



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**DISEÑO Y CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA
UN COLEGIO DE EDUCACIÓN PRIMARIA**

TRABAJO FINAL DEL

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

REALIZADO POR

JORGE DEL MORAL GARCÍA

TUTORIZADO POR

VICENTE DONDERIS QUILES

CURSO ACADÉMICO: 2020/2021

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a mi familia por su apoyo durante la realización de este trabajo, sin la cual no hubiese podido hacerlo. Muchas gracias a mi gran amigo Tocuto, cuyo consejo y ayuda me ha sido de gran utilidad, y a mi novia Clara por su inestimable apoyo y ánimo.

También quisiera agradecer a mis amigos, que han estado ahí cuando ha hecho falta siempre.

Por último, quisiera agradecer a todos los profesores que a lo largo de la carrera me han ayudado con sus enseñanzas, y a Vicente Donderis Quiles, tutor de este trabajo y cuya tutela me ha servido de gran ayuda. Muchas gracias.

Índice

MEMORIA

1. OBJETO	5
2. JUSTIFICACIONES.....	5
2.1 Justificación Académica	5
2.2 Justificación Legal.....	6
3. DEFINICIONES.....	7
3.1 Emplazamiento/Localización.....	7
3.2 Estudio Climatológico.....	9
3.3 Estudio de radiación solar	11
3.4 Elementos de consumo	13
3.5 Descripción del consumo	16
3.6 Estudio del consumo energético.....	22
3.7 Cálculo del CMD	35
3.8 Descripción de la instalación fotovoltaica.....	38
3.8.1 Placas solares	38
3.8.2 Reguladores.....	39
3.8.3 Baterías.....	39
3.8.4 Inversores.....	40
3.8.5 Soportes	40
3.9 Selección de los elementos de la instalación	41
3.9.1 Placas solares	41
3.9.2 Reguladores.....	43
3.9.3 Baterías.....	43
3.9.4 Inversores.....	44
3.9.5 Soportes	45
3.9.6 Distribución de placas	45
3.9.7 Cableado y protecciones	47

ESTUDIO ECONÓMICO

1. PRESUPUESTO	57
1.1 Coste del material fotovoltaico.....	57
1.2 Coste del cableado y las protecciones	58
1.3 Coste de mano de obra	59

1.4 Resumen presupuesto.....	59
2. RENTABILIDAD.....	60
2.1 Coste Watio Pico	60
2.2 Rentabilidad a 25 años	60
2.3 Rentabilidad a 45 años	62
2.4 Conclusiones.....	63
PLIEGO DE CONDICIONES	
1. CONDICIONES GENERALES	65
1.1 Placas fotovoltaicas	65
1.2 Soportes	66
1.3 Acumuladores de plomo-ácido	66
1.4 Reguladores de carga	66
1.5 Inversores	67
1.6 Cableado.....	67
1.7 Protecciones y puesta a tierra.....	68
PLANOS	
1.1 Esquema Unifilar.....	70
1.2 Planta Distribución de Placas.....	71
1.3 Alzado Soportes.....	72
1.4 Planta Sala de Conexiones.....	73
1.5 Vistas Bancadas de Baterías.....	74
1.6 Detalle Baterías.....	75
ANEXO (Fichas técnicas)	

MEMORIA (Documento 1)

1. OBJETO

El objetivo del siguiente proyecto es realizar un estudio del consumo energético mensual para el colegio de primaria “*El Plantío ISV*”, localizado en el pueblo La Cañada, a las afueras del municipio de Paterna, con el fin de diseñar y acondicionar una instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica capaz de abastecer completamente la demanda energética del colegio, de forma que este sea autosuficiente a lo largo de todo el año.

El colegio cuenta en la actualidad con una instalación conectada a la red eléctrica, por lo que esta será reacondicionada a la diseñada.

Se han escogido los distintos equipos que conforman la instalación de forma que cubran por completo las necesidades del colegio. Por ende, se han dimensionado las baterías, los reguladores, los inversores, las placas, los soportes, las protecciones y el cableado siguiendo las recomendaciones del IDAE y del REBT, acompañado de un estudio de mercado, un estudio del clima, un estudio de la radiación solar y un estudio del consumo energético mensual, con la intención de asegurar el correcto funcionamiento y dimensionado de la instalación y sus componentes.

El dimensionado de la instalación se ha llevado a cabo de forma que se pueda garantizar su total funcionamiento durante el mes más desfavorable del año, por lo que la instalación está sobredimensionada para el resto de los meses, habiendo durante estos algunos excedentes energéticos. Además, tras un estudio exhaustivo del clima y la radiación solar a lo largo del año, se ha tomado la decisión de dotar a la instalación de un grado de autonomía de 5 días.

Tras la realización de un estudio del consumo mensual del colegio, se ha averiguado que la potencia total de la instalación es de 43,84kW y el consumo energético anual es de 29113,60 kWh.

El objetivo por el que se realiza el estudio económico es averiguar la rentabilidad de este tipo de instalaciones a largo plazo. Se ha tomado en consideración dicho estudio junto a los criterios anteriormente mencionados para la selección de los equipos que conforman la instalación.

2. JUSTIFICACIONES

2.1 Justificación Académica

La realización del Trabajo de Fin de Grado es un requisito para finalizar el Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño. Este proyecto tiene por finalidad la demostración de los conocimientos adquiridos durante la carrera y su “puesta en práctica” a través de un trabajo simulando un proyecto real.

Siempre me ha resultado interesante el uso de energías renovables como método de sustentación para instalaciones eléctricas. Este interés me ha llevado a basar mi proyecto de final de carrera en el estudio de la viabilidad y optimización de una instalación fotovoltaica en un colegio de primaria como única fuente de alimentación, tanto a nivel energético como a nivel económico.

Este trabajo ha sido dirigido por el profesor Vicente Donderis Quiles, quien junto a otros profesores imparte la asignatura Instalaciones Fotovoltaicas como introducción al campo de la Energía Fotovoltaica.

2.2 Justificación Legal

La instalación diseñada cumple con las normativas del pliego de condiciones del IDAE referentes a instalaciones eléctricas aisladas de la red, las normativas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y las normativas UNE para instalaciones fotovoltaicas de baja tensión.

Cumple con el *“Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre”*, el *“Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se prueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión”* según el BOE-A-2002-18099 y el *“Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores”* según el BOE-A-2018-13593.

3. DEFINICIONES

3.1 Emplazamiento/Localización

El colegio se encuentra en Valencia, en La Cañada, un pueblo a las afueras del municipio de Paterna en una zona rural. La instalación sería situada en el tejado del edificio, que cuenta con un área de 2309,57 m²

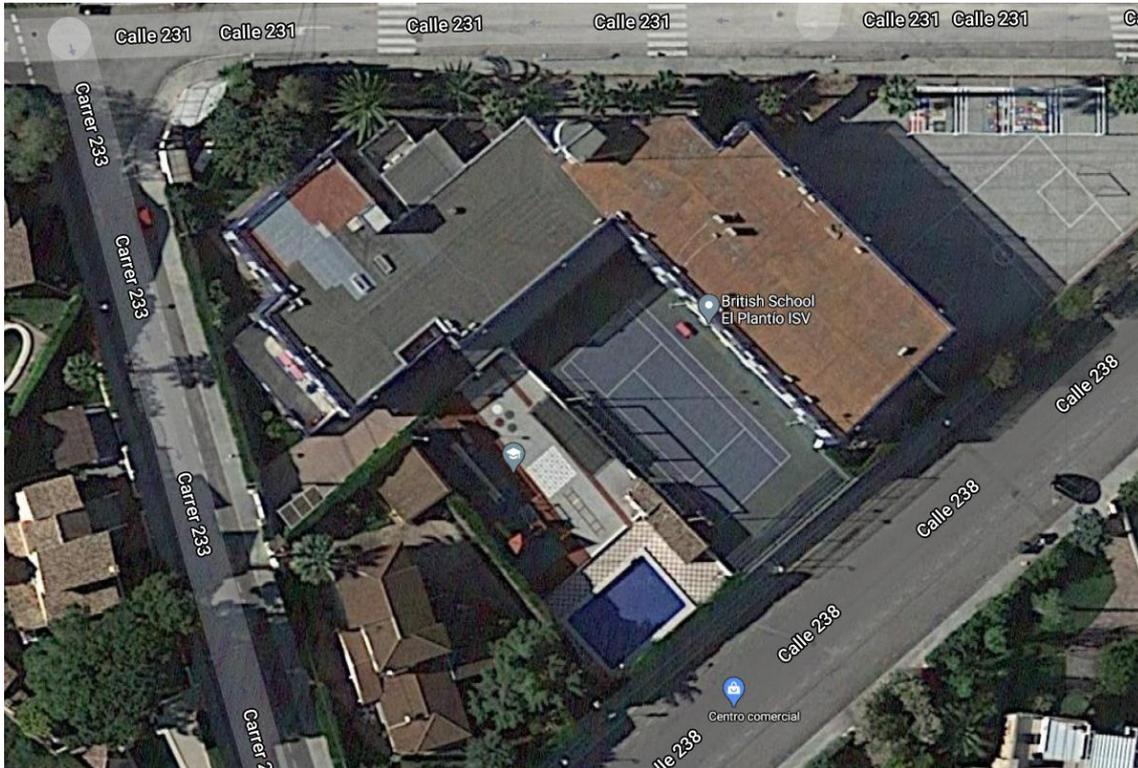


Figura 1. Vista superior del emplazamiento

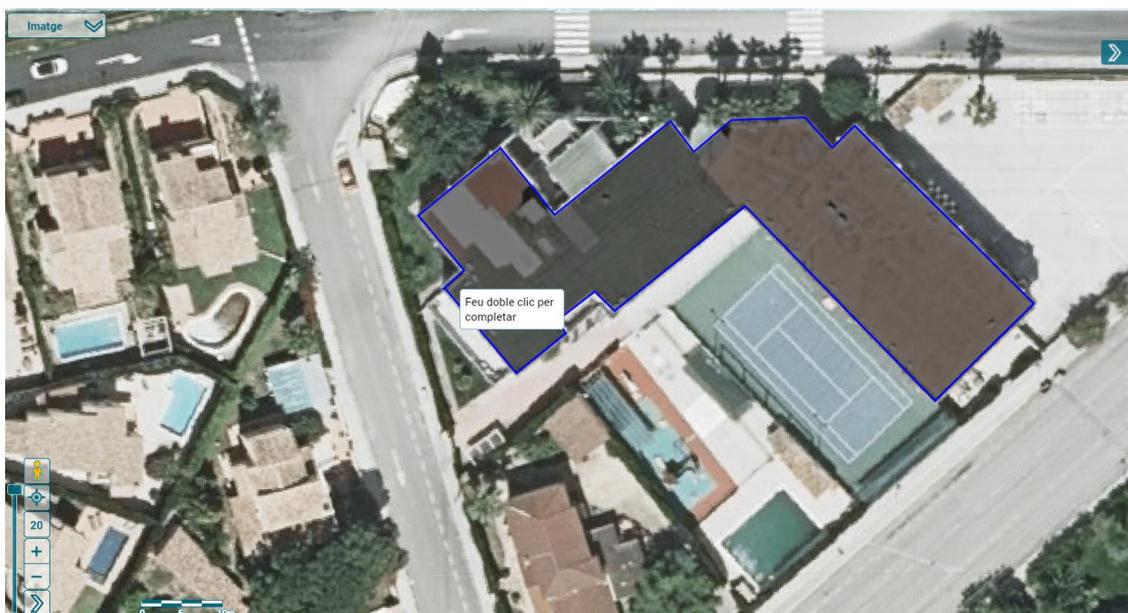


Figura 2. Área habilitada para posicionamiento de las placas

Se ha calculado el área dibujando la silueta del edificio mediante la herramienta AutoCAD.

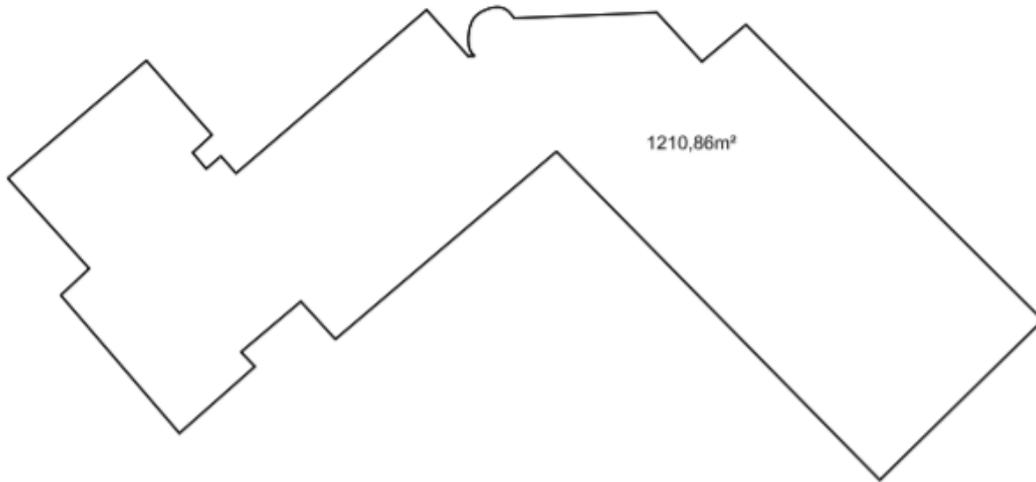


Figura 3. Cálculo del área

3.2 Estudio Climatológico

El colegio está situado en La Cañada, un pueblo a las afueras del municipio de Paterna que se encuentra a 5 Km al Oeste de Valencia. El clima en esta zona es notablemente estable a lo largo del año gracias al mar Mediterráneo, que mantiene la temperatura, la humedad y la nubosidad relativamente constantes. En el siguiente gráfico podemos ver la variación de las precipitaciones a lo largo del año:

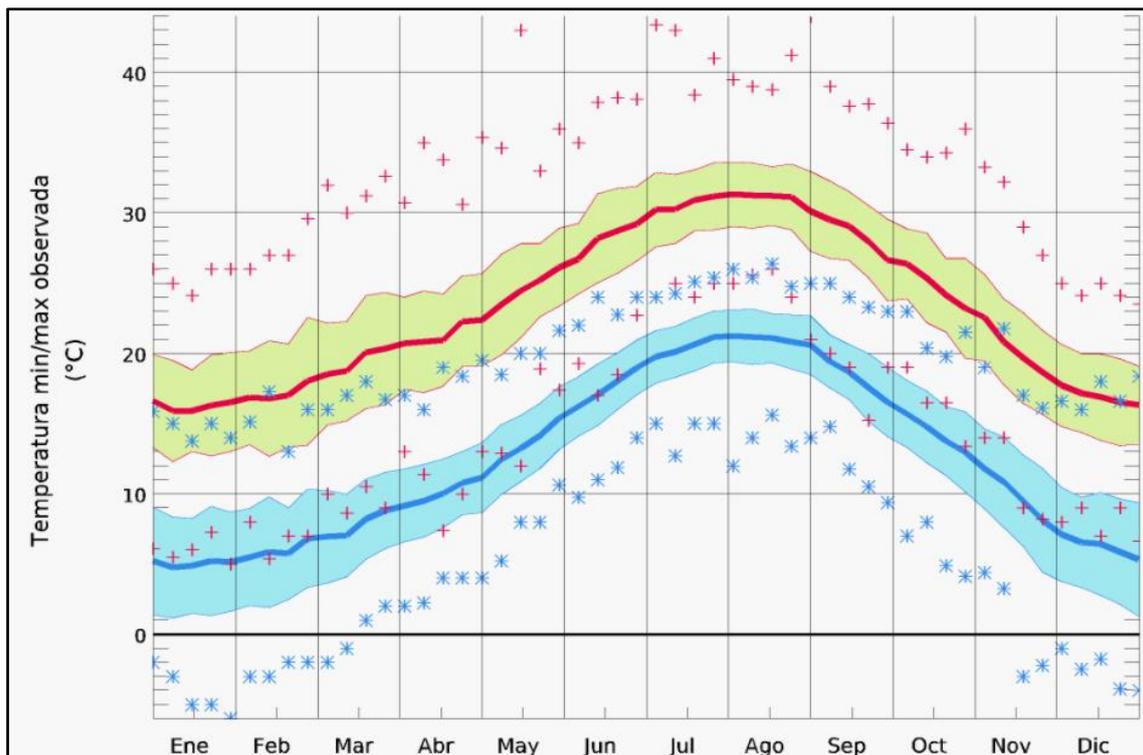


Figura 4. Gráfica de temperatura máxima y mínima observada en Paterna

Agosto el mes más caluroso y podemos ver que la temperatura asciende hasta alcanzar máximas de entre 34 y 28°C con una media de aproximadamente 31°C y mínimas de entre 18 y 23°C con una media de 21°C.

El mes más frío es diciembre con máximas de entre 13 y 20°C con una media de 16°C y mínimas de entre 1 y 10°C con una media de 6°C.

Debido a que las temperaturas que más influyen en el rendimiento de las placas son las más altas y sabiendo que en agosto no deberíamos alcanzar temperaturas mayores a 34°C, podemos concluir que nuestras placas no deberían verse afectadas de forma significativa por el calor.

En cuanto a la nubosidad, podemos ver en el siguiente gráfico que a lo largo del año ésta oscila entre 7.9 días en diciembre y 0.6 días en julio. Por lo tanto, la nubosidad tampoco representa un gran problema para la viabilidad de la instalación.

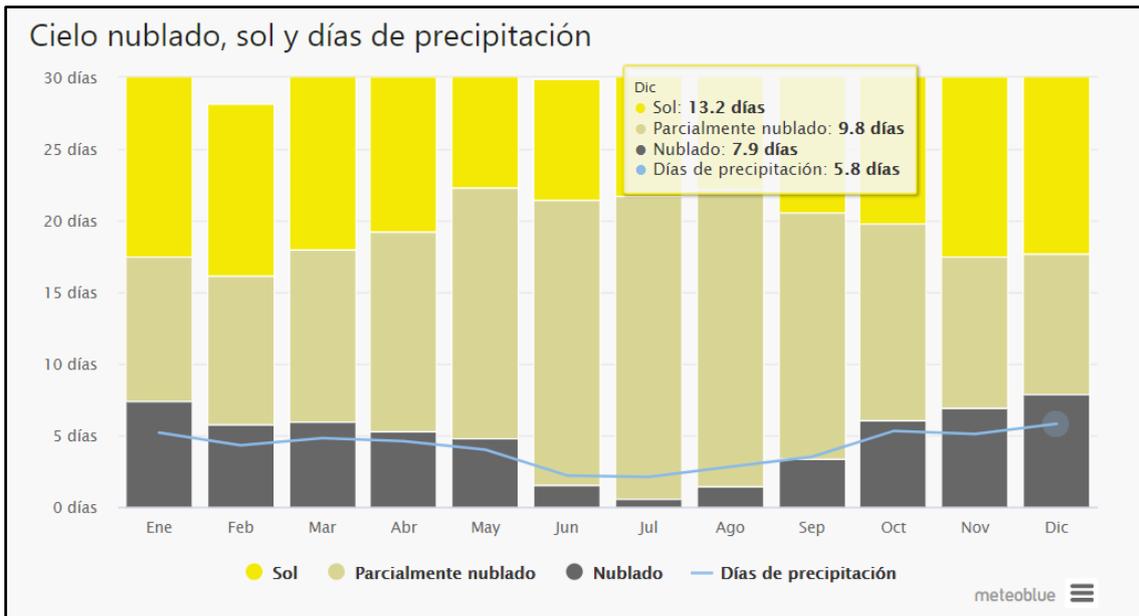


Figura 5. Gráfica de nubosidad en Paterna y dato de mayor nubosidad

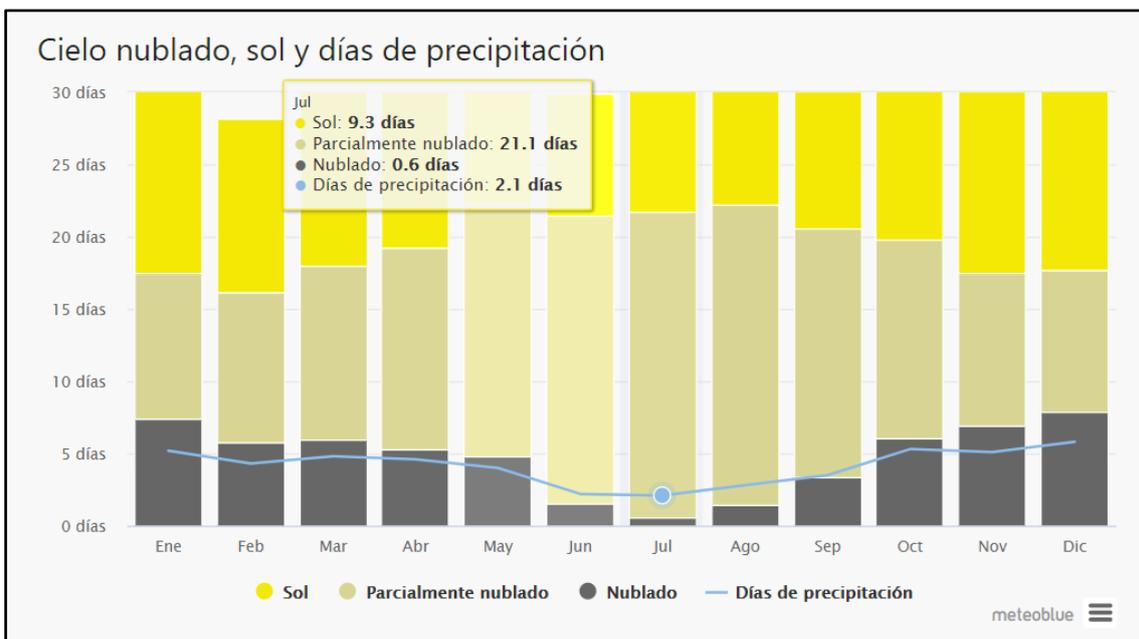


Figura 6. Gráfica de nubosidad en Paterna y dato de menor nubosidad

Como podemos ver en la figura 5, el número máximo de días nublados a lo largo del año fue 7,9 días. Esto podría dar a entender que el número de días de autonomía entonces debería ser 8, pero dado que no son 7,9 días seguidos de nubosidad, y sobre todo, que el mes de diciembre es el mes con menos días lectivos de todo el año (y seguramente los días más nublados se den a final de mes cuando el colegio se encuentra cerrado), el número de días de autonomía podrá ser menor. Teniendo en cuenta esto, el número de días de autonomía para los que dimensionaremos las baterías será 5.

Además, si se diese el caso en algún momento del año en que se mantuviese una alta nubosidad durante 5 días consecutivos, el número máximo de días a la semana que se gasta la instalación es 5, teniendo el fin de semana para cargar las baterías exclusivamente.

