:10	Inclinación de los módulos fotovoltaicos y distancia entre ellos			