3.3 Estudio de radiación solar

Es de vital importancia realizar un estudio sobre la radiación solar de en la zona a lo largo del año, ya que la tanto la viabilidad energética como económica de la instalación va ligada a la irradiación disponible. Esto se debe a que el número de placas solares depende directamente de la irradiación. A menor irradiación, mayor número de placas solares para satisfacer la misma demanda de potencia.

Para ello, he utilizado la web PVGIS. Se trata de una herramienta mediante la cual, al introducir ciertos parámetros (localización, año/s estudiado/s, ángulo de inclinación de las placas con respecto al suelo y base de datos deseada), obtenemos una gráfica con la irradiación mensual a lo largo del año.

He decidido utilizar los datos del año 2011 ya que este es uno de los años con menor irradiación disponibles en la web.

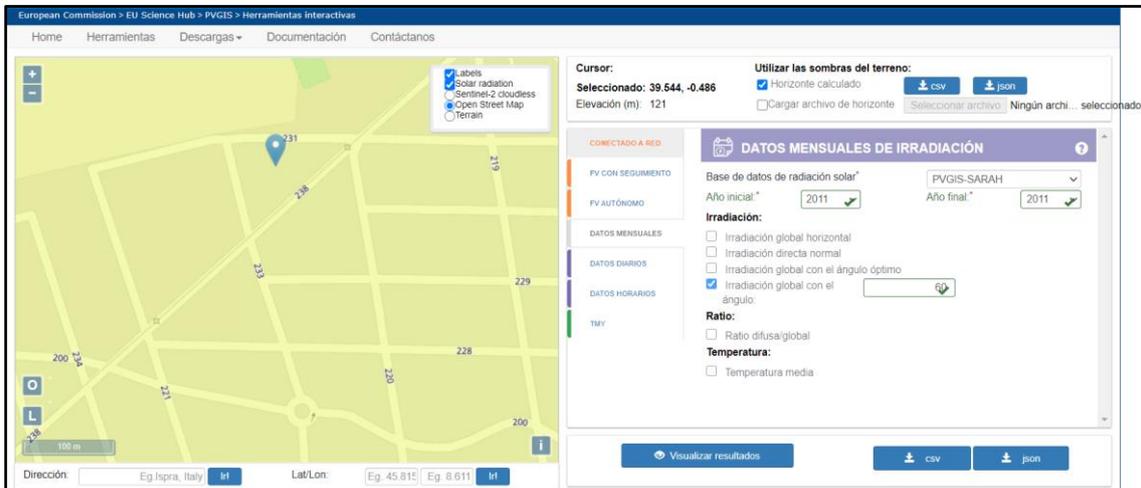


Figura 7. Página PVGIS

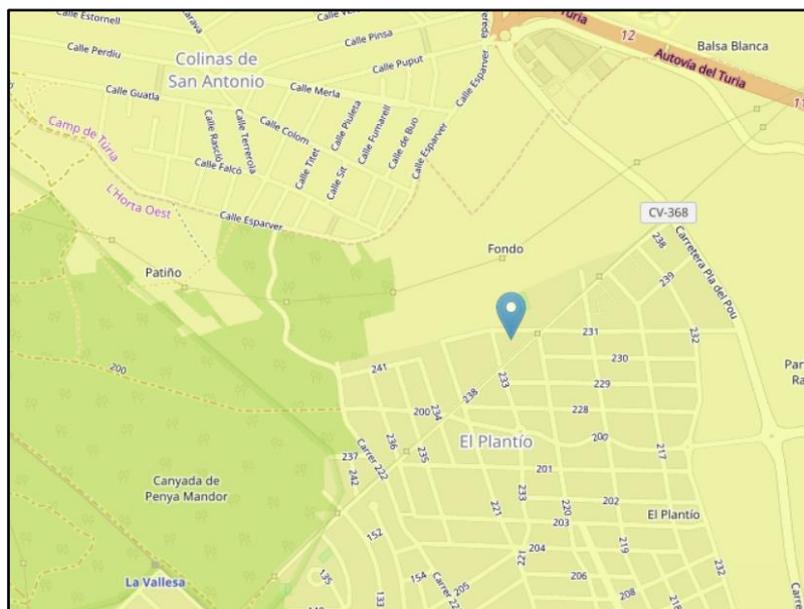


Figura 8. Localización del colegio

Es imperativo realizar un análisis comparativo de la irradiación mensual en la zona, a distintos ángulos de inclinación, de manera que averigüemos la inclinación óptima para el mes más desfavorable.

Mediante PVGIS, se han obtenido los siguientes datos de irradiación para inclinaciones de 15°, 30°, 45° y 60°:

Meses	Irradiación (kWh/m ²)			
	15°	30°	45°	60°
Enero	136,32	139,73	158,09	166,82
Febrero	111,52	152,75	165,71	168,77
Marzo	160,26	151,97	153,99	147,69
Abril	195,3	198,23	191,45	174,47
Mayo	218,14	200,24	184,55	159,93
Junio	229,52	207,06	186,58	157,55
Julio	229,37	208,59	189,6	161,6
Agosto	210,9	223,99	211,85	188,43
Septiembre	187,73	205,64	205,88	194,3
Octubre	141,46	171,1	180,62	179,65
Noviembre	101,57	105,19	115,25	118,78
Diciembre	99,48	131,12	149,43	158,65
Total	2021,57	2095,61	2093	1976,64

Figura 9. Tabla de irradiación mensual a distintas inclinaciones

Irradiación media por estación (kWh/m ²)	Grados de inclinación			
	15°	30°	45°	60°
Irradiación media primavera	191,2333333	183,48	176,6633333	160,696667
Irradiación media verano	223,2633333	213,2133333	196,01	169,1933333
Irradiación media otoño	143,5866667	160,6433333	167,25	164,2433333
Irradiación media invierno	115,7733333	141,2	157,7433333	164,746667

Figura 10. Tabla de irradiación mensual promedio por estación

El motivo por el cual se han escogido estas cuatro inclinaciones es que son las inclinaciones comerciales típicas para los soportes de las placas. Según PVGIS, el ángulo óptimo anual es 37°, pero como debemos diseñar la instalación situándonos siempre en el caso más desfavorable, escogeremos la inclinación con la que obtengamos mayor irradiación durante los meses con menor irradiación.

Observando los datos obtenidos en las tablas, podemos apreciar que, lógicamente, los meses con menor irradiación son los de invierno y la inclinación óptima de entre las cuatro durante dichos meses es 60°. Más adelante analizaremos mediante el cálculo del CMD el ángulo óptimo de entre los cuatro para maximizar la captación de energía en los meses en los que la instalación tenga el mayor consumo energético y reciba la menor irradiación.

3.4 Elementos de consumo

Los elementos de consumo han sido clasificados por su distribución a lo largo del colegio.

En la siguiente tabla podemos ver dicha clasificación:

Localización	Elemento de consumo	Imagen	Potencia	Cantidad
Aulas	Halógenos (tubos fluorescentes)		14W	8 tubos por clase (144 total)
	Aire acondicionado		1095W	1 aire acondicionado por clase (18 total)
	Proyector		265W	1 proyector por clase (18 total)
	Ordenadores		200W	1 ordenador por clase para uso del profesor y 30 en la sala de informática para uso de los alumnos (48 total)

Figura 11. Tabla de elementos de consumo en las aulas

Localización	Elemento de consumo	Imagen	Potencia	Cantidad
Baños	Bombillas de foco		50W	3 por baño (30 en total)
Comedor	Halógenos (tubos fluorescentes)		14W	30 tubos en total

Figura 12. Tabla de elementos de consumo en los baños y comedor

Localización	Elemento de consumo	Imagen	Potencia	Cantidad
Cocina	Halógenos (tubos fluorescentes)		14W	10 tubos en total
	Horno de gas		20kW (gas)	1 total
	Neveras		704W	2 en total
	Campana extractora de humos		250W	2 en total

Figura 13. Tabla de elementos de consumo en la cocina

Localización	Elemento de consumo	Imagen			Potencia	Cantidad
Sala de profesores	Halógenos (tubos fluorescentes)				14W	8 en total
	Máquina de café				2660W	1 en total
Oficina	Halógenos (tubos fluorescentes)				14W	8 en total
	Fotocopiadora multifunción				465,2W	2 en total

Figura 14. Tabla de elementos de consumo en la sala de profesores y oficina

Localización	Elemento de consumo	Imagen			Potencia	Cantidad
Pasillos	Halógenos (tubos fluorescentes)				14W	28 en total
Cuarto de caldera	Caldera				100W	1 en total

Figura 15. Tabla de elementos de consumo en los pasillos

3.5 Descripción del consumo

Halógenos:



Figura 16. Tubo fluorescente 14W marca Phillips

Hay un total de 8 luces por clase (18 clases), 30 en el comedor, 10 en la cocina, 8 en la sala de profesores, 8 en la oficina y 28 en los pasillos. Su potencia de entrada son 14W.

Las luces del edificio son, salvo en los baños, tubos fluorescentes de 14W. Estas luces están relativamente desgastadas y no todas funcionan a plena potencia, algunas llegando a estar fundidas.

Aunque en realidad el consumo de los halógenos vaya a ser menor al valor teórico, nos situamos en el caso donde se haya realizado un mantenimiento y reemplazado las luces estropeadas por nuevas, aumentando el consumo de la instalación y acercándolo más al valor teórico.

Normalmente las clases se encuentran bien iluminadas por luz natural durante la jornada escolar, pero dado que estamos realizando el diseño basándonos en un año especialmente nuboso, asumiremos que se encienden entre 3 y 5 horas a lo largo del año.



Figura 17. Bombillas de foco 50W marca Phillips

Estas son las luces utilizadas en los baños. Hay un total de 3 luces por baño (10 baños).

Los baños del edificio son relativamente estrechos y apenas dejan entrar luz solar por los ventanucos, por lo que éstas luces se usan mucho durante los meses con poca luz.

Aire acondicionado:

Aire acondicionado Smart Inverter VM122C6



Figura 18. Aire acondicionado marca LG

El aire acondicionado es un elemento de consumo nuevo que fue instalado hace 4 años. Su uso se limita a los meses de verano cuando aumentan las temperaturas y tan solo durante las 2 horas más calurosas del mediodía.

Es un elemento que como podemos ver requiere de una elevada potencia para su funcionamiento, pero dado que se usa con muy poca frecuencia a lo largo un periodo de tiempo muy corto y durante solo 2 meses debido a las vacaciones de verano, su impacto en el consumo de la instalación será moderado.

Su potencia de entrada son 1095W y necesita una alimentación de 220V@60Hz.

Proyector:



Figura 19. Proyector marca BENQ

Los proyectores se utilizan durante toda la clase, 6 horas al día todos los días lectivos del año, ya que se usa tanto para proyectar tanto las diapositivas de los profesores, como los exámenes (y vídeos educativos en el caso de los más pequeños).

Su demanda de potencia son 265W con una alimentación de 220-240V@60Hz.

Neveras:



Figura 20. Nevera marca Expomaquinaria

El colegio dispone de 2 neveras industriales con gran capacidad de almacenamiento y refrigeración. Al ser neveras de gran tamaño, su consumo energético es significativamente mayor al de una nevera convencional. Se usan las 24 horas del día y son los elementos que más gasto energético generan, salvo en junio y septiembre, donde solo se ven superados por los 18 aires acondicionados.

Horno:

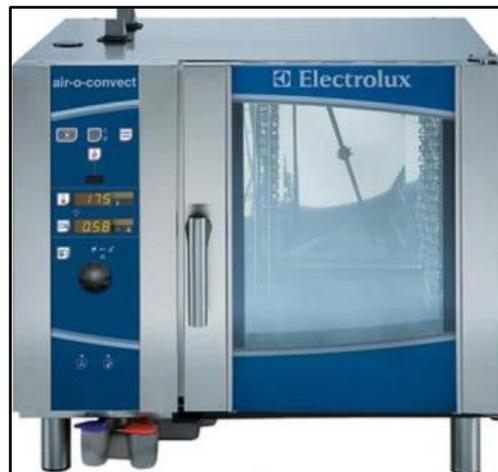


Figura 21. Horno de gas marca Electrolux

Se trata de un horno de gas, por lo que su demanda de potencia eléctrica es despreciable.

Campana extractora de humos:



Figura 22. Campana extractora de humos marca Gastro-M

La cocina cuenta con dos campanas extractoras de humos. Su uso se ve limitado a 2 horas diarias, todos los días lectivos.

Calefacción:



Figura 23. Caldera de 75kW modelo CPA-BTH marca BAXI.

Basándome en los consumos de otras calderas de gama similar se hará una estimación de 100W, potencia más que justificada ya que al ser una caldera de gas, su consumo será de varios órdenes de magnitud menor.

Cafetera:



Figura 24. Máquina de cafés marca LAVAZZA

El edificio solo dispone de una única máquina de café, situada en la sala de profesores. Se trata del elemento que mayor potencia de entrada requiere, sin embargo, al ser utilizada durante un periodo de tiempo que se ha estimado en total llegaría a una hora y media, el consumo no se verá afectado de forma drástica.

Ordenadores:



Figura 25. Vostro Desktop 3681 marca DELL

Cada aula cuenta con 1 ordenador para uso del profesor. Normalmente, el profesor utiliza el ordenador durante las 6 horas de clase todos los días, al igual que el proyector, ya que con él da la clase.

Fotocopiadora multifunción:



Figura 26. Fotocopiadora multifunción IM C2500 marca RICOH

El colegio cuenta con 2 fotocopiadoras multifunción que utilizan tanto los profesores como secretaria. Se usan durante alrededor de 3 horas diarias cada una. El consumo de las fotocopiadoras se ha calculado asumiendo que siempre que se encuentran en funcionamiento lo hacen a todo color. Esto implica una diferencia de casi 50W por impresora, como podemos ver en la especificación técnica adjuntada en el anexo.

3.6 Estudio del consumo energético

Se ha realizado un estudio de la potencia de los elementos de consumo que constituyen la instalación eléctrica del colegio a lo largo del año de manera mensual. De esta forma, podemos calcular la potencia total de la instalación y más adelante, a través del cálculo del CMD, averiguar además cuál es el mes más desfavorable.

Como podemos ver en la siguiente tabla, la potencia total de la instalación son 43,74kW.

Elementos de consumo	Unidades	Potencia (W/Unidad)	Potencia total (kW)
Bombillas de foco	30	50	1,50
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	14	2,63
Tubos fluorescentes (cocina)	10	14	0,14
Tubos fluorescentes (comedor)	30	14	0,42
Aire acondicionado	18	1095	19,71
Proyector	16	265	4,24
Neveras	2	704	1,41
Cafetera	1	2660	2,66
Ordenadores	48	200	9,6
Fotocopiadora multifunción	2	465	0,93
Caldera de gas	1	100	0,1
Campana extractora de humos	2	250	0,5
Potencia total instalación			43,84

Figura 27. Tabla de elementos de consumo con potencia total

Por tanto, diseñaremos la instalación para una potencia total de 44kW. De esta forma, al sobredimensionar aún más la capacidad de la instalación nos aseguramos de que en el peor de los casos no nos quedemos sin potencia. Cabe destacar que es muy difícil que todos los elementos de consumo estén a pleno funcionamiento simultáneamente, de todas maneras, en caso de que esto ocurriese al haber sobredimensionado la instalación no debería haber problemas con que la demanda de potencia supere la disponible.

A continuación, calculamos el consumo mensual de la instalación a lo largo del año:

Enero				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	5	1,50	7,5
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	8	2,63	21,056
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	6	0,1	0,6
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				154,888
Días lectivos	22		Consumo energético del mes (kW/mes)	3407,536

Figura 28. Tabla de consumos de enero

El mes de enero es uno de los meses en los que más energía se consume. Esto se debe principalmente a que al haber mayor nubosidad la iluminación del edificio no puede verse satisfecha con luz natural, por lo que los tubos fluorescentes de las aulas se encuentran encendidos durante toda la jornada. Además, al ser un mes frío, la calefacción permanece encendida durante la mayor parte del día, contribuyendo (mínimamente) al consumo energético total de la instalación.

Febrero				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	5	1,50	7,5
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	7	2,63	18,424
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	6	0,1	0,6
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				152,256
Días lectivos	20		Consumo energético del mes (kW/mes)	3045,12

Figura 29. Tabla de consumos de febrero

En febrero se puede apreciar que el consumo de los tubos disminuye en 2,5kW, ya que se aproxima el final del invierno y el principio de la primavera, por lo que la nubosidad decrece dejando pasar más luz natural y disminuye la necesidad de iluminar el aula con luz artificial. Al ser un mes frío, la caldera permanece encendida durante la mayor parte del día, las mismas horas que el mes anterior. También hay menos días lectivos que en el mes anterior, lo que justifica más aún la bajada del consumo energético de la instalación.

Marzo				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	4	1,50	6
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	6	2,63	15,792
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	3	0,1	0,3
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				147,824
Días lectivos	19		Consumo energético del mes (kW/mes)	2808,656

Figura 30. Tabla de consumos de marzo

En el mes de marzo podemos apreciar que continúa la tendencia de bajada del consumo. Esto se debe al aumento en horas de luz natural por la bajada de nubosidad, al aumento de las temperaturas, disminuyendo por consecuencia las horas de uso de la caldera a la mitad del mes previo, y a la cantidad de días lectivos, siendo menos que en el mes anterior.

Abril				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	4	1,50	6
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	5	2,63	13,16
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	0	0,1	0
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				144,892
Días lectivos	14		Consumo energético del mes (kW/mes)	2028,488

Figura 31. Tabla de consumos de abril

Como podemos ver, en abril el consumo sigue decreciendo. Esto se sigue debiendo tanto al aumento de luz natural, como a que tan solo haya 14 días lectivos, debido en gran parte a los puentes de Fallas y Pascua. Además, las temperaturas alcanzan un nivel suficiente como para que la caldera deje de usarse completamente. Este mes el factor que más influye en el consumo es sin duda el tiempo de utilización de la instalación.

Es el mes de menor consumo energético de todo el año.

Mayo				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	3	1,50	4,5
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	4	2,63	10,528
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	0	0,1	0
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				140,76
Días lectivos	21		Consumo energético del mes (kW/mes)	2955,96

Figura 32. Tabla de consumos de mayo

Podemos apreciar con bastante claridad que el consumo energético del mes de mayo es muy superior al del mes anterior. El motivo por el que ocurre esto es el motivo inverso al de la bajada de abril, es decir, la cantidad de días lectivos aumenta drásticamente en comparación al mes anterior. También es época de exámenes por lo que podríamos experimentar un aumento en el uso de la fotocopiadora multifunción, aumentando más aún el consumo.

Junio				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	0	1,50	0
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	3	2,63	7,896
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	2	19,71	39,42
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	0	0,1	0
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				173,048
Días lectivos	21		Consumo energético del mes (kW/mes)	3634,008

Figura 33. Tabla de consumos de junio

En el mes de junio la instalación sufre un gran aumento en el consumo (un 18,66% con respecto al mes anterior y un 44,18% con respecto a abril). Este aumento se debe mayormente al uso del aire acondicionado durante 2 horas al día, constituyendo un 22,78% del consumo total mensual.

Junio es el mes de mayor consumo energético del año.

Septiembre				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	0	1,50	0
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	3	2,63	7,896
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	2	19,71	39,42
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	0	0,1	0
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				173,048
Días lectivos	18		Consumo energético del mes (kW/mes)	3114,864

Figura 34. Tabla de consumos de septiembre

El curso escolar comienza el 7 de septiembre, con lo que disminuye el tiempo de utilización de los elementos de consumo con respecto al mes lectivo anterior. Seguimos teniendo un alto consumo por parte del aire acondicionado, por lo que el consumo sigue siendo alto en comparación al resto de meses del año.

Octubre				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	2	1,50	3
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	4	2,63	10,528
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	2	0,1	0,2
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				139,46
Días lectivos	20		Consumo energético del mes (kW/mes)	2789,2

Figura 35. Tabla de consumos de octubre

En octubre nos encontramos a mitad de otoño, por lo que aparece una mayor nubosidad y bajan las temperaturas. Esto resulta tanto en la eliminación del consumo del aire acondicionado, como el retorno del consumo de la caldera que, aunque solo se enciende durante las primeras dos horas de la mañana, no deja de ser un elemento de consumo adicional. A raíz del aumento en la nubosidad, también experimentamos un aumento en el uso de los tubos fluorescentes en las aulas y las bombillas de foco en los baños. Dado que el aumento en el consumo de los tubos y las bombillas es mucho menor a la caída del consumo del aire acondicionado, el consumo energético total de la instalación disminuye significativamente.

Noviembre				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	4	1,50	6
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	6	2,63	15,792
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	4	0,1	0,4
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				147,924
Días lectivos	21		Consumo energético del mes (kW/mes)	3106,404

Figura 36. Tabla de consumos de noviembre

En noviembre vemos un crecimiento del consumo total debido a un aumento en el tiempo de utilización de los tubos y las bombillas, junto a un aumento en el uso de la caldera. Esto se debe tanto al aumento en la nubosidad comentado anteriormente, como al acortamiento del tiempo de exposición a la luz solar con la llegada del invierno, con lo que la jornada lectiva comienza y termina con poca luz natural, encareciendo el uso de luz artificial.

Diciembre				
Elementos de consumo	Unidades	Tiempo utilización (horas/día)	Potencia total (kW)	Consumo energético (kWh/día)
Bombillas de foco	30	4	1,50	6
Tubos fluorescentes (aulas + sala profesores + pasillos + oficina)	188	6	2,63	15,792
Tubos fluorescentes (cocina)	10	2	0,14	0,28
Tubos fluorescentes (comedor)	30	2	0,42	0,84
Aire acondicionado	18	0	19,71	0
Proyector	16	6	4,24	25,44
Neveras	2	24	1,41	33,792
Cafetera	1	1,5	2,66	3,99
Ordenadores	48	6	9,60	57,6
Fotocopiadora multifunción	2	3	0,93	2,79
Caldera de gas	1	7	0,1	0,7
Campana extractora de humos	2	2	0,5	1
Consumo energético total instalación (kWh/día)				148,224
Días lectivos	15		Consumo energético del mes (kW/mes)	2223,36

Figura 37. Tabla de consumos de diciembre

Finalmente, en diciembre podemos apreciar que hay un escaso número de días lectivos a raíz de las vacaciones de Navidad, con lo que como se ha explicado anteriormente, se acorta el tiempo de utilización de los elementos de consumo resultando en una disminución significativa del consumo energético total. También vemos que, aunque el uso de la caldera de gas sea 7 horas al día todos los días del mes, su consumo energético es ínfimo y no influye prácticamente en el consumo final del mes.

Podemos ver las tendencias descritas en las siguientes gráficas:

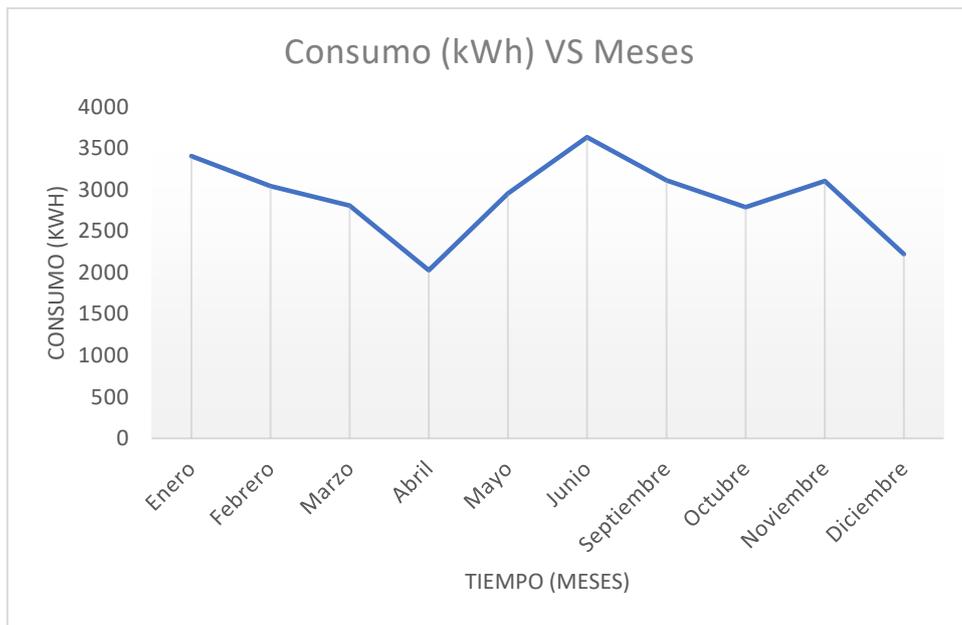


Figura 38. Gráfica del consumo a lo largo del año

Por un lado, podemos deducir que conforme se aproxima el verano baja el consumo de los tubos y las bombillas debido a la disminución del tiempo de utilización de las luces. Además, se añade el consumo del aire acondicionado, con lo que al final hay un aumento del consumo con respecto a los meses anteriores más fríos.

Por otro lado, al acercarse el invierno aumenta el consumo de las luces, pero con la bajada de las temperaturas desaparece el consumo del aire acondicionado, resultando en un menor consumo.

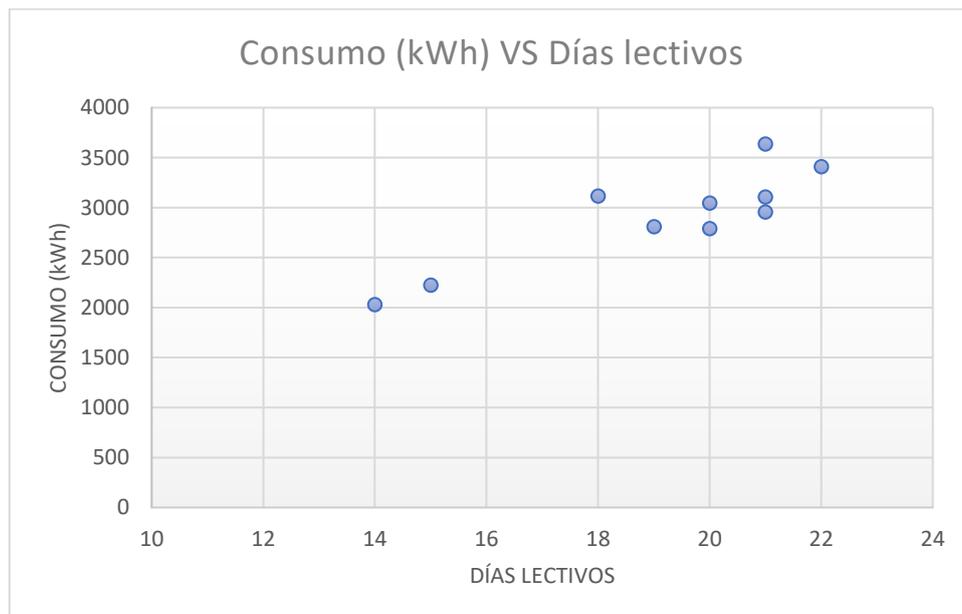


Figura 38. Gráfica del consumo mensual VS días lectivos

Por último, la cantidad de días lectivos tiene un gran impacto en el consumo energético total de la instalación, ya que como sabemos el consumo energético está directamente relacionado con el tiempo en el que se suministra una potencia definida. Podemos ver claramente que, aunque no siempre ya que hay otros factores a tener en cuenta, cuantos más días lectivos haya en el mes, mayor será el consumo energético de la instalación.

3.7 Cálculo del CMD

Antes de calcular el coeficiente más desfavorable del año, debemos elegir la tensión de la instalación. En nuestro caso, la tensión de la instalación será de 48V. El motivo por el cual se ha elegido dicha tensión es la elevada potencia de la instalación (44kW), ya que normalmente si la instalación supera los 40kW se utiliza una tensión de 48V con el fin de reducir la corriente y de esta forma evitar pérdidas de energía.

Para calcular el CMD necesitamos el consumo mensual en Ah/mes y para ello debemos pasar de kWh/mes a Wh/mes y finalmente de Wh/mes a Ah/mes teniendo en cuenta la eficiencia del inversor.

Este cálculo queda resumido en la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{mes}} \right) = \frac{\text{Consumo} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)}{V_{\text{inst}} * \eta_{\text{inv}}} * 1000$$

Demostración:

$$Potencia_{\text{inst}}(W) = V_{\text{inst}} * I_{\text{inst}} * \eta_{\text{inv}}$$

$$I_{\text{inst}} = \frac{Potencia_{\text{inst}}(W)}{V_{\text{inst}} * \eta_{\text{inv}}}$$

$$\text{Consumo}(Ah) = \frac{\text{Consumo}(Wh)}{V_{\text{inst}} * \eta_{\text{inv}}}$$

$$\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{mes}} \right) = \frac{\text{Consumo mensual} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{mes}} \right)}{V_{\text{inst}} * \eta_{\text{inv}}}$$

A continuación, vemos los consumos mensuales a lo largo del año en Ah/mes:

Meses	Consumo (Ah/mes)
Enero	78878,15
Febrero	70488,89
Marzo	65015,19
Abril	46955,74
Mayo	68425,00
Junio	84120,56
Septiembre	72103,33
Octubre	64564,81
Noviembre	71907,50
Diciembre	51466,67
Total	673925,83

Figura 39. Tabla de consumos mensuales (Ah/mes)

El CMD es la relación entre el consumo mensual en Ah/mes y la irradiación mensual en kWh/m². Cuanto menor es, más favorable será el mes. Puesto que estamos sobredimensionando la

instalación, el mes que más nos interesa es el más desfavorable, es decir, el mes en el que el coeficiente es el mayor (el CMD).

Siguiendo la descripción dada anteriormente, entendemos la fórmula para el cálculo del CMD:

$$CMD = \frac{\text{Consumo(Ah)}}{\text{Irradiación} \left(\frac{kWh}{m^2}\right)}$$

Aplicándola al consumo y a la irradiación de cada mes, obtenemos la siguiente tabla:

Meses	Consumo (Ah/mes)	Irradiancia (kW/m ²)				CMD			
		15°	30°	45°	60°	15°	30°	45°	60°
Enero	78878,15	136,32	139,73	158,09	166,82	578,62	564,50	498,94	472,83
Febrero	70488,89	111,52	152,75	165,71	168,77	632,07	461,47	425,37	417,66
Marzo	65015,19	160,26	151,97	153,99	147,69	405,69	427,82	422,20	440,21
Abril	46955,74	195,3	198,23	191,45	174,47	240,43	236,88	245,26	269,13
Mayo	68425,00	218,14	200,24	184,55	159,93	313,67	341,71	370,77	427,84
Junio	84120,56	229,52	207,06	186,58	157,55	366,51	406,26	450,86	533,93
Septiembre	72103,33	187,73	205,64	205,88	194,3	384,08	350,63	350,22	371,09
Octubre	64564,81	141,46	171,1	180,62	179,65	456,42	377,35	357,46	359,39
Noviembre	71907,50	101,57	105,19	115,25	118,78	707,96	683,60	623,93	605,38
Diciembre	51466,67	99,48	131,12	149,43	158,65	517,36	392,52	344,42	324,40
Total	673925,83	1581,3	1663,03	1691,55	1626,61	4602,81	4242,73	4089,44	4221,89

Figura 40. Tabla de consumos, irradiancia y CMD mensual

El mes más desfavorable es noviembre, con el coeficiente más alto y dado que podemos controlar la inclinación de las placas, escogeremos el ángulo que nos ofrece el coeficiente más bajo de los cuatro que en este caso es 60° con un CMD de 605,38. Este resultado era de esperar, ya que como vimos anteriormente, noviembre es uno de los meses con mayor consumo, pero con menor irradiación.

3.8 Descripción de la instalación fotovoltaica

La instalación se compondrá de los siguientes elementos:

- Placas solares
- Regulador
- Inversores
- Baterías

La distribución será la siguiente:

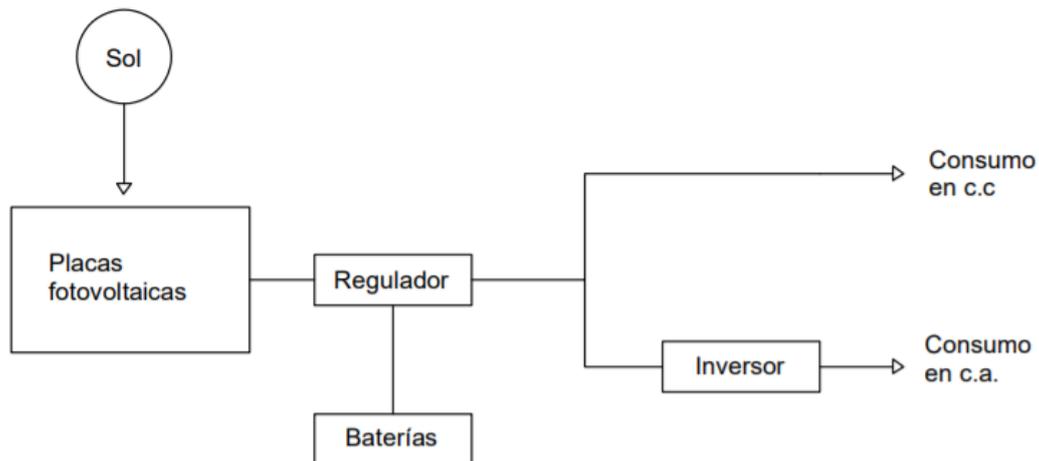


Figura 41. Distribución de los equipos

3.8.1 Placas solares

Las placas solares cumplen la función de transformar la energía solar en energía eléctrica. Estas placas pueden ser fabricadas en tres tipos de tecnología, normalmente de silicio: monocristalina, policristalina y amorfa.

El funcionamiento de los paneles lo proporciona el fabricante a través de la curva I-V con un voltaje nominal normalmente de 12V o de 24V. Los valores de referencia en la ficha técnica de las placas son en condiciones ideales, es decir, a 25°C con una irradiancia de 1000W/m².

Las placas se conectarán tanto en serie como en paralelo, la conexión en serie busca aumentar la tensión de la instalación con el fin de reducir pérdidas tanto en el cableado y se distribuirán en diversas líneas en paralelo para poder usar reguladores comerciales que puedan manejar la corriente de la línea.

3.8.2 Reguladores

La cantidad de energía que suministran las placas a la instalación viene regulada por, como bien dice su nombre, el regulador. Este se encarga de transferir la energía desde las placas hasta las baterías cargándolas y desconectándolas cuando estas se encuentren completamente cargadas con el fin de evitar sobrecargas. Además de esto, previene la descarga de las baterías a las placas, evitando así causarles daños y permiten alargar la vida útil de las baterías, ya que ajustan la tensión de carga de las baterías en función de su estado de carga previniendo sobrecargas y descargas profundas (no suelen superar el 20% de descarga, salvo que tome lugar un ciclo largo).

El principal dato que nos interesa para seleccionar el regulador es la corriente de entrada al regulador, ya que necesitamos saber cuánta corriente deben poder tolerar nuestros reguladores.

Hay varios tipos de reguladores de carga utilizados para instalaciones fotovoltaicas como la nuestra.

Por un lado, están los reguladores PWM (Pulse-Width Modulation). Estos reguladores tienen la principal ventaja de ser los más económicos en comparación a los MPPTs. La principal limitación de estos reguladores es que el voltaje de las placas y las baterías debe ser similar, es decir, si las placas son de 12V, las baterías deberán ser de 12V también, o el regulador no podrá cargar las baterías. Este regulador además limita la corriente de salida de las placas, con lo que recibe una potencia constante, con lo que no es capaz de utilizar la potencia del campo fotovoltaico de manera óptima.

Por otro lado, los reguladores MPPT (Maximum Power Point Tracker) buscan el punto de máxima potencia y controlan la corriente y el voltaje de las placas para mantenerse en dicho punto. Esto es de gran importancia ya que, en instalaciones grandes como la nuestra, la demanda de potencia es grande y necesitaremos tener siempre la máxima recogida de potencia para tener las baterías cargadas y poder suplir la demanda de energía necesaria. Además, a nivel económico esto es mucho más eficiente, ya que con ellos la vida útil de las placas es más larga que con un regulador PWM y por lo tanto habrá que reemplazarlas con menor frecuencia.

3.8.3 Baterías

Las baterías son las que dotan a la instalación de la autosuficiencia que caracteriza a una red aislada. Esta autosuficiencia viene definida por la cantidad de baterías que coloquemos o lo que es lo mismo, la cantidad de energía que podamos almacenar (su capacidad).

Deben proporcionar energía a la instalación bajo dos situaciones posibles:

- Ciclo diario
- Ciclo largo

El ciclo diario es el periodo de tiempo (horas) durante el cual las baterías deberán suministrar energía a la instalación en los momentos donde no haya luz en un día.

El ciclo largo es un periodo de tiempo (varios días consecutivos) durante el cual, a raíz de un clima adverso o poca irradiancia sobre las placas, se debe garantizar el suministro de energía a la instalación exclusivamente a través de las baterías.

Normalmente, se utilizan baterías estacionarias (ya que estas son las que tienen una mayor durabilidad) de 2V y se colocan en serie hasta alcanzar la tensión de trabajo necesaria de la instalación. Para nuestra instalación, utilizaremos las OPzS, ya que tienen una larga vida útil y son fáciles de instalar.

3.8.4 Inversores

Los inversores vienen definidos por su tensión de entrada, que es la tensión de la instalación (12V, 24V y 48V típicamente), en nuestro caso de 48V. Son el equipo que transforma la corriente continua de las placas o de las baterías en corriente alterna a 230V.

Elegiremos el inversor teniendo en cuenta la potencia de la instalación, en nuestro caso 45kW, teniendo en cuenta el rendimiento del inversor que suele ser 0,9 o 90%. Como la potencia del colegio será muy grande, harán falta varios inversores de alta potencia para cumplir con la demanda generada por los elementos de consumo, que raramente llegará a los 44,74kW teóricos, pero podría suceder.

3.8.5 Soportes

Los soportes utilizados para placas fotovoltaicas cuentan con valores comerciales de inclinación de entre 15° y 35°, lo que dificulta la búsqueda de un soporte que se adapte a nuestras necesidades con una inclinación de 60°.

Existen varios tipos de soportes:

- Estructuras para suelos y cubiertas planas
- Estructuras para cubiertas inclinadas
- Estructuras para fachadas
- Estructuras verticales

Cada tipo de soporte está diseñado con unas características específicas para la superficie donde se quieran situar los paneles solares. Para nuestra instalación, utilizaremos una estructura para cubiertas planas, ya que las placas serán colocadas en el tejado, que es una superficie plana.

3.9 Selección de los elementos de la instalación

3.9.1 Placas solares

A la hora de seleccionar las placas solares, tenemos tres tipos de células fotovoltaicas:

- Monocristalinas
- Policristalinas
- Amorfas

Las células monocristalinas son las más caras de los tres tipos a corto plazo, pero su eficiencia superior y menor tendencia al sobrecalentamiento resulta por convertirlas en la opción más económica a largo plazo.

Las células policristalinas son de menor precio que las monocristalinas, pero tienen una menor eficiencia energética y tienden a sobrecalentarse con mayor facilidad. Son ideales para aplicaciones de menor tamaño.

Por último, las células amorfas son las más baratas y de menor eficiencia.

Ya que la instalación está pensada para que funcione durante el máximo tiempo posible, nos interesa hacer una mayor inversión al principio, de forma que eventualmente terminemos por superar en rentabilidad una que implique una menor inversión inicial.

Por lo tanto y dicho esto, seleccionamos las células monocristalinas por su alto rendimiento, que terminará por superar en rentabilidad a las células policristalinas y a las amorfas. En concreto, se ha optado por una placa de silicio monocristalino del fabricante ERA, con 72 células, una potencia de 400W y una tensión de salida nominal de 24V.

Como podemos ver, es una placa monocristalina con células PERC. Sus siglas representan "Passivated Emitter Rear Cell".

Normalmente, el panel se compone de un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí sobre una capa de aluminio. Cuando la radiación solar incide sobre las células, esta pasa a través de ellas provocando el movimiento de los electrones generando electricidad. Una vez pasa a través de las células, la radiación penetra la capa de aluminio, calentándola, lo que puede llevar a un sobrecalentamiento de la placa.

Una célula PERC se diferencia de una célula normal en que, situada entre el silicio y el aluminio, hay una capa reflectante por lo que, cuando la radiación incide sobre la célula y pasa a través de ella, rebota sobre la capa reflectante volviendo a pasar a través de la célula, con lo que es reaprovechada generando aún más electricidad. Al reflejarse en el aluminio, no solo se consigue reaprovechar la radiación que no se ha transformado en energía eléctrica, sino que como consecuencia de que menos radiación penetre el aluminio, este se sobrecalienta menos, consiguiendo que las placas tengan un mayor rendimiento.

3.9.1.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PLACAS

Una vez escogida la placa, procedemos a calcular el número de placas que conformarán el campo fotovoltaico. Para ello, utilizaremos los siguientes datos:

- Tensión de la instalación: 48V
- Tensión nominal de la placa: 24V
- Intensidad pico de la placa: 9,6A
- CMD: 605,38 m²/kW
- Ks (Coeficiente de sobredimensionamiento): 1,2 (20%)
- Potencia máxima de la placa: 400W

En primer lugar, calculamos el número de placas en serie. Como necesitamos que proporcionen a la instalación 48V y cada placa tiene una tensión nominal de 24V, necesitaremos 2 placas en serie.

$$N^{\circ} \text{ de placas en serie} = \frac{V_{\text{instalación}}}{V_{\text{nominal placa}}} = \frac{48V}{24V} = 2 \text{ placas}$$

En segundo lugar, calculamos el número de placas en paralelo que necesitaremos.

$$N^{\circ} \text{ de placas en paralelo} = \frac{CMD * K_s}{I_{\text{pico placa}}} = \frac{605,38 * 1,2}{9,6} = 75,67 \text{ placas} \approx 76 \text{ placas}$$

Si escogiésemos 75 placas nos quedaríamos por debajo de la potencia necesaria, por lo que sobredimensionamos y ponemos 76 placas en paralelo.

Esto nos dejaría con un total de 152 placas.

Dado que el regulador que vamos a utilizar es un regulador MPPT y sabemos que una de las principales características de este tipo de reguladores es que tienen la capacidad de manejar tensiones mayores a 48V, podemos aumentar la cantidad de placas en serie, con lo que podremos suministrar más potencia al regulador y cargar las baterías más rápida y eficientemente.

Por lo tanto, el número de placas en serie final será el siguiente:

$$N^{\circ} \text{ de placas en serie} = \frac{150V}{24V} = 6,25 \approx 6 \text{ placas}$$

Con este nuevo dato, el número de placas en paralelo pasa a ser el siguiente:

$$N^{\circ} \text{ de líneas en paralelo} = \frac{152 \text{ placas total}}{6 \text{ placas en serie}} = 25,33 \approx 26 \text{ líneas}$$

Resultando en un total de 156 placas solares.

Finalmente, sabiendo el número total de placas y la potencia máxima de cada placa, podemos calcular la potencia pico total de las placas:

$$Potencia \text{ pico total de las placas} = 400W * 156 \text{ placas} = 62400 W$$

3.9.2 Reguladores

Como he descrito anteriormente, se ha escogido un regulador maximizador o regulador MPPT. El regulador escogido es el regulador **MPPT 150V 70A Victron Smart Solar** del suministrador Victron Energy, ya que es el regulador que mejor precio tiene, teniendo en cuenta la flexibilidad que proporciona a la hora de escoger las baterías y la tensión y corriente que es capaz de manejar.

La magnitud limitante en un regulador es la intensidad de entrada, por lo que, al haber reducido la cantidad de líneas en paralelo, la cantidad de reguladores será significativamente menor y, por lo tanto, más barato.

Primero debemos calcular la cantidad de líneas por regulador:

$$\text{Líneas por regulador} = \frac{\text{Corriente máxima del regulador}}{\text{Corriente pico de la placa}} = \frac{70A}{9,6A} = 7,29 \approx 7 \text{ líneas}$$

Redondeamos hacia abajo ya que si ponemos más líneas de las que el regulador es capaz de manejar corremos el riesgo de quemarlo.

Cada regulador es capaz de controlar 6 líneas, al haber 26 líneas, calculamos la cantidad de reguladores necesarios:

$$\text{Nº de reguladores} = \frac{\text{Nº total de líneas}}{\text{Nº de líneas por regulador}} = \frac{26}{7} = 3,71 \approx 4 \text{ reguladores}$$

Reordenamos la cantidad de líneas por regulador de forma que todos los reguladores tengan aproximadamente la misma corriente de entrada, con lo que dos reguladores tendrán 6 líneas y dos 7. Esto además ayudará a que todos los reguladores se desgasten por igual.

3.9.3 Baterías

Dado que, como se ha concluido en el estudio climatológico, buscamos que la instalación tenga 5 días de autonomía. Para ello, utilizaremos el caso del mes con mayor consumo del año, ya que el caso más desfavorable sería que las placas no generasen energía durante 5 días seguidos con el consumo más alto del año. El mes con mayor consumo del año es junio, con un consumo total de 84120,56 Ah.

$$\text{Máximo consumo diario anual} = \frac{\text{Máximo consumo mensual}}{\text{Días lectivos}} = \frac{84120,56}{21} = 4005,74 \text{ Ah/día}$$

Como deberemos suplir energía para 5 días seguidos asumiendo que el consumo se mantiene igual y que no se debe superar un 70% de profundidad de descarga, la capacidad de las baterías será:

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{Días de autonomía} * \text{Máximo consumo diario anual}}{\text{Profundidad de descarga}} = \frac{5 * 4005,74}{0,7} = 28612,44 \text{ Ah}$$

Sabiendo que cuanto mayor sea la capacidad de las baterías, menor será el número de líneas y más rentable será la instalación, utilizaremos la batería estacionaria **EnergyCell 24 OPzS 3000 4350Ah 6 uds**, debido a su alta capacidad y bajo precio comparado al resto de baterías con

similares prestaciones en el mercado. Sabemos que las baterías deberán suministrar energía a la instalación 8 horas al día (máximo) durante los 5 días (40 horas), pero como se podría dar el caso de que se cometiese el error de dejar varios equipos encendidos como varios aires acondicionados, sobredimensionaremos a 72 horas por precaución. Como podemos ver, debajo subrayada en rojo aparece la batería que hemos escogido, con una capacidad para 72 horas (C₇₂ de 4350Ah).

TAB OPzS cells for solar applications

Capacities in Ah	C10	C20	C24	C48	C72	C96	C100	C120	C240
Type	U _f =1,8V at 20°C	U _f =1,85V at 25°C							
12V 1 OPzS 50	50	57	59	66	71	73	73	74	76
12V 2 OPzS 100	100	114	118	132	141	145	146	147	151
12V 3 OPzS 150	150	171	177	198	212	218	218	221	227
6V 4 OPzS 200	200	228	236	264	282	290	291	294	302
6V 5 OPzS 250	250	285	295	330	353	363	364	368	378
6V 6 OPzS 300	300	342	354	396	423	435	437	441	453
2 OPzS 100	100	117	121	135	145	150	151	152	158
3 OPzS 150	150	176	182	203	218	225	226	228	237
4 OPzS 200	200	234	242	270	290	300	301	304	316
5 OPzS 250	250	293	303	338	363	375	376	380	395
6 OPzS 300	300	351	363	405	435	450	452	456	474
5 OPzS 350	350	410	424	473	508	525	527	532	553
6 OPzS 420	420	491	508	567	609	630	632	638	664
7 OPzS 490	490	573	593	662	711	735	737	745	774
6 OPzS 600	600	702	726	810	870	900	903	912	948
8 OPzS 800	800	936	968	1080	1160	1200	1204	1216	1264
10 OPzS 1000	1000	1170	1210	1350	1450	1500	1510	1520	1580
12 OPzS 1200	1200	1400	1450	1620	1740	1800	1810	1830	1900
12 OPzS 1500	1500	1760	1820	2030	2180	2250	2260	2280	2370
16 OPzS 2000	2000	2340	2420	2700	2900	3000	3010	3040	3160
20 OPzS 2500	2500	2930	3030	3380	3630	3750	3760	3800	3950
24 OPzS 3000	3000	3510	3630	4050	4350	4500	4520	4560	4740

The acid density in an electrically charged cell is 1.24 ± 0,1 kg/l at 293°K (= +20°C)

Figura 42. Tabla de capacidades de la batería escogida

Con este dato, podemos calcular la cantidad de líneas de baterías necesarias:

$$N^{\circ} \text{ de líneas de baterías} = \frac{\text{Capacidad}_{\text{total instalación}}}{\text{Capacidad}_{\text{batería}}} = \frac{28612,44}{4350} = 6,58 \approx 7 \text{ líneas}$$

Como la instalación será de 48V y las baterías son de 2V, necesitaremos 24 vasos en serie para alcanzar la tensión requerida.

Si tenemos 7 líneas y cada línea tiene 24 baterías, necesitaremos un total de 168 baterías.

3.9.4 Inversores

El inversor seleccionado para la instalación es el inversor **QUATTRO 48/15000/200-100/100 230V** del fabricante Victron. Se ha elegido este inversor tras realizar un estudio de mercado y se ha llegado a la conclusión de que es el que mejor se adapta a nuestras necesidades (48V, una gran potencia de salida y la posibilidad de conectar hasta 4 grupos de tres unidades de 12kVA en paralelo llegando a una potencia de 144 kW y 2400 A de carga).

A continuación, calculamos el número de inversores en paralelo necesarios para poder alimentar la instalación con la potencia necesaria:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{\text{Potencia}_{\text{Instalación}}}{\text{Potencia pico}_{\text{Inversor}}} = \frac{44\text{kW}}{12\text{kW}} = 3,67 \approx 4 \text{ inversores}$$

Se utilizarán 4 inversores de 12kW cada uno, sumando un total de 48kW.

3.9.5 Soportes

Los soportes elegidos son la estructura 14.1V ajustables entre 30° y 50° del suministrador SUNFER. Estos soportes tienen una capacidad de 3 módulos cada uno y son los soportes que más se aproximan a nuestras necesidades encontrados tras un exhaustivo estudio de mercado, y también son una de las mejores opciones a nivel económico.

3.9.6 Distribución de placas

Una de las partes más importantes del proceso de diseño de la instalación es la distribución de las placas. Si las placas están demasiado pegadas entre sí corren riesgo de hacerse sombra unas a otras, disminuyendo la eficiencia del campo fotovoltaico y corriendo el riesgo de no poder abastecer a la instalación o cargar las baterías suficientemente. Tampoco podemos colocarlas demasiado separadas entre sí, ya que entonces usaríamos mucho cable innecesariamente, aumentando las pérdidas de tensión por el camino y aumentando el coste de la instalación.

Como podemos ver en el apartado del emplazamiento y localización, contamos con un área en el tejado (cubierta plana) de 1210,86 m².

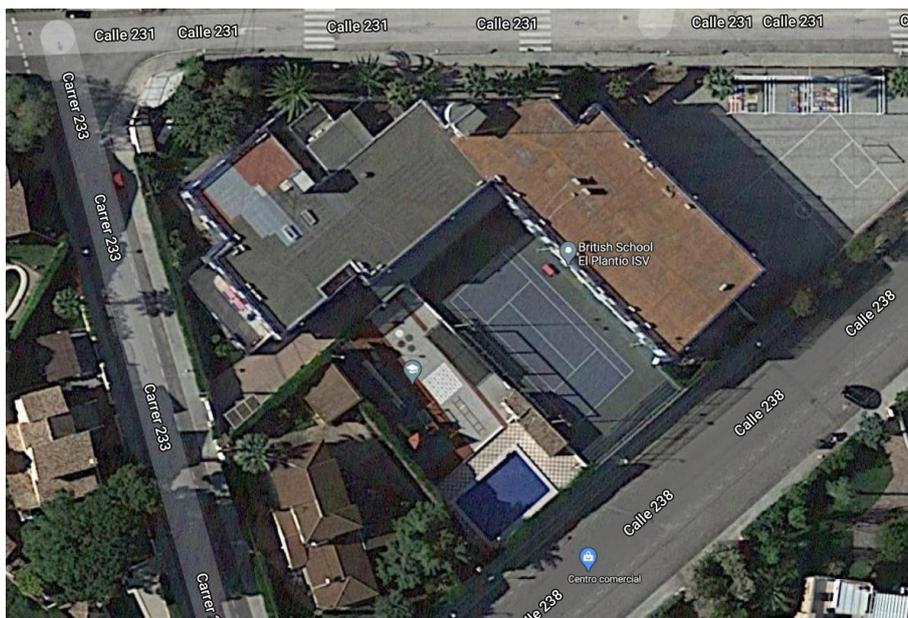


Figura 1. Vista superior del emplazamiento

Las placas deberán ir orientadas hacia el sur y, como podemos ver en la figura 1, no habrá problema alguno en cumplir este requisito.

Los soportes escogidos permiten situar las placas unas al lado de otras verticalmente. Por lo tanto, calculamos la distancia entre los soportes a la que las placas no se hagan sombra entre sí.

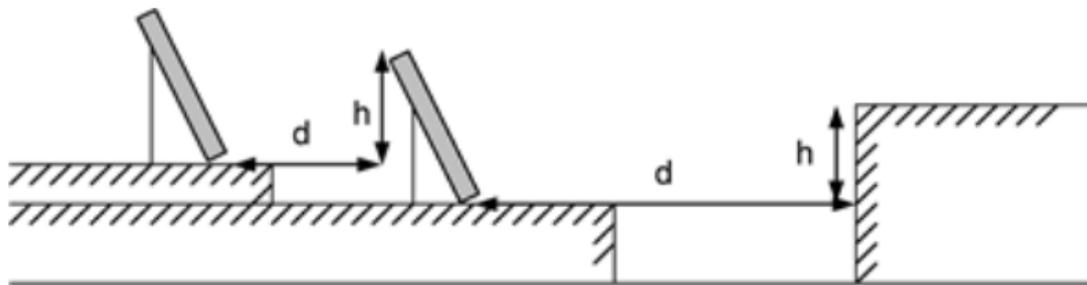


Figura 43. Esquema de separación entre placas extraído de la web del IDAE

Donde h es la altura del obstáculo delante del panel, y d es la distancia al obstáculo.

La fórmula para calcular la distancia d es la siguiente:

$$d = k * h$$

Donde k es $\frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$

La latitud del colegio es $39^\circ 32' 38.9''$ que en grados sería 39.544° .

Como la superficie es una cubierta plana, h será la altura de las placas. Por lo tanto, el cálculo de la distancia d resultaría en:

$$d = \frac{L_{\text{vertical placa}} * \sin(\theta)}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} = \frac{1,98 * \sin(50^\circ)}{\tan(61^\circ - 39,544^\circ)} = 3,8592 \approx 3,86 \text{ m}$$

Redondeando a 4,5m para facilitar el mantenimiento de las placas, el área total del campo fotovoltaico será:

$$\text{Área}_{\text{Campo fotovoltaico}} = \text{Área}_{\text{Placa a } 50^\circ} * N^\circ \text{ de placas}$$

$$\text{Área}_{\text{Placa a } 50^\circ} = (4,5 + 1,27 * \cos(50)) * 1,003 = 5,33 \text{ m}^2$$

$$\text{Área}_{\text{Campo fotovoltaico}} = 5,33 * 156 = 831,48 \text{ m}^2$$

El tejado del colegio cuenta con un área de $1210,86 \text{ m}^2$, por lo que en nuestro caso el espacio disponible para la distribución de las placas no supone ningún impedimento para su instalación.

3.9.7 Cableado y protecciones

3.9.7.1 Cálculo de la sección de los cables

El cableado es el elemento encargado de transferir la energía de aparato en aparato, por lo tanto, es un elemento de gran importancia ya que, si elegimos el tipo de cable equivocado, podemos afectar gravemente a la eficiencia energética de la instalación provocando pérdidas innecesarias y acortar la vida útil de la instalación.

Se ha dividido la instalación en tres tramos, debido a los cambios en amperaje, entorno y caída de tensión:

- Tramo Placas – Regulador
- Tramo Regulador – Baterías
- Tramo Baterías – Inversor

Según la REBT, la caída de tensión máxima admisible en cada tramo es la siguiente:

Tramo	Caída de tensión máxima REBT
Placas – Regulador	3%
Regulador – Baterías	1%
Baterías – Inversor	1%

Figura 44. Tabla de caída de tensión del tramo según REBT

Sin embargo, según las recomendaciones del IDAE, la caída de tensión máxima en cada tramo es la siguiente:

Tramo	Caída de tensión máxima IDAE
Placas – Regulador	1%
Regulador – Baterías	0,5%
Baterías – Inversor	1%

Figura 45. Tabla de caída de tensión del tramo según IDAE

Como las recomendaciones del IDAE son más restrictivas, nos ceñiremos a estas últimas por seguridad. El cableado será diferente también dependiendo de si se gastan para corriente alterna o corriente continua.

Para calcular la sección mínima de los cables, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * L * I}{U * k}$$

Donde S es la sección mínima de los cables, L es la longitud de los cables, I es la intensidad máxima de tramo, U es la caída de tensión en el tramo y k es la conductividad del material (cobre en nuestro caso).

El tipo de cable utilizado para toda la instalación será el RV-K, ya que es un cable flexible, extremadamente popular para la conexión entre las placas, de las placas al regulador y del regulador al inversor y están especialmente diseñados para su uso en la intemperie.

3.9.7.1.1 Corriente continua

3.9.7.1.1.1 Cableado entre placas

Comenzaremos con el cálculo de la sección de los cables usados para conectar las placas entre sí. Dado que las placas se encuentran a muy corta distancia unas de otras, cogemos la sección más pequeña que nos permitan los valores comerciales para cables de cobre, y utilizaremos la instalación de referencia tipo F, con aislamiento XLPE (polietileno reticulado) y 2 conectores, según la UNE-HD 60364-5-52:

Instalación de referencia		Tabla y columna			
		Intensidad admisible para los circuitos simples			
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
		Número de conductores			
		2	3	2	3
	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	D2				
	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

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

Figura 46. Tabla de métodos de instalación

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																		
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2										
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3	PVC 2													
B1				PVC 3		PVC 2					XLPE 3						XLPE 2		
B2			PVC 3	PVC 2					XLPE 3	XLPE 2									
C						PVC 3				PVC 2			XLPE 3				XLPE 2		
E							PVC 3					PVC 2					XLPE 3	XLPE 2	
F									PVC 3					PVC 2			XLPE 3	XLPE 2	
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Sección mm²																			
Cobre																			
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-	
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-	
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-	
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-	
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-	
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-	
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
Aluminio																			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-	
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-	
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-	
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-	
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-	
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215	
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	
150	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
185	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
240	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	
Aislamientos termoestables (90°C)										Aislamientos termoplásticos (70°C)									
XLPE: Polietileno reticulado					EPR: Etileno-propileno					PVC: Policloruro de vinilo									

Figura 47. Tabla de intensidades máximas admisibles

Seguindo la tabla B-52-1, al ser de tipo C vamos a la tabla C-52-1, columna 11.

Como podemos ver, la sección más pequeña permitida es de 1,5mm² y de aislamiento XLPE.

3.9.7.1.1.2 Cableado placas – caja de conexiones

Continuamos con el cálculo de la sección para los cables entre las placas y la caja de conexiones de las placas. Para ello, utilizamos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * L * I}{U * k}$$

Sabemos que la distancia entre las placas y su caja de conexiones que se encuentra en un cuarto dedicado a los aparatos que conforman la alimentación de la instalación es de 15m. La intensidad máxima de tramo es de 9,6A y la caída de tensión en el tramo debe ser inferior al 1% de 150V (tensión de entrada al regulador), por lo que, U será 1,5V. Finalmente, k es la conductividad del cobre que son 56 m/(Ω mm²).

Por lo tanto:

$$S = \frac{2 * 15 * 9,6}{1,5 * 56} = 3,43 \text{ mm}^2$$

Para este tramo, utilizaremos como instalación de referencia el tipo C, ya que al ir pegado a la pared se puede sujetar con bridas y pegar al techo de forma que no pueda quedar al acceso de los niños. Por lo tanto, seguiremos la columna 11 en la tabla C.52-1, elegimos la sección inmediatamente superior a 3,43 mm², que es 4 mm² ya que esta sección nos permite manejar intensidades de 40 A, muy superiores a los 9,6 A que tenemos.

3.9.7.1.1.3 Cableado caja de conexiones – reguladores

La distancia entre la caja de conexiones y el regulador debe ser menor a 5m. Si asumimos que se encuentra a 5m del regulador, y la caída de tensión de tramo sigue teniendo que ser menor a un 1% de la tensión al regulador (150V), por lo que será de 0,15V.

La intensidad máxima a través del cableado será la de las 7 líneas, alcanzando un total de 67,2A (9,6A * 7 líneas).

Por lo tanto:

$$S = \frac{2 * 5 * 67,2}{1,5 * 56} = 8 \text{ mm}^2$$

En este tramo usaremos como instalación de referencia el tipo C, por los mismos motivos previamente listados. Por lo que, siguiendo la columna 11 de la tabla C.52-1, habiendo obtenido una sección de 8 mm², escogeremos la sección inmediatamente superior que nos permita además manejar un mínimo de 67,2A.

Una sección de 10 mm² nos permitiría aguantar hasta 72A, con lo que teóricamente sería capaz de manejar la corriente de entrada al regulador, pero al encontrarse tan cerca de no cumplir con los requisitos mínimos y ante la posibilidad de una sobrecarga que pudiese llegar a dañar los cables, escogemos la siguiente opción (16 mm² admitiendo intensidades de hasta 97A).

3.9.7.1.1.4 Cableado reguladores – baterías

Según la web Damiasolar, la distancia entre los reguladores y las baterías no debe superar 1,5m. Además, se recomienda utilizar una sección de 25mm² o 35mm². Con 35mm² y una instalación de referencia de tipo C, el cableado aguantaría hasta los 153A, así que escogeremos la de 35mm², asegurando el correcto funcionamiento del sistema.

3.9.7.1.1.5 Cableado entre baterías

Según la web Damiasolar, se recomienda que se utilice un cable con una sección de 50mm² para el conexionado de las baterías entre unas y otras. Se recomienda también que se sitúen muy cerca unas de otras.

3.9.7.1.1.6 Cableado baterías – inversores

Para el tramo entre las baterías y los inversores, el IDAE recomienda una caída de tensión de tramo máxima de un 1%. Se recomienda, además, que al igual que en el tramo entre los reguladores y las baterías, no se supere una distancia entre las baterías y los inversores mayor a 1,5m. Se recomienda también una sección de 25mm² o 35mm² y por la misma razón que en el tramo reguladores – baterías, escogemos la mayor para asegurar el correcto funcionamiento del sistema.

3.9.7.1.2 Corriente alterna

Para el tramo de corriente alterna entre los inversores y los elementos de consumo de corriente alterna, necesitamos conocer la distancia máxima entre los inversores y dichos elementos.

Sabiendo que la distancia de una esquina de la cubierta a la esquina opuesta del edificio a cota cero es la suma de los dos catetos, siendo estos la diagonal de la cubierta y la altura del colegio.

La longitud de la diagonal de la cubierta es la siguiente, se ha medido usando la herramienta AutoCAD:

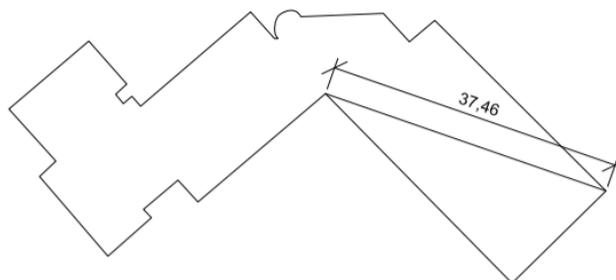


Figura 48. Planta de la cubierta del colegio

Por lo tanto, la distancia máxima de los inversores a los elementos de consumo de corriente alterna será:

$$Distancia_{M\acute{a}xima\ alterna} = 37,46 + 8,3 = 45,76m$$

Por lo tanto, estimamos que la distancia será de 46m. La caída de tensión de tramo máxima debe de ser de un 3% de los 150V a la salida de los inversores como máximo (4,5V).

Para calcular la intensidad a la salida de los inversores, primero debemos calcular el factor de potencia, o $\cos(\varphi)$.

Para ello, necesitaremos conocer los siguientes datos:

- Potencia activa del inversor (12kW)
- Potencia aparente del inversor (15kVA)
- Voltaje de salida del inversor (240V)

$$\cos(\varphi)_{Inversor} = \frac{Potencia\ activa}{Potencia\ aparente} = \frac{12}{15} = 0,8V$$

$$Intensidad = \frac{Potencia_{Activa\ Inversor}}{Voltaje_{salida} * \cos(\varphi)} = \frac{12000}{230 * 0,8} = 65,2A$$

$$S = \frac{2 * 46m * 65,2A}{4,5V * 56 \frac{m}{\Omega mm^2}} = 23,80\ mm^2$$

Cogeremos la sección inmediatamente superior, de 25mm². Siguiendo la tabla C.52-1 en la columna 11 podemos ver que con una manguera de 25mm² soportaremos intensidades de hasta 122A.

3.9.7.2 Puesta a tierra

El colegio tiene una tensión de contacto de 24V y la resistencia máxima para instalaciones de este tipo es de 20Ω. Conociendo estos dos datos, calculamos la intensidad de defecto:

$$I_{Defecto} = \frac{Tensi\acute{o}n_{Contacto}}{Resistencia_{M\acute{a}xima}} = \frac{24}{20} = 1,2A$$

Se ha escogido un interruptor diferencial con una sensibilidad de 300mA para asegurar la protección frente a contactos indirectos.

A continuación, calculamos el número de picas. En la práctica, se realizarían mediciones de la resistividad del terreno mediante el uso de un telurómetro. Dado que no disponemos de dicha aparatamenta, asumimos que se trata de un suelo pedregoso cubierto de césped y por lo tanto tomamos 360 Ωm como nuestro valor de resistividad del terreno.

Utilizando la siguiente fórmula calculamos el número de picas:

$$R = \frac{\rho}{\text{Número}_{\text{picas}} * \text{Longitud}_{\text{picas}}}$$

$$\text{Número}_{\text{picas}} = \frac{\rho}{\text{Resistencia}_{\text{Máxima}} * \text{Longitud}_{\text{picas}}}$$

Utilizaremos picas de 1,5m enterradas a no menos de 0,5m de profundidad, por lo que el número de picas será:

$$\text{Número}_{\text{picas}} = \frac{360}{20 * 1,5} = 12 \text{ picas}$$

3.9.7.3 Protecciones

Las protecciones se encargarán de proteger ante cualquier contacto directo o indirecto por parte de los operarios y de mantener el buen estado de los componentes que conforman la instalación.

Deberemos diferenciar entre las protecciones para los elementos de corriente continua y los de corriente alterna.

Para proteger los elementos de corriente continua utilizaremos fusibles, colocándolos entre las placas y los reguladores.

$$I_b \leq I_n \leq 0,9 * I_r \text{ max}$$

Donde:

I_b es la intensidad del tramo

I_n es la intensidad nominal del fusible

$I_r \text{ max}$ es la intensidad máxima admisible del conductor

Estos datos podemos conseguirlos a través de la ficha técnica de las placas y los conductores, y en observando los valores de la tabla C.52-1.

Para el tramo caja de conexiones – reguladores, sabemos que cada regulador tiene capacidad de ir conectado a hasta 7 líneas, por lo que la intensidad máxima que puede llegar a haber en este tramo sería de 7 x 9,6A es decir 67,2A. Por otro lado, la intensidad máxima admisible por el conductor sería la especificada en la ficha técnica del conductor, es decir, para una sección de 25mm² la intensidad será de 122A.

Por lo que:

$$67,2A \leq I_n \leq 0,9 * 122A$$

$$67,2A \leq I_n \leq 109,8A$$

Se ha escogido por lo tanto un fusible de 80A de corriente nominal y 690VDC.



Figura 49. Fusible utilizado

En el tramo de inversores – elementos de consumo utilizaremos protecciones para corriente alterna, es decir, interruptores diferenciales e interruptores magnetotérmicos.

Para calcular la intensidad que circula por el cableado desde los inversores a los elementos de consumo tenemos realizamos el siguiente cálculo:

$$Intensidad_{salida\ Inversor} = \frac{Potencia\ activa_{Inversor}}{Tensión\ AC_{salida\ inversor}}$$

$$Intensidad_{salida\ Inversor} = \frac{12000}{230} = 52,17A$$

Por ende, el rango de intensidad nominal del magnetotérmico será:

$$52,17A \leq In \leq 0,9 * 97A$$

$$52,17A \leq In \leq 87,3A$$

Tras un estudio del mercado se ha escogido un interruptor magnetotérmico tripolar de un calibre de 63A y una intensidad de corte de 10kA marca MAXGE.



Figura 50. Interruptor magnetotérmico utilizado

El interruptor diferencial gastado tiene las mismas características que el interruptor magnetotérmico y una sensibilidad de 300mA.



Figura 51. Interruptor diferencial utilizado marca CHINT

ESTUDIO ECONÓMICO (Documento 2)

1. PRESUPUESTO

Para realizar el cálculo del presupuesto primero se ha calculado el coste de los equipos que conforman la instalación y la mano de obra sin IVA. Para ello, se ha realizado un estudio de mercado con el fin de hallar los equipos que, además de cubrir nuestras necesidades sean, a nivel económico, la opción más viable.

Se han desglosado los costes en tres subapartados, siendo estos:

- Coste del material fotovoltaico
- Coste del cableado y las protecciones
- Coste de la mano de obra

Por último, se ha realizado un resumen del presupuesto, donde se ha calculado el coste total del proyecto sin IVA y con IVA.

1.1 Coste del material fotovoltaico

Tras un riguroso estudio de mercado, se ha optado por seleccionar los equipos fotovoltaicos mayoritariamente a través de la página web de AutoSolar, ya que esta cuenta con una amplia gama de productos que a su vez cuentan con una gran variedad de modelos y a unos precios de mercado altamente competitivos.

Además, se ha contactado con los suministradores a través de la propia web para obtener información sobre posibles descuentos. Dado que la envergadura de la compra es significativamente superior a una compra promedio en dicha página, se ha aplicado un 15% de descuento.

Quedando los costes representados en la siguiente tabla:

Componente	Cantidad	Coste por unidad (€)	Coste total (€)
Placa solar PERC 24V 400W monocristalino ERA	156	119,79	18.687,24
Regulador MPPT 150V 70A Victron Smart Solar	4	622,29	2489,16
Baterías estacionarias EnergyCell 24 OPzS 3000 4350Ah	168	719,92	120.946,56
Inversor QUATTRO 48/15000/200-100/100 230V Victron	4	5147,34	20.589,36
Estructura 14.1 soporte Placas Solares para suelo regulable 30° - 50°	52	235	12.220
Total	-----	-----	174.932,32

Figura 52. Tabla Costes Material Fotovoltaico

Aplicando un descuento de 15%, el coste total se queda en **148.692,47€**.

1.2 Coste del cableado y las protecciones

Debido a que la instalación eléctrica de la parte de corriente alterna ya existe, se ha tenido en cuenta únicamente los metros de cable de los tramos de corriente continua. Cada metro de cable se ha duplicado ya que, al ser un cable de corriente continua, es unipolar, por lo que necesitaremos uno para el negativo y otro para el positivo. Para el tramo de corriente alterna se ha utilizado un cable multipolar trifásico protegido por una manguera de PVC.

Tipo de cable	Coste/metro (€/m)	Longitud de cable (m)	Coste total (€)
Cable RV-K 0,6/1kV Sección de 1,5mm ²	0,85	30	25,50
Cable RV-K 0,6/1kV Sección de 4mm ²	1,55	780	1209,00
Cable RV-K 0,6/1kV Sección de 16mm ²	2,40	5	12,00
Manguera RV-K 0,6/1kV Sección de 25mm ²	10,21	46	469,66
Cable RV-K 0,6/1kV Sección de 35mm ²	4,25	3	12,75
Cable RV-K 0,6/1kV Sección de 50mm ²	8,70	20	174,00
Total	-----	-----	1902,91

Figura 53. Tabla Costes Material Eléctrico

En cuanto a las protecciones, usaremos las listadas anteriormente en el apartado de PROTECCIONES. Para el bloque de corriente continua utilizaremos fusibles en el tramo de la caja de conexiones a los reguladores para protegerlos ante sobreintensidades. Por otro lado, como se ha descrito previamente, para el bloque de corriente alterna utilizaremos diferenciales e interruptores magnetotérmicos en el tramo de los inversores a los elementos de consumo, protegiendo frente a contactos indirectos y sobrecargas.

Tipo de protección	Coste/unidad (€)	Cantidad (unidades)	Coste total (€)
Fusible	3,05	4	12,20
Diferencial	326,05	4	1304,20
Magnetotérmico	24,95	4	99,80
Picas	10,00	12	120,00
Total			1536,20

Figura 54. Tabla Costes Protecciones

1.3 Coste de mano de obra

Fijándonos en el precio de mercado de empresas instaladoras fotovoltaicas y habiendo contactado con una empresa activa en el mercado, se asume que las tarifas de esa empresa no variarán significativamente con respecto al resto de empresas del sector. El coste por hora de un trabajador de dicha empresa es de 32€ la hora. Se estima que un periodo de trabajo de 7 días 8 horas al día y el trabajo será realizado por 2 operarios, resultando en la siguiente tabla de costes:

Cantidad de operarios	Coste por hora (€/hora)	Horas	Total (€)
2	32	56	1.792

Figura 55. Tabla Costes Mano de Obra

Resultando en un coste total de **1.792€**.

Por otro lado, el coste de diseño de la instalación será de un 5% del coste de los materiales. Por lo tanto, el coste total de la mano de obra y diseño de la instalación será de **10.761,43€**.

1.4 Resumen presupuesto

Se ha clasificado en la siguiente tabla el resumen de los presupuestos total:

Apartado de costes	Coste (€)
Material Fotovoltaico	148.692,47
Cableado y Protecciones	3.439,11
Mano de obra	1.792
Suma de costes	153.923,58
Beneficio	7.529,77
Coste total sin IVA	161.453,35
IVA 21%	33.905,20
Coste total con IVA	195.358,55

Figura 56. Tabla Resumen Presupuesto

Por lo que el coste total de la instalación fotovoltaica será de **195.358,55€**.

2. RENTABILIDAD

Seguidamente, se ha comparado el coste del Watio pico de nuestra instalación con el valor típico para instalaciones del mismo tipo. Por otro lado, también se ha realizado un estudio de la evolución del coste de nuestra instalación, analizando su rentabilidad.

2.1 Coste Watio Pico

El coste del Watio pico es un buen indicador de si la instalación tiene un coste aceptable en comparación al resto del mercado. Este valor se calcula sencillamente dividiendo el coste total de la instalación entre la potencia total obtenida a través de la instalación (potencia pico de las placas).

$$Coste_{Watio\ Pico} = \frac{Coste_{Total\ Instalación}}{Potencia\ Pico_{Total\ Placas}}$$

$$Coste_{Watio\ Pico} = \frac{195.358,55}{62.400} = 3,1 \frac{€}{W_{Pico}}$$

Este valor se encuentra ligeramente por encima del coste por Watio pico normal, por lo que se podría intentar reducir el precio de los materiales volviendo a contactar con los suministradores. También se podría revisar el beneficio que recibiríamos por el diseño de la instalación, reduciendo el coste final de la instalación y por ende reduciendo el coste del Watio pico.

Aunque pueda parecer que el coste pueda ser alto, esta percepción cambia al saber que en el año 2010 el coste del Watio pico rondaba los 7 €/Wpico, que esta tendencia de bajada de precio del Watio pico continúa en la actualidad y que se espera que continúe en el futuro.

2.2 Rentabilidad a 25 años

Se ha realizado un estudio de la rentabilidad de la instalación en 25 años vista, ya que la garantía de los aparatos de generación de energía fotovoltaica (placas solares) acaba a los 25 años y su eficiencia se ve significativamente afectada, viéndose limitada a un 80%. Además, la vida útil de las baterías, los inversores y los reguladores ronda los 15 años, por lo que habrá que cambiar todos los aparatos al menos una vez, suponiendo esta sustitución un coste adicional.

Por lo tanto, el coste de la instalación a lo largo de los primeros 25 años será el siguiente:

$$Coste_{25\ Años} = Coste_{Inicial} + Coste_{Inversores\ Nuevos} + Coste_{Reguladores\ Nuevos} + Coste_{Baterías\ nuevas} + Coste_{Mano\ de\ Obra}$$

$$Coste_{25\ Años} = 195.358,55 + 20.589,36 + 2489,16 + 120.946,56 + 1.792 = 341.175,63€$$

A continuación, se ha calculado la cantidad de kWh generados a lo largo de los 25 años. Para ello, se necesita conocer las horas solares pico anuales, la potencia pico de las placas y la eficiencia de las placas.

Las horas solares pico en Valencia y las zonas colindantes son de alrededor de 1520 hsp/año, la potencia pico de las placas es de 400W como indica el fabricante en la ficha técnica, y finalmente la eficiencia de las placas es del 90% a los 10 años y del 80% a los 25 años por lo que se ha estimado una eficiencia promedio de las placas del 88%.

Por lo tanto, la cantidad de kWh generados a lo largo de los 25 primeros años será la siguiente:

$$kWh_{25 \text{ Años}} = Potencia_{Pico \text{ Placas (kW)}} * HSP_{Anuales} * Eficiencia_{Placas \text{ promedio } 25 \text{ Años}} * Años$$

$$kWh_{25 \text{ Años}} = 62,4 * 1520 * 0,88 * 25 = 2.086.656 \text{ kWh}$$

Finalmente, se ha calculado el coste por kWh después de 25 años y se ha comparado a los precios del kWh actuales ofrecidos por compañías energéticas:

$$\frac{Coste}{kWh} = \frac{Coste_{25 \text{ Años}}}{kWh_{25 \text{ Años}}} = \frac{341.175,63}{2.086.656} = 0,163 \frac{\text{€}}{kWh}$$

El coste del kWh suele ser de entre 0,14 €/kWh y 0,17 €/kWh. Teniendo en cuenta que la instalación se ha sobredimensionado para poder abastecer el colegio en el caso más desfavorable con 5 días de autonomía habiendo excedentes de energía durante todos los meses en un año normal, aún así nos encontramos dentro del rango de valores mencionado. Esto indica que la instalación será como mínimo igual de rentable que una instalación eléctrica típica conectada a la red durante los primeros 25 años, contando además con todos los beneficios que presenta la energía solar.

En la realidad, los kWh generados por la instalación son los consumidos por el colegio. Este dato se obtuvo en el apartado de ESTUDIO DEL CONSUMO ENERGÉTICO, siendo este 29.113,60 kWh al año. Podemos ver el desglose mensual en la siguiente tabla:

Meses	Consumo (kWh)
Enero	3407,536
Febrero	3045,12
Marzo	2808,656
Abril	2028,488
Mayo	2955,96
Junio	3634,008
Septiembre	3114,864
Octubre	2789,2
Noviembre	3106,404
Diciembre	2223,36
Total	29113,596

Figura 57. Tabla consumo mensual (kWh)

Por ende, la energía consumida por el colegio durante los primeros 25 años sería:

$$Consumo_{25 \text{ Años}} = Consumo_{Anual} * Años = 29.113,60 * 25 = 727.840 \text{ kWh}$$

Siendo el precio entonces:

$$\frac{Coste}{kWh} = \frac{Coste_{25 \text{ Años}}}{kWh_{25 \text{ Años}}} = \frac{341.175,63}{727.840} = 0,469 \frac{\text{€}}{kWh}$$

Como podemos observar, el precio del kWh es 2,86 veces mayor al calculado en el caso donde se aprovecha toda la energía generada. Este es un claro indicador del estado actual del mercado fotovoltaico. Aunque pueda parecer un precio muy elevado, la tecnología fotovoltaica se encuentra en continuo desarrollo y crecimiento, por lo que este tipo de instalaciones serán, en un futuro, más rentables que en la actualidad.

Se ha calculado el aprovechamiento de la energía producida por la instalación para comprobar la eficiencia de la misma.

$$\text{Aprovechamiento energético (\%)} = \frac{\text{Energía}_{\text{Real consumida (kWh)}}}{\text{Energía}_{\text{Producida (kWh)}}} = \frac{727.840}{2.086.656} = 0,3488 \approx 35\%$$

Se aprovecha únicamente un 35% de la energía producida.

2.3 Rentabilidad a 45 años

El estudio a 45 años se ha realizado siguiendo el mismo criterio que el de 25 años vista. Para cuando hayan transcurrido 45 años se habrá tenido que cambiar los equipos 2 veces, salvo las placas que cuentan con una vida útil superior a 45 años.

Por lo tanto, el coste de la instalación a lo largo de los primeros 45 años será el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Coste}_{45 \text{ Años}} = & \text{Coste}_{25 \text{ Años}} + \text{Coste}_{\text{Inversores Nuevos}} + \text{Coste}_{\text{Reguladores Nuevos}} \\ & + \text{Coste}_{\text{Baterías nuevas}} + \text{Coste}_{\text{Mano de Obra}} \end{aligned}$$

$$\text{Coste}_{45 \text{ Años}} = 341.175,63 + 20.589,36 + 2489,16 + 120.946,56 + 1.792 = 486.992,71\text{€}$$

Se ha asumido que los precios de los aparatos de control y almacenamiento se mantiene, no obstante, como se ha mencionado anteriormente, las tecnologías se encuentran en constante crecimiento y evolución, por lo que estos aparatos se podrían sustituir por otros de mayor eficiencia y mejor precio.

Se ha tomado 0,7 como valor de la eficiencia de las placas, es decir, se asumen unas pérdidas del 30%. Este puede parecer un valor muy alto, pero se ha sobredimensionado con el fin de situarse en el caso más desfavorable.

Los kWh generados durante los 45 años se han calculado de la misma manera que en anterior apartado:

$$\text{kWh}_{45 \text{ Años}} = \text{Potencia}_{\text{Pico Placas (kW)}} * \text{HSP}_{\text{Anuales}} * \text{Eficiencia}_{\text{Placas promedio 45 Años}} * \text{Años}$$

$$\text{kWh}_{25 \text{ Años}} = 62,4 * 1520 * 0,70 * 45 = 2.987.712 \text{ kWh}$$

Finalmente, se ha calculado el coste por kWh después de 45 años y se ha comparado con el precio del kWh calculado en el anterior apartado:

$$\frac{\text{Coste}}{\text{kWh}} = \frac{\text{Coste}_{25 \text{ Años}}}{\text{kWh}_{25 \text{ Años}}} = \frac{486.992,71}{2.987.712} = 0,163 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Como se puede apreciar, el precio del kWh no ha variado de forma notoria con respecto al calculado a 25 años vista. Esto se debe al alto coste de las baterías y el resto de los equipos que hay que volver a sustituir.

2.4 Conclusiones

En conclusión, hoy en día las instalaciones fotovoltaicas son poco rentables y tienen un aprovechamiento energético extremadamente bajo. No obstante, en el futuro, estas instalaciones ganarán una mayor rentabilidad con el avance de las tecnologías en el campo fotovoltaico.

PLIEGO DE CONDICIONES (Documento 3)

1. CONDICIONES GENERALES

La instalación fotovoltaica aislada diseñada en este proyecto cumple con el grado de protección y seguridad del REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) y los pliegos de condiciones de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red del IDAE.

Para cumplir con el grado de protección y seguridad debe haber en los equipos un grado de aislamiento eléctrico de clase I como mínimo. Para ello, los elementos que se encuentren en el interior necesitan cumplir con un grado mínimo de protección IP20, mientras que los elementos que se encuentren en el exterior se encuentran aislados contra humedades, radiaciones y temperaturas con un grado de protección mínimo IP65.

La instalación cuenta además con protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas y sobrecargas.

Por último, las etiquetas se encuentran al menos en una de las lenguas oficiales españolas de la Comunidad Valenciana (valenciano y/o castellano).

1.1 Placas fotovoltaicas

Las placas fotovoltaicas escogidas cumplen con todas las especificaciones referentes a módulos fotovoltaicos de silicio cristalino en las normativas UNE-EN 61215 y UNE-EN IEC 61730.

Cada placa lleva a simple vista el nombre del fabricante y su modelo, de forma que su identificación individual sea posible. Los módulos llevan además diodos de derivación y cumplen con el grado de protección IP65. Tanto su corriente de cortocircuito como su corriente máxima se encuentran dentro del rango $\pm 5\%$ de sus valores nominales.

Por último, dado que se trata de una instalación cuya tensión nominal en corriente continua es superior a 48V, las estructuras y marcos metálicos de las placas están conectados a tierra.

Las placas tienen las siguientes características:

Módulo fotovoltaico ERA Monocristalino 72 células PERC	
Potencia pico	400W
Voltaje a máxima potencia	41,7V
Intensidad a máxima potencia	9,60A
Voltaje de circuito abierto	49,8V
Intensidad de cortocircuito	10,36A
Eficiencia del módulo	20,17%
Clase de protección eléctrica	Clase II
Clase de protección contra fuegos	Clase C
Tensión nominal	24V
Rango de temperaturas de operabilidad	-40°C...+85°C
Dimensiones	1979 x 1002 x 40 mm
Peso	22,5 kg

Figura 58. Características módulo fotovoltaico

1.2 Soportes

Los soportes están orientados hacia el Sur geográfico, con una inclinación de 50° (se puede barajar la posibilidad de añadir algún elemento que pueda aumentar dicha inclinación a 60°, como tacos de piedra en la base).

Los soportes se han distribuido como se ha descrito anteriormente y puede verse en los planos, manteniendo una distancia entre las filas de 4,5m para facilitar las labores de mantenimiento y evitar que se hagan sombra unos a otros.

Las estructuras de soportes tienen las siguientes características:

Estructura soporte 14.1V regulable 30° - 50°	
Inclinación	50°
Dimensiones	2000x1000 mm
Capacidad de módulos	3
Resistencia viento	150 km/h
Material	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería de acero inoxidable A2-70

Figura 58. Características estructura soporte

1.3 Acumuladores de plomo-ácido

Las baterías utilizadas son baterías estacionarias de plomo-ácido de 2V y de placa tubular. Estas cumplen con la normativa listada en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red PCT-A-REV - febrero 2009 del IDAE y CENSOLAR.

Los acumuladores tienen una profundidad de descarga máxima del 70% y se encuentran protegidas contra sobrecargas. Se ha situado en una habitación con acceso restringido y con ventanas al exterior de forma que esté ventilado.

Batería EnergyCell 24 OPzS 3000 4350Ah	
C ₇₂ a 20°C	4350Ah
Tensión	2V
Dimensiones	797x576x212 mm
Normas de diseño	DIN 40736-1 y 2, EN 60896-1, IEC 896-1
Normas certificación	DIN 40737-2, DIN 40740, ISO 9001, ISO 14001
Peso	240

Figura 58. Características acumuladores

1.4 Reguladores de carga

Los reguladores de carga se encargan de proteger las baterías de sobrecargas y sobredescargas. Adicionalmente, cumplen con las caídas de tensión internas entre los terminales de generador y acumulador, y entre sus terminales de batería y consumo. Las tensiones de reconexión de los reguladores de sobrecarga y sobredescarga son diferentes a las de desconexión para prevenir oscilaciones entre desconexiones y reconexiones.

Los reguladores llevan etiquetas con la tensión nominal, la corriente máxima, el nombre del fabricante, el número de serie y la polaridad de los terminales y las conexiones.

Regulador MPPT 150V 70A Victron Smart Solar	
Voltaje pico de entrada	250V
Corriente de carga	70A
Corriente de cortocircuito máxima	50A
Temperatura de trabajo	-30°C a +60°C
Dimensiones	185 x 250 x 95 mm
Peso	3 kg
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos) y IP22 (área de conexión)

Figura 58. Características reguladores

1.5 Inversores

Los inversores utilizados son de onda senoidal pura y se han conectado a la salida del regulador antes de los elementos de consumo. Son capaces de suministrar la potencia nominal a los elementos de consumo de forma continuada dentro del rango de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

Los inversores además están protegidos ante sobretensiones de entrada, desconexiones de las baterías, cortocircuitos en la salida del inversor a los elementos de consumo de corriente alterna y sobrecargas por encima del máximo establecido.

Adicionalmente van etiquetados con su potencia nominal, su tensión nominal de entrada, las tensiones y frecuencias nominales de salida, un logo y el nombre del fabricante, sus números de serie y la polaridad y terminales.

Inversor Quattro 48V 15kVA	
Potencia de control de salida (kW)	12
Potencia pico (kW)	25
Tensión de entrada (DC)	38 - 66V
Tensión de salida (AC)	230V @ 50Hz
Dimensiones	572 x 488 x 344 mm
Peso	72 kg
Grado de protección	IP21 (carcasa)
Factor de potencia	1

1.6 Cableado

El cableado de la instalación cumple con la normativa vigente establecida por el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) y se ha diseñado en base a dichas normativas. Se ha seleccionado el tipo de cable, el tipo de aislamiento, la estructura de referencia en base a la que se diseña la distribución y posicionamiento del cableado, y la sección del cable de forma que la máxima caída de tensión de cada tramo se mantenga por debajo de las recomendaciones del IDAE, siendo estas más restrictivas que las establecidas por el REBT.

Los cables expuestos a la intemperie se encuentran protegidos por un aislamiento de XLPE (polietileno reticulado). Los positivos y negativos de los cables utilizados en los tramos de corriente continua están separados, protegidos y etiquetados con sus longitudes y secciones.

1.7 Protecciones y puesta a tierra

La instalación cuenta con una puesta a tierra a la que están conectadas la estructura soporte de los generadores fotovoltaicos y sus marcos metálicos.

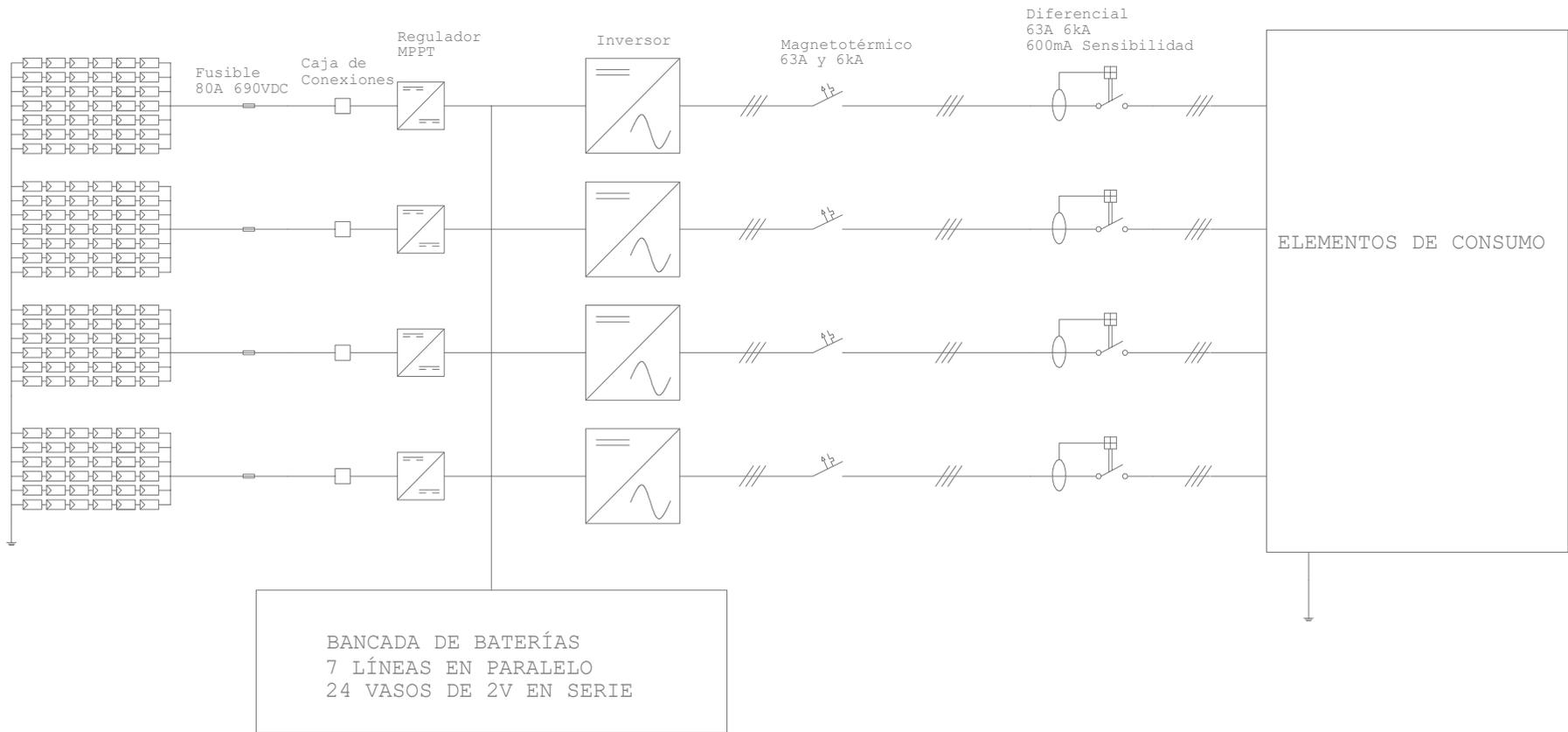
Las protecciones se han diseñado de forma que el tramo de corriente continua de las placas a los reguladores quede protegido por fusibles que se encargarán de proteger los elementos frente a sobreintensidades y cortocircuitos. El diseño de los fusibles cumple con las normativas IEC 60269-1 y 2.

Por otro lado, el tramo de corriente alterna que va de los inversores a los elementos de consumo del colegio está protegido por interruptores magnetotérmicos e interruptores diferenciales, quienes se encargan de proteger frente a sobreintensidades, cortocircuitos y contactos directos e indirectos.

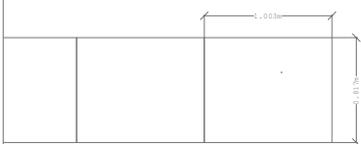
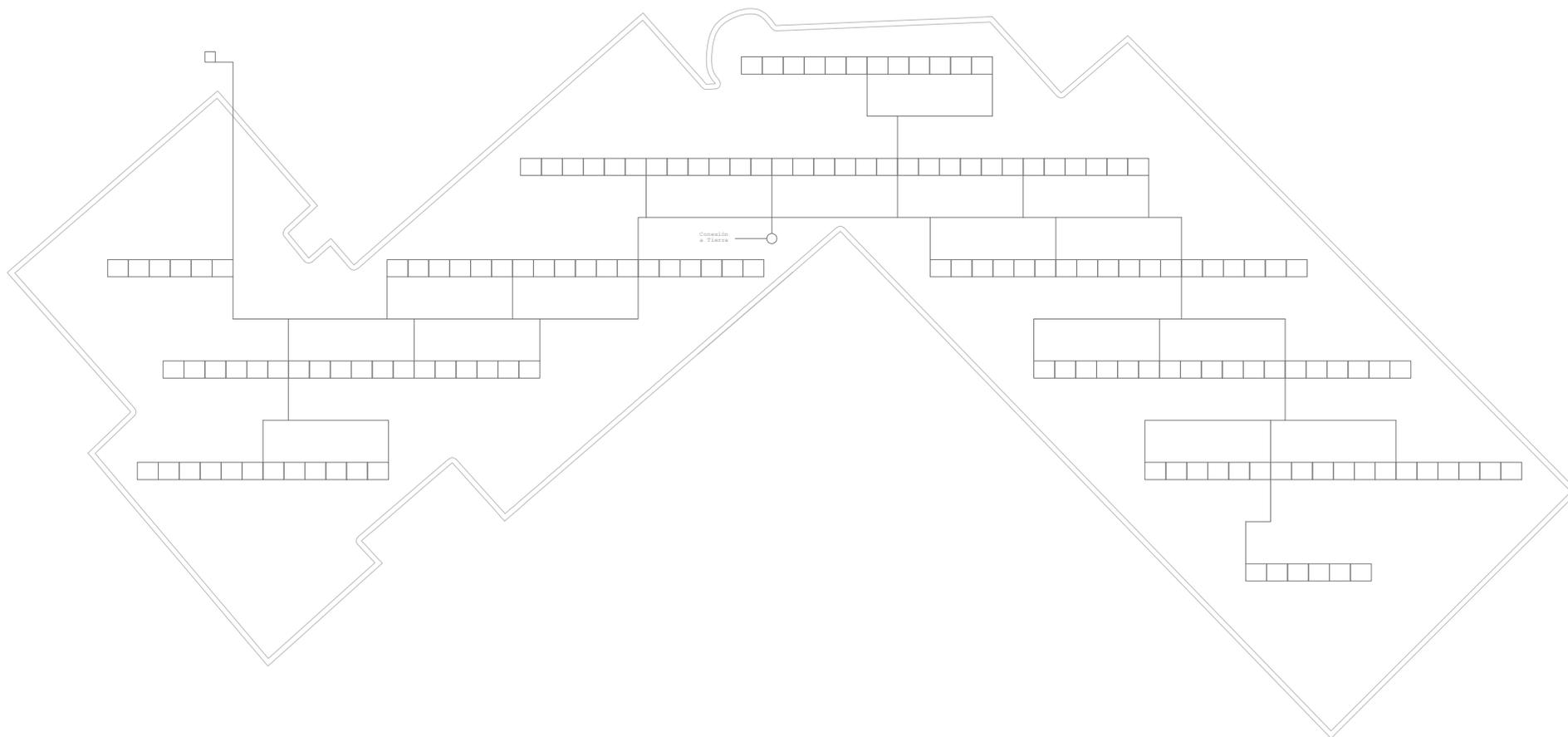
Los interruptores magnetotérmicos cumplen con las normativas EN/IEC 60898-1 y cuentan con los certificados CE & RoSH.

Los interruptores diferenciales se han diseñado cumpliendo con las normativas UNE-EN 60898-1 y cuenta con el certificado RoSH.

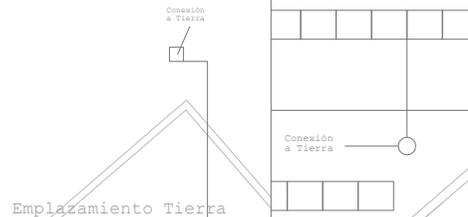
PLANOS (Documento 4)



PROYECTO: Instalación fotovoltaica aislada para un colegio de primaria	PLANO: Esquema Unifilar 
	AUTOR: Del Moral Garcia, Jorge
ESCALA GRÁFICA: N/A	ESCALA: N/A N° 1 /6

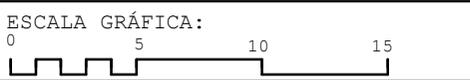


Dimensiones Placas



Emplazamiento Tierra

PROYECTO:
 Instalación fotovoltaica aislada
 para un colegio de primaria



ESCALA GRÁFICA:

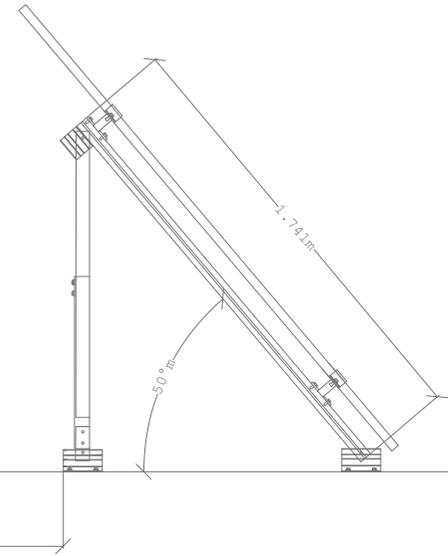
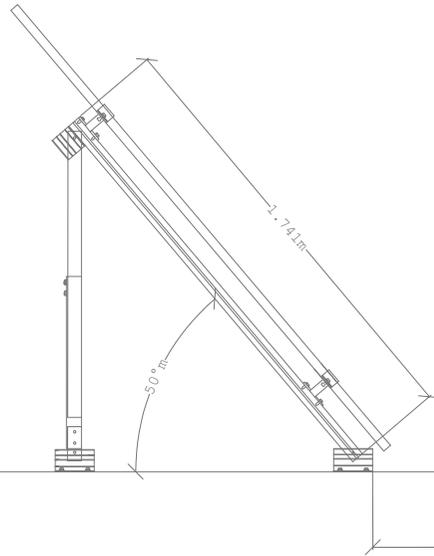
PLANO:
 Planta Distribución Placas



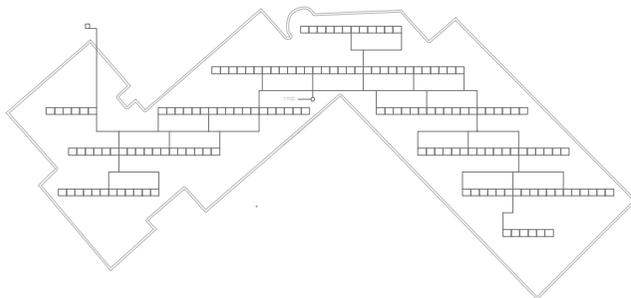
AUTOR:
 Del Moral García, Jorge

ESCALA:
 Escala 1/300

N° 2 /6



4.000m



Planta Placas Solares

PROYECTO:

Instalación fotovoltaica aislada
para un colegio de primaria

PLANO:

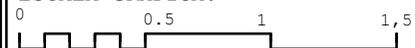
Alzado Soportes



AUTOR:

Del Moral García, Jorge

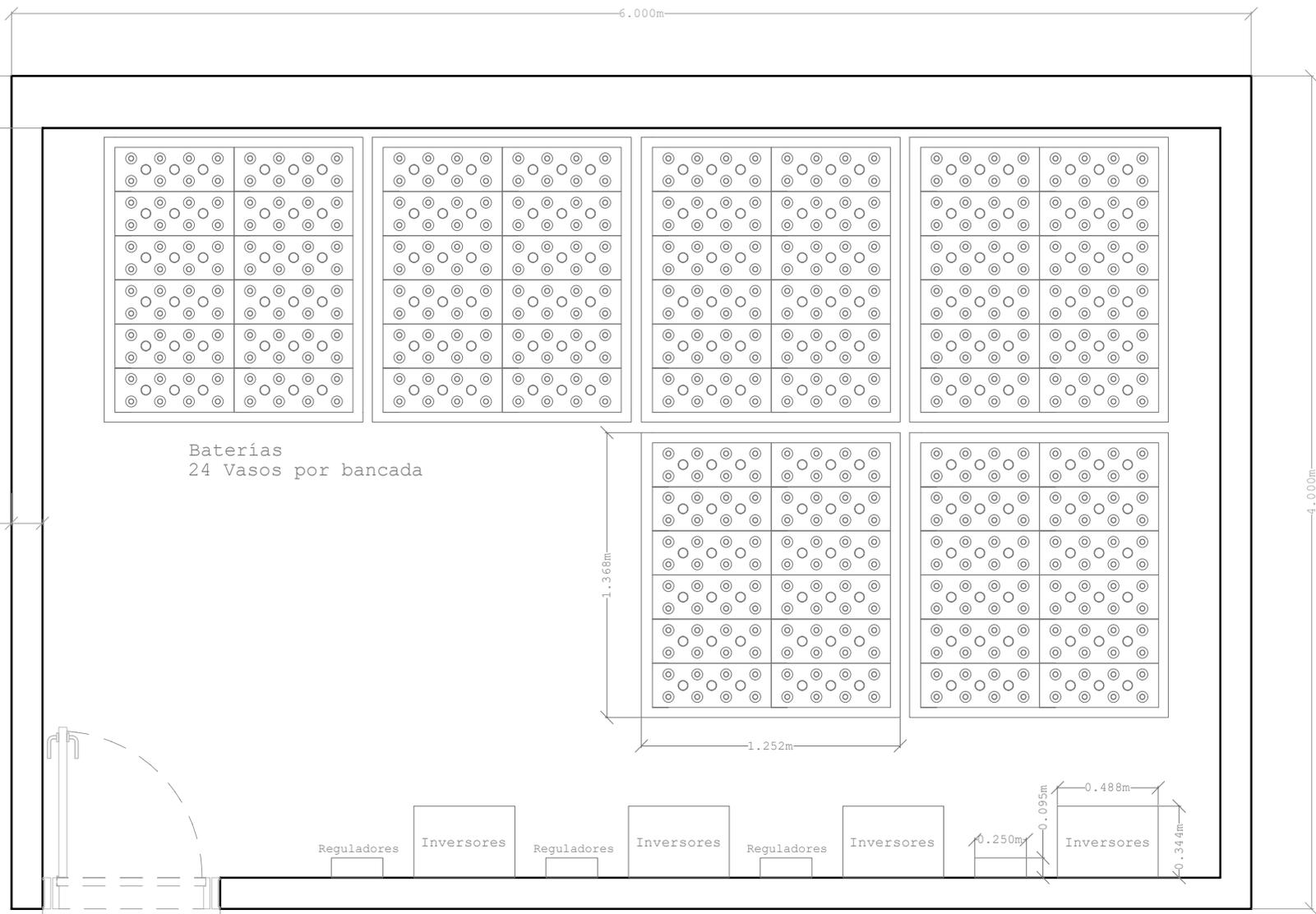
ESCALA GRÁFICA:



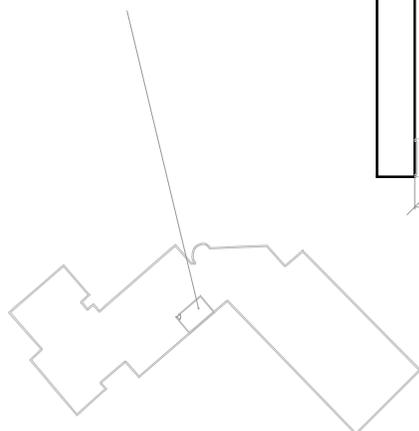
ESCALA:

Escala 1/30

N° 3 /6

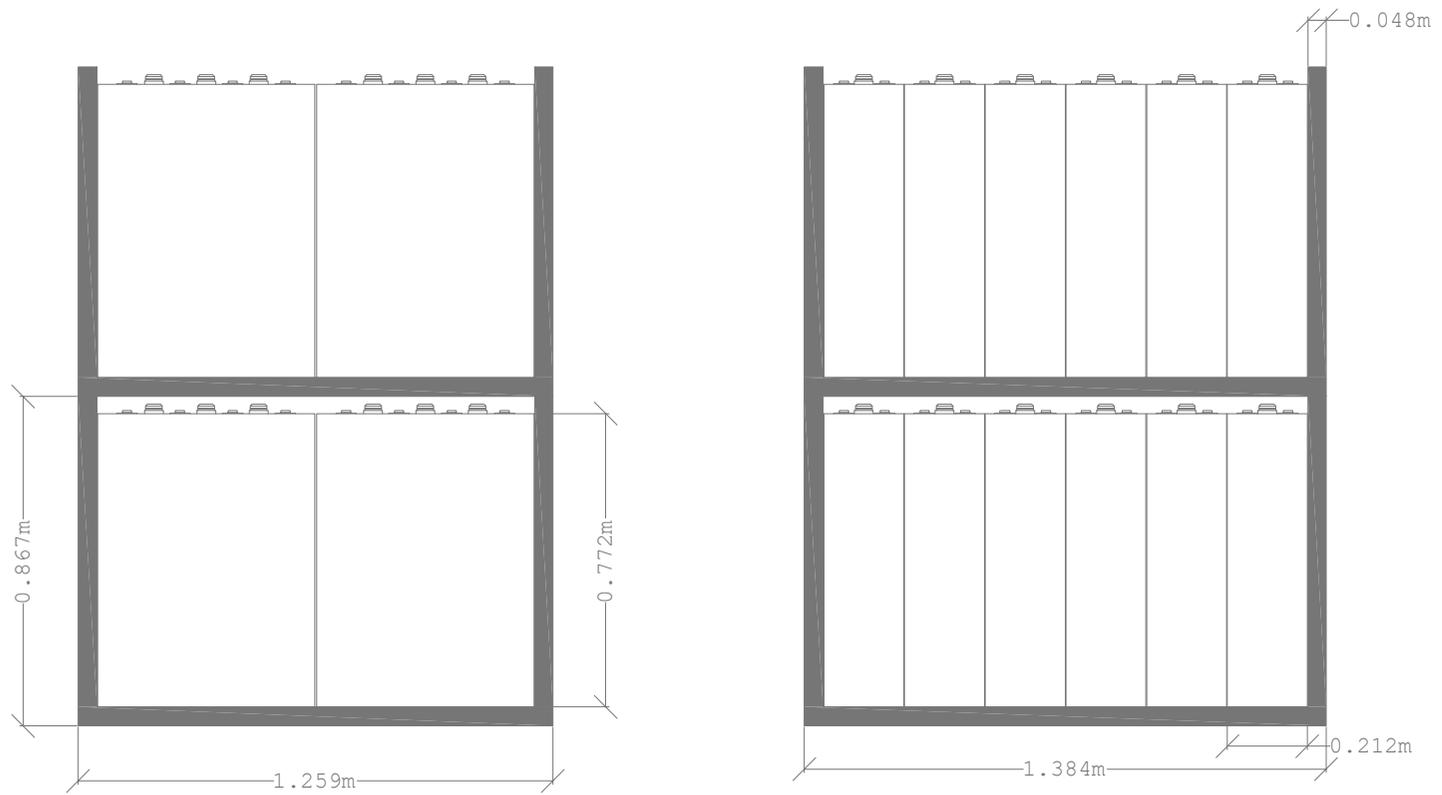


Sala de conexiones

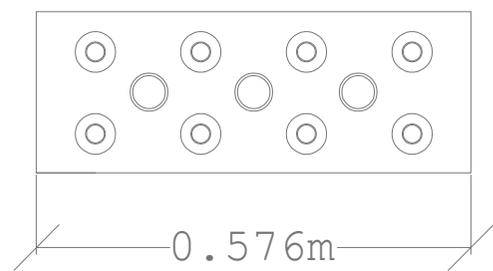
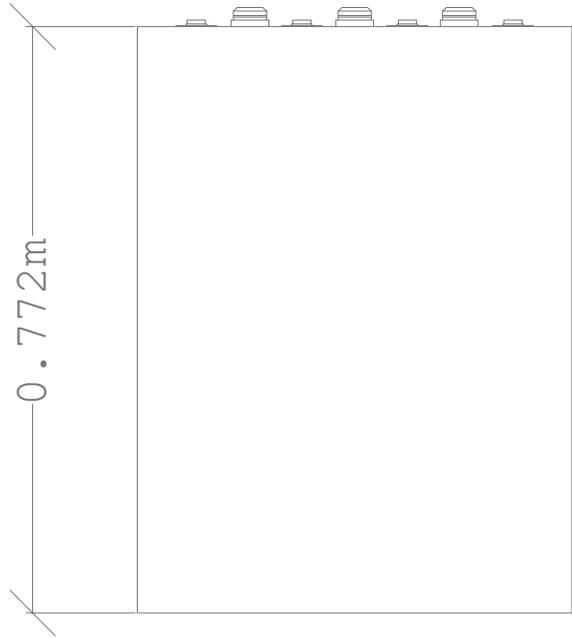


Emplazamiento

PROYECTO: Instalación fotovoltaica aislada para un colegio de primaria	PLANO: Planta sala de conexiones	N 
	AUTOR: Del Moral Garcia, Jorge	
ESCALA GRÁFICA: 	ESCALA: Escala 1/30	N° 4 /6



<p>PROYECTO:</p> <p>Instalación fotovoltaica aislada para un colegio de primaria</p>	<p>PLANO:</p> <p>Vistas Bancada de Baterias</p> <p style="text-align: right;">N ⊕</p>
<p>ESCALA GRÁFICA:</p>	<p>AUTOR:</p> <p>Del Moral García, Jorge</p> <hr/> <p>ESCALA:</p> <p>Escala 1/20</p> <p style="text-align: right;">N° 5 /6</p>



<p>PROYECTO: Instalación fotovoltaica aislada para un colegio de primaria</p>	<p>PLANO: Vistas Baterías</p> <p style="text-align: right;">N ⊕</p>
<p>ESCALA GRÁFICA: 0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6</p>	<p>AUTOR: Del Moral García, Jorge</p> <p>ESCALA: Escala 1/10</p> <p style="text-align: right;">N° 6 /6</p>

ANEXO

ESPSC

Monocrystalline Solar Module

Q High-quality
With 72 cells and 5 bypass diodes in power classes from 380 to 400 Wp for grid connected systems.

\$ Reliable
The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.

kg Solid
An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.

Wp Performance guarantee
ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

+ WATTS POSITIVE TOLERANCE

10 YEARS PRODUCT WARRANTY

10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%

25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%



ESPSC

Monocrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1979 x 1002 x 40mm
Weight	22.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono PERC (158.75 x 158.75 mm)
Cell Embedding	EVA
Back-Foil	FEVE / PET / FEVE
Junction Box	TÜV certified
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm or Customized Length
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa(IEC61215),40mm

Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%

Packaging Configuration
(Two pallets = One stack)
27pcs/pallet, 54pcs/stack,
594pcs/40'HQ Container

CHARACTERISTICS

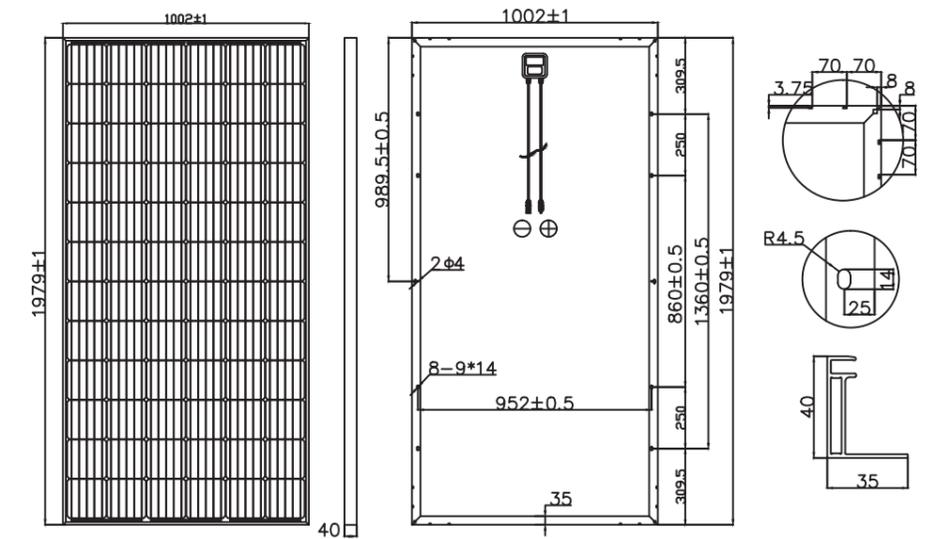
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I _{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V _{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P _{mpp}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

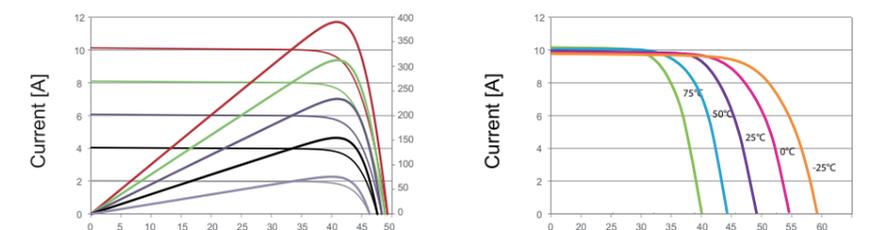
IEC 61215 edition 2 (TÜV Nord)
(TÜV Rheinland)
IEC 61730 MCS INMETRO
CE CEC SALT-MIST
UL1703 CSA
PID Resistant

INSURANCE

Chubb



CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures of 25°C and variable levels of irradiance

Module characteristics at variable module temperatures and constant module irradiance of 1.000 W/m²

ESPSC TYPE	380M	385M	390M	395M	400M
Power Class	380Wp	385Wp	390Wp	395Wp	400Wp
Max. Power Voltage (V _{mpp})* at STC**	40.5V	40.8V	41.1V	41.4V	41.7V
Max. Power Current (I _{mpp}) at STC	9.39A	9.44A	9.49A	9.55A	9.60A
Open Circuit Voltage (V _{oc}) at STC	48.9V	49.1V	49.3V	49.5V	49.8V
Short Circuit Current (I _{sc}) at STC	9.75A	9.92A	10.12A	10.23A	10.36A
Module Efficiency	19.16%	19.42%	19.67%	19.92%	20.17%

* MPP: Maximum Power Point
** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
*** Normal Operating Cell Temperature



Controladores de carga SmartSolar con conexión de tornillo o FV MC4 MPPT 150/45 hasta MPPT 150/100



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.**



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla**



**Detección de Bluetooth:
Smart Battery Sense**



**Detección de Bluetooth:
BMV-712 Smart Battery Monitor**

Bluetooth Smart integrado

La solución inalámbrica para configurar, controlar, actualizar y sincronizar los controladores de carga SmartSolar.

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Sensor opcional de la tensión y de la temperatura externas de la batería vía Bluetooth

Se puede usar un sensor Smart Battery Sense o un monitor de baterías BMV-712 Smart para comunicar la tensión y la temperatura de la batería a uno o más controladores de carga SmartSolar.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

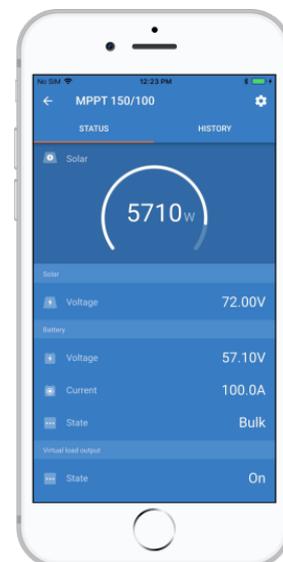
Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Pantalla enchufable SmartSolar



Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)			70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (fpotencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	PD3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)				
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC		
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)			35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm ² / AWG2				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
NORMAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2				
<p>1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.</p> <p>1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.</p> <p>2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.</p> <p>3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)</p>					

Inversor/cargador Quattro

3kVA - 15kVA

compatible con baterías de Litio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la funcionalidad “no-break” (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2500 A de capacidad de carga.

PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Hay disponible software de detección de falta de suministro.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, Color Control GX y otros dispositivos, smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

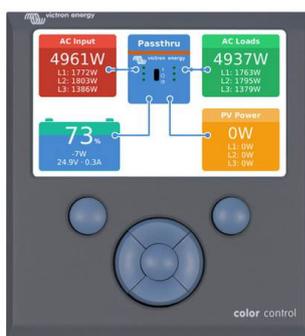
Seguimiento y control a distancia

Color Control GX y otros dispositivos.

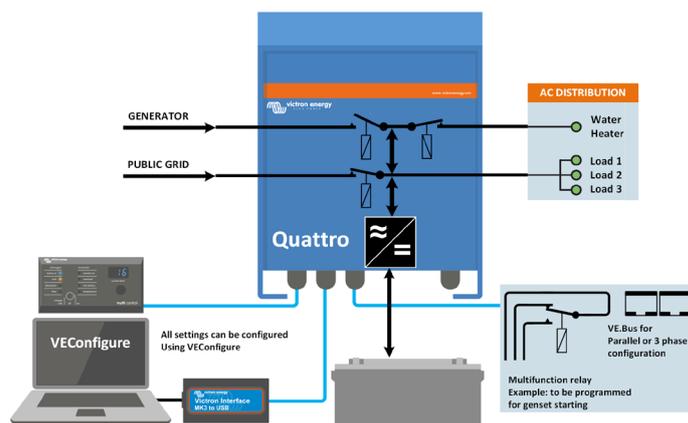
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Color Control GX con una aplicación FV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65° C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CARGADOR					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm.² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
		444 x 328 x 240			
NORMATIVAS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emissiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				

- 1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita
- 2) Claves de protección:
 - a) cortocircuito de salida
 - b) sobrecarga
 - c) tensión de la batería demasiado alta
 - d) tensión de la batería demasiado baja
 - h) temperatura demasiado alta
 - f) 230 VCA en la salida del inversor
 - g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta

- 3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1
 - 4) A 25 ° C de temperatura ambiente
 - 5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible
 - 6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador
- Capacidad nominal CA 230 V/4 A
Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Color Control GX y otros dispositivos

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).

Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure™](#))

Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marina NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-712 Smart

Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:

- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el *software* conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.



Mochila VE.Bus Smart
Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



Baterías estacionarias abiertas de bajo mantenimiento

Dejenos conducirle al mundo de la energía sin fin y presentarle los bloques y elementos tipo OPzS que producimos según la tecnología convencional del plomo-ácido.

Nuestras baterías se distinguen por:

- su alta capacidad
- larga vida media
- mantenimiento reducido
- baja autodescarga
- control del nivel de ácido sencillo y rápido
- bajo nivel de consumo de agua
- dimensiones y pesos ajustados
- la más baja y constante corriente de flotación

Los elementos individuales (2 V) y los bloques (6 V y 12 V) están contenidos en recipientes fabricados en estirenoacrilnitrilo (SAN), un material que es extraordinariamente resistente a las influencias electroquímicas y a los daños mecánicos.

Las baterías estacionarias del tipo OPzS se fabrican de acuerdo a las normas DIN 40736, EN 60896 y IEC 896-1.

Aplicaciones

Las baterías estacionarias del tipo OPzS están destinadas a ser usadas para el suministro de energía en instalaciones de telecomunicaciones, ordenadores, luces de emergencia, alarmas, sistemas de control y vigilancia en plantas de energía y estaciones de distribución, en estaciones de ferrocarril, aeropuertos, etc...

Debido a su extremadamente bajo nivel de autodescarga, son las más adecuadas en las instalaciones de energía solar.

Estructura

La placa positiva es de tipo tubular, lo que quiere decir que la materia activa (PbCh) está contenida en unas bolsas especiales hechas de una fibra de poliéster y endurecida por medio de un compuesto del que se impregnan.

Esta estructura previene el escape de la materia activa durante el uso y asegura una larga duración.

Tanto las rejillas de las placas positivas como las de las negativas están fabricadas de una aleación especial con bajo contenido en antimonio (1,6%) con la adición de otros agentes para la mejora de la estructura cristalina.

Las placas negativas están empastadas con una aleación especial que mantiene un óptimo nivel de porosidad de la sustancia activa durante el funcionamiento de la batería.

Como electrolito se usa ácido sulfúrico con una densidad de 1,24 FO,01 Kg/1 a 20 °C, y con un nivel predeterminado y marcado en el contenedor.

Los separadores entre placas positivas y negativas están fabricados de un material plástico microporoso que ofrece una resistencia interna mínima.

Los contenedores se fabrican en un material llamado estiroacrilnitrilo (SAN), y es transparente salvo la tapa superior que es opaca.

A través de un proceso especial, las tapas se encajan y sellan perfectamente al contenedor. Asimismo, los terminales están herméticamente unidos a la tapa por medio de juntas de goma para evitar cualquier posibilidad de fuga de electrolito.

Debido al hecho de que los contenedores son perfectamente transparentes, los niveles tanto máximo como mínimo de electrolito, son claramente visibles. Estas marcas de nivel están fabricadas con un material resistente al ácido y autoadhesivo y colocadas en un lateral del contenedor.

Un tapón cerámico se encarga de sellar el orificio de llenado para prevenir cualquier filtración de vapores provenientes de las reacciones que se producen en el electrolito. Sin embargo, deja pasar el oxígeno y el hidrógeno que se desprenden en el proceso normal de carga.

Se fabrican 2 versiones de las baterías:

- Versión cargada en seco: las placas de la batería se cubren de electrolito y se cargan. Una vez hecho esto, las placas estarían formadas y después de un proceso de secado en una atmósfera libre de oxígeno para prevenir la oxidación, estarían listas para almacenar sin problemas de autodescarga. Para su posterior uso sólo habría que rellenar la batería con electrolito.
- Cargadas con electrolito: la batería estaría lista para su montaje y uso ya que la batería viene sumergida en electrolito y cargada. Cada elemento pasa una prueba de capacidad antes de ser calificada como apta para su uso.

Pedidos

Para que las baterías cumplan con todas las expectativas que se le demandan, les rogamos que en sus pedidos hagan constar los siguientes datos:

- Clase de dispositivo que hay que alimentar (centralita telefónica, convertidor DC-AC, luz de emergencia, etc...)
- Parámetros eléctricos del consumo (kW, kVA, factor de potencia,...)
- Tensiones máximas y mínimas en el elemento consumidor.
- Diagrama tiempo-consumo y autonomía requerida.
- Caída de tensión esperada en las líneas.
- Temperatura ambiente en la sala de baterías (media, mínima y máxima)
- Tipo de rectificador, sus características, punto de regulación I (A) o U (V), respectivamente.
- Dimensiones de la sala de baterías.
- Tipo de instalación (bornes soldados o enroscados, elementos en bancada metálica o de madera, o bancadas antisísmicas)
- Accesorios para el mantenimiento de baterías (densímetros, termómetros, jarra,...)
- Tipo de batería: cargada en seco o con electrolito.

En caso de problemas con el pedido, estamos a su disposición para aconsejarles y darles asistencia en la elección del tipo de batería.

Mantenimiento-Funcionamiento

Se recomienda que las baterías OPzS sean instaladas en sistemas donde estén conectadas continuamente a un rectificador o inversor.

La batería puede ser cargada en régimen de flotación a una tensión entre 2,23 y 2,25 V/elemento, o, en caso de una carga rápida después de una descarga, con tensiones comprendidas entre 2,35 y 2,40 V/elemento.

Una carga rápida normalmente dura otras 3 a 5 horas después de haber alcanzado de 2,35 a 2,40 voltios por elemento.

Después de ello, la tensión debe cambiar automáticamente al régimen de flotación. El mantenimiento de la batería se reduce a un mínimo cada cierto tiempo. En modo normal, sólo se debe añadir agua destilada una vez cada 2 o 3 años y, si es necesario, se debe limpiar la superficie de los elementos con un paño humedecido en agua. Todos los valores de tensión que se manejan en este manual están referidos a temperaturas entre 15 y 25 °C. Fuera de este rango, se deben aplicar las correcciones recomendadas por el fabricante.

OPzS - bloques / Datos técnicos

Tipo de elemento	12 V	12 V	12 V	6 V	6 V	6 V	
	1 OPzS 50	2 OPzS 100	3 OPzS 150	4 OPzS 200	5 OPzS 250	6 OPzS 300	
Tipo de placas	OPzS 50 (SPg250)						
Tensión	12	12	12	6	6	6	
Capacidad en Ah en regimen de descarga	1h	29	58	87	116	145	174
	3h	39	78	117	156	195	234
	5h	45	90	135	180	225	270
	10h	60	105	158	210	263	315
	100h	73	146	218	291	364	437
	Intensidad de descarga en Amp.	1h	29	58	87	116	145
3h		13	26	39	52	65	78
5h		9	18	27	36	45	54
10h		6,0	10,5	15,8	21,0	26,3	31,5
100h		0,73	1,46	2,18	2,91	3,64	4,37
Tensión final - en V/E regimen de descarga		1h				1,71	
	3h				1,77		
	5h				1,78		
	10h				1,80		
	100h*				1,85		
Dimensiones en mm	L	272	272	380	272	380	380
	W	205	205	205	205	205	205
	h ₁	350	350	350	350	350	350
	h ₂	388	388	388	388	388	388
	Peso en kg / Sin ácido / Con ácido	27,4 / 36,6	44,5 / 53,3	66,7 / 76,2	39,8 / 48,5	54,9 / 65,3	60,6 / 72,8

* alrededor 25 °C

Codigo de modelo

12 V 2 OPzS 100

capacidad C₁₀ en regimen de descarga

placas tubulares para baterías estacionarias

cantidad de las placas positivas

tensión nominal

Dimensiones

12 V 1 OPzS 50

12 V 2 OPzS 100

12 V 3 OPzS 150

6 V 4 OPzS 200

6 V 5 OPzS 250

6 V 6 OPzS 300

Elementos - OPzS

Datos técnicos



Código de modelo

6 OPzS 420

Capacidad C₁₀ en régimen de descarga

Placas tubulares para baterías estacionarias

cantidad de las placas positivas



Tipo de elemento	2		3		4		5		6		5		6		7		6		8		10		12	
	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	
	100	150	200	250	300	350	420	490	600	800	1000	1200												
Tipo de placas	OPzS 50 (SPg250)**						OPzS 70 (SPg315)						OPzS 100 (SPg445)											
Capacidad en Ah en régimen de descarga	1h	52	78	104	130	156	180	216	252	324	432	540	648											
	3h	75	113	150	189	225	264	315	369	450	600	750	900											
	5h	85	126	170	215	255	300	360	425	510	690	865	1040											
	10h	100	150	200	250	300	350	420	490	600	800	1000	1200											
	100h	151	226	301	376	452	527	632	737	903	1204	1510	1810											
Intensidad de descarga en Amp.	1h	52	78	104	130	156	180	216	252	324	432	540	648											
	3h	25	37,6	50	63	76	88	105	123	150	200	250	300											
	5h	17	25,2	34	43	51	60	72	85	102	138	173	208											
	10h	10	15	20	25	30	35	42	49	60	80	100	120											
	100h	1,51	2,26	3,01	3,76	4,52	5,27	6,32	7,37	9,03	12,04	15,1	18,1											
Tensión final - en V/E régimen de descarga	1h			1,79				1,74			1,73													
	3h			1,82				1,79			1,79													
	5h			1,83				1,81			1,81													
	10h			1,85				1,83			1,83													
	100h*			1,85				1,85			1,85													
Dimensiones en mm	a	103	103	103	124	145	124	145	166	145	191	233	275											
	b	206	206	206	206	206	206	206	206	206	210	210	210											
	h ₁	355	355	355	355	355	471	471	471	646	646	646	646											
	h ₂	375	375	375	375	375	491	491	491	666	666	666	666											
	e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	110	140											
Numero de terminales	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	4	4												
Peso en kg / Sin ácido / Con ácido		8,7	11	13	16	18	20	24	28	35	46	57	66											
		13,7	16	18	22	26	29	34	39	50	65	80	93											

La densidad del electrolito de los elementos cargados es: **1,24±0,01 kg/l at 293°K (= +20°C)**

* alrededor 25 °C

** En el caso de las baterías enroscables, la altura h2 se incrementa en 30 mm.

Tipo de elemento	12		16		20		24		12		12	
	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	OPzS	
	1500	2000	2500	3000	600	840						
Tipo de placas	OPzS 125 (SPg555)				OPzS 50 (SPg250)				OPzS 70 (SPg315)			
Capacidad en Ah en régimen de descarga	1h	780	1040	1300	1560	324	432					
	3h	1125	1500	1875	2250	450	630					
	5h	1275	1700	2125	2550	510	725					
	10h	1500	2000	2500	3000	600	840					
	100h	2260	3010	3760	4520							
Intensidad de descarga en Amp.	1h	780	1040	1300	1560	324	432					
	3h	375	500	625	750	150	210					
	5h	255	340	425	510	102	145					
	10h	150	200	250	300	60	84					
	100h	22,6	30,1	37,6	45,2							
Tensión final - en V/E régimen de descarga	1h		1,70			1,79	1,74					
	3h		1,79			1,82	1,79					
	5h		1,81			1,83	1,81					
	10h		1,83			1,85	1,83					
	100h*		1,85			1,85	1,85					
Dimensiones en mm	a	275	397	487	576	275	275					
	b	210	212	212	212	210	210					
	h ₁	796	772	772	772	355	471					
	h ₂	821	797	797	797	375	491					
	e	140	2x110	3x110	3x140	140	140					
Numero de terminales	4	6	8	8	4	4						
Peso en kg / Sin ácido / Con ácido		88	115	145	170	43	54					
		119	160	200	240	54	69					

* alrededor 25 °C

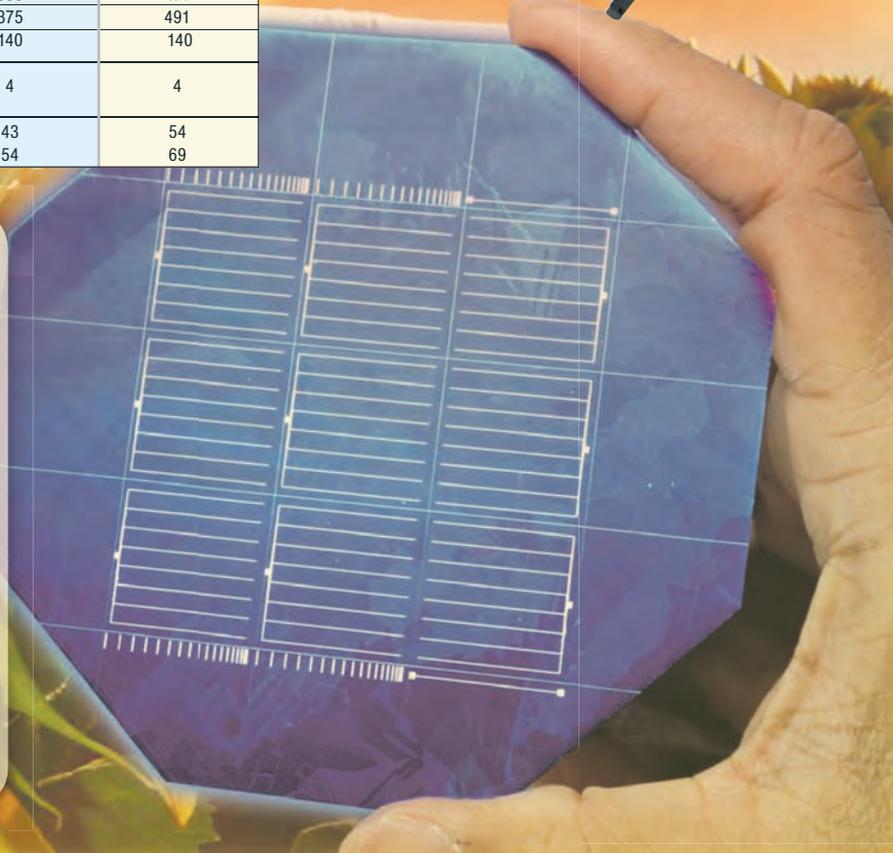
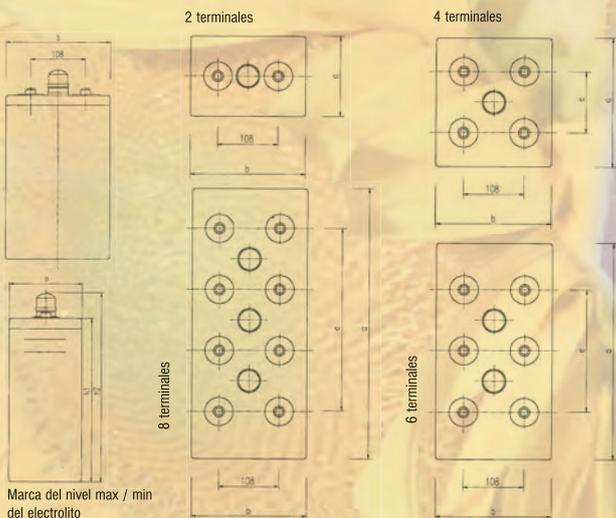


Cables de conexión



Tapones ceramicos

Dimensiones



Gama modelos

Elementos OPzS



Versión soldada
100Ah - 3000Ah

Bloques OPzS



Bloques 12V
50Ah
100Ah,
150Ah

Versión enroscable
100Ah - 3000Ah



Bloques 6V
200Ah
250Ah,
300Ah



Certificate of Approval

Awarded to

**Tovarna Akumulatorskih Baterij
Mežica Slovenija**

ISO 9001

BUREAU VERITAS
Certification



ISO 14001

BUREAU VERITAS
Certification



TAB

TECNICAS APLICADAS a BATERIAS

Pol. Ind. Enchilagar del Rullo, Vial 1, Parcela 64,
Nave 1A-B, Apto Correos 173
46191 Vilamarxant (Valencia)

TAB

TAB OPzS cells for solar applications

Capacities in Ah	C10	C20	C24	C48	C72	C96	C100	C120	C240
Type	Uf=1,8V at 20°C	Uf=1,85V at 25°C							
12V 1 OPzS 50	50	57	59	66	71	73	73	74	76
12V 2 OPzS 100	100	114	118	132	141	145	146	147	151
12V 3 OPzS 150	150	171	177	198	212	218	218	221	227
6V 4 OPzS 200	200	228	236	264	282	290	291	294	302
6V 5 OPzS 250	250	285	295	330	353	363	364	368	378
6V 6 OPzS 300	300	342	354	396	423	435	437	441	453
2 OPzS 100	100	117	121	135	145	150	151	152	158
3 OPzS 150	150	176	182	203	218	225	226	228	237
4 OPzS 200	200	234	242	270	290	300	301	304	316
5 OPzS 250	250	293	303	338	363	375	376	380	395
6 OPzS 300	300	351	363	405	435	450	452	456	474
5 OPzS 350	350	410	424	473	508	525	527	532	553
6 OPzS 420	420	491	508	567	609	630	632	638	664
7 OPzS 490	490	573	593	662	711	735	737	745	774
6 OPzS 600	600	702	726	810	870	900	903	912	948
8 OPzS 800	800	936	968	1080	1160	1200	1204	1216	1264
10 OPzS 1000	1000	1170	1210	1350	1450	1500	1510	1520	1580
12 OPzS 1200	1200	1400	1450	1620	1740	1800	1810	1830	1900
12 OPzS 1500	1500	1760	1820	2030	2180	2250	2260	2280	2370
16 OPzS 2000	2000	2340	2420	2700	2900	3000	3010	3040	3160
20 OPzS 2500	2500	2930	3030	3380	3630	3750	3760	3800	3950
24 OPzS 3000	3000	3510	3630	4050	4350	4500	4520	4560	4740

The acid density in an electrically charged cell is $1,24 \pm 0,1$ kg/l at 293°K (= +20°C)

When cycling only 80% of the rated capacity shall be used. Deep discharge may reduce the operation life time.



Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Mežica - Slovenija

1,70V/cell disc.(A) 1,24kg/l 20°C

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	109	86	58	36	28	22	20	16	12	11,0	6,1
3 OPzS 150	155	123	83	52	40	32	29	24	18	15,8	8,8
4 OPzS 200	216	165	111	70	54	43	38	32	24	21,4	11,9
5 OPzS 250	268	204	138	87	67	54	47	40	30	26,6	14,9
6 OPzS 300	319	244	165	105	80	64	56	48	36	31,9	17,9
5 OPzS 350	337	269	193	125	94	77	67	58	45	38,4	21,2
6 OPzS 420	400	320	234	150	114	92	81	70	54	46,2	25,6
7 OPzS 490	465	371	267	174	133	108	94	81	63	53,7	29,7
6 OPzS 600	513	427	322	215	162	132	114	97	73	65,9	36,1
8 OPzS 800	697	577	435	290	218	177	152	129	97	87,9	48,2
10 OPzS 1000	865	718	541	361	272	221	190	161	121	110,0	60,2
12 OPzS 1200	1028	857	645	432	325	264	230	193	145	131,7	72,3
12 OPzS 1500	1161	1008	770	541	415	338	292	250	185	167,2	93,9
16 OPzS 2000	1574	1364	1035	724	551	449	389	333	247	222,4	124,8
20 OPzS 2500	1965	1703	1293	904	689	561	485	416	308	277,8	156,1
24 OPzS 3000	2337	2025	1540	1079	826	672	582	500	370	332,9	186,9

1,75V/cell disc.(A)

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	100	77	54	36	27	22	19	15	13	10,9	6,1
3 OPzS 150	143	110	78	51	39	32	27	23	19	15,8	8,8
4 OPzS 200	196	149	104	69	53	43	37	31	25	21,2	11,9
5 OPzS 250	243	185	130	85	66	53	45	39	31	26,4	14,8
6 OPzS 300	289	221	155	103	78	64	54	46	38	31,7	17,7
5 OPzS 350	297	244	183	124	93	76	66	56	46	38,5	21,3
6 OPzS 420	353	291	218	148	112	92	79	67	55	46,5	25,7
7 OPzS 490	410	338	253	172	131	106	92	79	64	54,0	29,6
6 OPzS 600	449	381	300	206	159	130	110	93	77	65,4	35,9
8 OPzS 800	611	514	406	277	213	174	147	124	103	86,8	47,8
10 OPzS 1000	757	639	504	345	265	217	184	155	128	108,7	59,5
12 OPzS 1200	900	763	602	413	318	260	220	186	154	130,4	71,7
12 OPzS 1500	949	863	701	511	399	329	284	241	198	165,9	93,0
16 OPzS 2000	1288	1168	943	684	530	438	378	321	264	220,0	123,6
20 OPzS 2500	1608	1458	1178	854	663	547	471	401	330	275,1	154,6
24 OPzS 3000	1911	1733	1409	1018	794	656	565	481	398	329,8	185,2



Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Mežica - Slovenija

1,70 power- W/cell disc. 1,24kg/l 20°C

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	189	153	105	67	51	42	37	29	23	20,8	11,6
3 OPzS 150	270	219	150	96	74	59	54	45	34	30,0	16,8
4 OPzS 200	375	293	200	129	99	81	71	60	46	40,6	22,7
5 OPzS 250	465	364	249	160	123	100	88	76	57	50,6	28,3
6 OPzS 300	554	435	297	192	147	120	105	90	68	60,6	34,0
5 OPzS 350	585	479	348	230	174	143	127	109	85	72,8	40,4
6 OPzS 420	695	571	423	275	210	172	152	131	102	87,6	48,6
7 OPzS 490	806	661	482	320	245	201	177	153	119	101,9	56,5
6 OPzS 600	891	761	581	395	300	245	213	182	138	125,1	68,7
8 OPzS 800	1211	1028	785	533	403	329	285	243	184	166,8	91,6
10 OPzS 1000	1501	1279	975	664	502	412	356	304	229	208,8	114,5
12 OPzS 1200	1785	1526	1164	793	600	492	431	364	275	249,9	137,4
12 OPzS 1500	2016	1795	1389	995	765	630	549	471	351	317,2	178,6
16 OPzS 2000	2732	2429	1867	1329	1017	836	730	628	468	421,8	237,3
20 OPzS 2500	3411	3033	2332	1660	1271	1044	911	784	584	526,9	296,8
24 OPzS 3000	4058	3607	2778	1981	1523	1252	1092	942	702	631,5	355,4

1,75 power -W/cell disc.

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	179	139	99	66	51	42	36	28	25	20,7	11,9
3 OPzS 150	255	198	142	95	73	59	51	44	36	30,0	17,2
4 OPzS 200	349	269	189	127	98	81	69	58	48	40,4	23,2
5 OPzS 250	433	334	236	158	122	100	85	73	60	50,3	28,9
6 OPzS 300	516	398	282	190	145	120	102	87	72	60,3	34,6
5 OPzS 350	530	440	334	228	174	143	124	106	88	73,3	41,6
6 OPzS 420	629	525	397	272	209	172	148	126	106	88,5	50,2
7 OPzS 490	731	609	460	317	244	199	173	148	123	102,7	57,8
6 OPzS 600	800	687	547	380	296	244	208	175	147	124,4	70,1
8 OPzS 800	1088	927	739	511	396	326	277	234	196	165,3	93,4
10 OPzS 1000	1348	1153	919	637	494	407	347	292	245	206,9	116,2
12 OPzS 1200	1604	1376	1096	762	592	488	415	351	294	248,1	139,9
12 OPzS 1500	1691	1557	1276	944	742	617	534	454	379	315,7	181,6
16 OPzS 2000	2294	2106	1716	1261	988	820	711	606	504	418,7	241,3
20 OPzS 2500	2866	2630	2145	1575	1234	1025	888	756	629	523,6	301,7
24 OPzS 3000	3406	3127	2566	1878	1479	1228	1065	908	760	627,5	361,6



Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Mažica - Slovenija

1,80V/cell disc.(A) 1,24kg/l 20°C

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	86	69	50	36	26	22	19	15	13	10,7	6,0
3 OPzS 150	123	99	72	51	38	32	27	23	19	15,5	8,7
4 OPzS 200	166	133	96	65	51	42	36	31	25	20,8	11,7
5 OPzS 250	206	165	120	81	63	52	44	39	31	25,9	14,5
6 OPzS 300	246	197	143	97	75	62	53	46	37	31,0	17,4
5 OPzS 350	251	216	167	115	90	74	64	55	45	38,0	21,2
6 OPzS 420	298	257	198	138	108	89	77	67	54	45,4	25,0
7 OPzS 490	346	298	230	161	126	103	90	78	64	53,2	29,6
6 OPzS 600	378	329	265	191	151	125	107	93	77	64,0	35,3
8 OPzS 800	446	444	357	256	202	167	144	123	102	85,3	47,1
10 OPzS 1000	637	552	444	319	252	209	180	154	128	106,5	58,6
12 OPzS 1200	758	659	531	382	302	250	215	185	153	127,8	70,6
12 OPzS 1500	791	743	617	467	370	310	269	233	192	161,3	91,0
16 OPzS 2000	1061	994	830	624	493	412	358	310	256	214,3	120,9
20 OPzS 2500	1325	1241	1036	779	616	515	447	388	319	267,5	150,7
24 OPzS 3000	1573	1475	1235	930	738	618	536	466	383	320,8	180,9

1,83V/cell disc.(A)

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	76	63	47	32	25	21	18	15	12	10,7	4,8
3 OPzS 150	109	90	68	46	36	30	25	22	18	15,4	6,4
4 OPzS 200	146	120	89	61	48	40	34	29	24	20,5	9,9
5 OPzS 250	181	149	111	76	60	50	42	37	30	25,6	12,7
6 OPzS 300	215	177	132	92	71	59	51	44	36	30,7	15,5
5 OPzS 350	221	193	153	108	85	70	61	53	44	36,8	20,8
6 OPzS 420	262	230	182	129	102	84	73	63	52	44,0	24,8
7 OPzS 490	304	266	221	151	119	98	86	74	61	51,7	29,1
6 OPzS 600	317	290	238	178	142	119	102	88	74	62,2	34,5
8 OPzS 800	430	373	321	239	189	159	137	118	98	83,1	46,0
10 OPzS 1000	534	488	400	298	236	198	170	147	123	103,5	57,4
12 OPzS 1200	635	582	478	356	283	238	204	177	147	124,5	68,9
12 OPzS 1500	662	627	552	427	344	289	253	220	183	154,6	86,1
16 OPzS 2000	889	847	742	570	457	385	337	294	244	205,7	114,2
20 OPzS 2500	1110	1059	926	712	571	481	420	367	304	256,8	142,6
24 OPzS 3000	1319	1258	1104	851	684	576	504	441	365	307,7	171,1



Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Mažica - Slovenija

1,80 power -W/cell disc. 1,24kg/l 20°C

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	157	127	93	68	50	41	35	29	25	20,5	11,8
3 OPzS 150	224	181	133	95	72	60	51	44	36	29,6	17,0
4 OPzS 200	303	243	177	120	95	78	67	58	48	39,8	22,8
5 OPzS 250	376	302	220	151	118	98	84	74	60	49,6	28,5
6 OPzS 300	448	360	263	180	141	117	100	88	71	59,5	34,1
5 OPzS 350	458	394	307	215	169	140	121	105	87	72,9	41,6
6 OPzS 420	544	470	365	256	202	167	146	127	105	87,0	49,0
7 OPzS 490	631	544	424	299	237	195	170	148	122	101,9	58,1
6 OPzS 600	690	601	487	355	283	235	203	177	147	122,8	69,3
8 OPzS 800	814	812	657	477	379	316	272	234	196	163,5	92,3
10 OPzS 1000	1161	1009	818	594	472	393	339	293	245	204,3	114,8
12 OPzS 1200	1382	1203	977	711	567	472	406	352	294	245,0	138,3
12 OPzS 1500	1441	1357	1136	869	695	584	508	443	369	309,3	178,3
16 OPzS 2000	1935	1815	1527	1161	926	777	677	590	491	410,9	236,9
20 OPzS 2500	2416	2265	1907	1450	1156	971	845	738	613	513,1	295,3
24 OPzS 3000	2868	2694	2274	1732	1386	1164	1013	885	736	615,2	354,6

1,83 power -W/cell disc.

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	140	117	87	61	48	39	34	28	24	20,6	9,4
3 OPzS 150	201	167	125	87	68	57	48	43	36	29,8	12,5
4 OPzS 200	269	222	164	115	91	76	65	57	46	39,7	19,5
5 OPzS 250	333	276	205	143	113	94	81	70	58	49,5	24,9
6 OPzS 300	397	329	244	172	135	112	97	84	69	59,4	30,4
5 OPzS 350	406	358	283	203	162	133	117	102	85	71,1	40,8
6 OPzS 420	483	426	337	243	193	160	140	122	101	85,1	48,6
7 OPzS 490	561	494	408	283	225	187	163	142	118	100,0	57,1
6 OPzS 600	584	539	441	334	269	226	194	170	142	120,2	67,6
8 OPzS 800	793	691	595	448	359	302	261	227	190	160,7	90,1
10 OPzS 1000	984	905	740	559	448	377	325	282	237	200,1	112,6
12 OPzS 1200	1171	1080	884	669	536	452	390	339	284	240,8	135,0
12 OPzS 1500	1221	1163	1021	802	652	550	483	423	354	299,0	168,8
16 OPzS 2000	1638	1572	1372	1070	867	732	643	565	471	397,8	223,8
20 OPzS 2500	2047	1964	1713	1337	1083	915	802	705	587	496,7	279,6
24 OPzS 3000	2432	2333	2043	1597	1297	1096	962	847	705	595,1	335,4



Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Mežica - Slovenija

1,87V/cell disc.(A) 1,24kg/l 20°C

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	63	53	41	29	23	19	17	13	12	10,0	4,7
3 OPzS 150	90	75	59	42	33	28	24	21	17	14,3	6,2
4 OPzS 200	118	100	78	55	44	36	32	27	22	19,4	9,6
5 OPzS 250	147	123	96	69	54	45	39	34	28	24,3	12,4
6 OPzS 300	174	147	115	82	65	54	47	41	34	28,7	15,1
5 OPzS 350	177	161	131	96	77	64	56	49	41	34,4	19,6
6 OPzS 420	210	192	156	115	92	76	67	58	49	41,3	23,6
7 OPzS 490	244	223	180	134	107	88	78	68	56	48,3	27,4
6 OPzS 600	250	237	202	156	127	107	94	81	67	58,2	33,4
8 OPzS 800	339	321	273	209	170	144	125	108	90	77,9	44,4
10 OPzS 1000	420	399	339	262	212	179	157	135	113	96,9	55,5
12 OPzS 1200	501	475	404	313	254	215	187	162	135	116,6	66,5
12 OPzS 1500	513	494	462	365	299	258	226	200	167	142,3	81,8
16 OPzS 2000	696	668	621	488	398	342	302	267	222	190,0	108,5
20 OPzS 2500	869	819	775	609	497	428	377	333	277	236,9	135,7
24 OPzS 3000	1032	992	925	727	596	513	452	400	333	284,3	162,5

1,90V/cell disc.(A)

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	46	41	34	24	19	16	14	12	10	8,9	4,1
3 OPzS 150	69	63	51	36	29	24	21	19	16	13,9	5,5
4 OPzS 200	91	82	67	48	38	32	28	25	21	18,1	8,8
5 OPzS 250	114	103	84	60	48	40	35	32	26	23,0	11,5
6 OPzS 300	127	124	100	72	57	49	42	38	31	27,1	14,3
5 OPzS 350	130	126	113	83	67	56	50	44	37	32,4	19,3
6 OPzS 420	156	151	136	100	81	67	59	53	44	39,4	23,4
7 OPzS 490	182	177	159	116	94	78	69	62	51	45,5	27,1
6 OPzS 600	194	188	174	137	112	95	83	74	61	53,8	32,2
8 OPzS 800	258	251	233	183	149	127	110	99	81	71,0	42,9
10 OPzS 1000	323	314	291	228	186	158	137	123	102	89,0	53,5
12 OPzS 1200	374	364	349	274	223	190	164	148	122	106,8	64,1
12 OPzS 1500	402	393	368	318	262	229	199	179	147	126,7	80,4
16 OPzS 2000	518	507	490	424	349	305	266	237	196	169,1	106,9
20 OPzS 2500	648	634	613	530	436	381	332	297	245	211,4	133,8
24 OPzS 3000	777	760	735	636	524	458	399	356	294	253,7	160,6



Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Mežica - Slovenija

1,87 power -W/cell disc. 1,24kg/l 20°C

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	118	100	78	55	44	37	32	26	23	19,6	9,2
3 OPzS 150	171	142	112	80	64	54	46	41	34	28,0	12,2
4 OPzS 200	223	188	147	106	84	70	62	53	44	37,9	18,8
5 OPzS 250	277	233	183	131	104	88	76	66	55	47,4	24,2
6 OPzS 300	329	278	218	157	124	105	91	80	66	56,1	29,5
5 OPzS 350	334	304	248	184	147	123	108	94	79	67,2	38,4
6 OPzS 420	397	362	295	220	176	148	129	112	95	80,8	46,4
7 OPzS 490	461	421	342	256	205	171	151	132	110	94,4	53,8
6 OPzS 600	471	448	383	298	243	208	182	157	131	113,8	65,4
8 OPzS 800	639	606	517	400	326	279	243	210	176	152,3	87,0
10 OPzS 1000	793	753	642	499	406	347	304	262	219	189,5	108,7
12 OPzS 1200	945	897	766	597	487	417	364	315	263	227,9	130,4
12 OPzS 1500	967	933	875	697	573	499	440	388	325	278,2	160,2
16 OPzS 2000	1313	1261	1176	930	763	663	586	517	433	371,4	212,6
20 OPzS 2500	1639	1545	1469	1162	952	828	732	647	540	463,1	266,1
24 OPzS 3000	1947	1872	1752	1388	1143	993	877	776	647	555,9	318,5

1,90 power -W/cell disc.

Cell Type	15 min	30 min	1 h	2h	3 h	4 h	5 h	6h	8 h	10 h	20h
2 OPzS 100	87	79	65	46	37	31	27	24	20	17,6	8,2
3 OPzS 150	131	119	97	69	56	46	41	37	31	27,4	11,0
4 OPzS 200	174	156	128	93	74	63	55	49	41	35,5	17,5
5 OPzS 250	217	196	160	116	94	79	69	63	51	45,2	23,0
6 OPzS 300	242	236	193	139	112	94	82	75	61	53,3	28,4
5 OPzS 350	247	240	217	161	131	109	96	87	72	63,7	38,4
6 OPzS 420	297	289	261	193	156	130	114	103	86	77,7	46,5
7 OPzS 490	346	337	304	224	182	152	134	120	100	89,6	53,9
6 OPzS 600	369	360	334	264	217	184	161	144	119	106,0	64,1
8 OPzS 800	491	480	446	352	289	247	213	193	159	139,9	85,3
10 OPzS 1000	615	600	557	441	361	308	267	240	198	175,2	106,4
12 OPzS 1200	712	694	669	529	433	370	319	289	237	210,3	127,5
12 OPzS 1500	765	751	705	614	508	445	387	349	286	249,6	160,1
16 OPzS 2000	986	967	940	819	678	594	517	463	383	332,9	212,8
20 OPzS 2500	1232	1209	1175	1024	847	742	646	579	478	416,3	266,2
24 OPzS 3000	1479	1450	1410	1228	1017	891	775	695	574	499,6	319,6

Conopzs5 (Ce.)

Žerjav; 04.04.2006

DOCUMENTARY CERTIFICATE OF CONFORMITY

We certify with this document that all OPzS TAB cells and auxiliary equipment are produced in accordance with the following standards:

IEEE 450 Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications

IEEE 485 Recommended Practice for Sizing Large Lead Acid Storage Batteries for Generating Stations and Substations

DIN 40736 part 1 & 2

DIN 40737 part 2

DIN 40740

DIN 43530 part 1,2 & 4

DIN 43539 part 1 & 4

DIN 57510 or VDE 0510/ T2:1986

EN 50272-2

EN 60896-1

IEC 896-1

ISO 9001

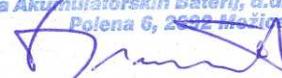
ISO 14001

GOST R ISO 9001-96

GOST R 896-1-95

For TAB d.d.:

D. Gradišnik dipl.ing.met.


Tovarna Akumulatorskih Baterij, d.d.
Polena 6, 2392 Mežica


OPERATING INSTRUCTIONS

for stationary vented lead-acid OPzS, SPgBG, OGi, UPS and SOLAR (TOPzS) batteries

Nominal data:

Nominal voltage UN : 2.0 V x number of cells

Nominal capacity CN = C10: 10-hour discharge
(see plate type)

Nominal discharge current: $IN = 110 \cdot CN / 10$

Final discharge voltage Us: 1,80V/cell

Nominal temperature TN: 20°C

"LA"antimony content: < 2% in the grids

Nominal S.G. of electrolyte: 1,24 +/- 0,01 kg/l

Bat. Type: _____
Assembled by: _____
Date: _____
Start-up by: _____
Date: _____



Observe operating instructions and affix close within sight of the battery! Work on batteries only under instructions of skilled personnel!



Smoking prohibited! Do not expose battery to open flame, glowing fire or sparks as explosion and fire hazard exists!



When working on batteries wear protective glasses and clothing!



Explosion and fire hazard! Avoid short circuits! Caution! Metal parts of the battery cells are always live, therefore do not place items or tools on the battery!



Electrolyte is strongly corrosive!



Monoblock batteries / cells are very heavy! Ensure secure installation! Only use suitable transport equipment!



Dangerous voltage!



Acid splashes in the eyes or on the skin must be washed out or off with plenty of water. Then see a doctor immediately. Acid on clothing should be washed out with water!

Safety requirements according to EN 50272-3.

Non-compliance with operating instructions, repairs made with other than original parts, use of additives for the electrolyte (alleged "enhancing agents") render the warranty null and void.

1. Commissioning

a) Filled and charged batteries

Before commissioning all blocks must be inspected for mechanical damage, cells must be connected with the correct polarity and connectors firmly seated. The following torque apply for M10 screw connectors is:

20 ± 1 Nm

If necessary the terminal covers must be put on. Check the electrolyte level in all cells. If necessary top up to maximum level with purified water as under DIN 43530 Part 4.

Before putting the battery in operation, plastic transport vent caps must be removed and replaced with ceramic cell plugs.

With charger off and loads isolated connect battery to the direct current power supplies maintaining correct polarity (positive terminal to positive post).

Switch on the charger and charge as under section 2.2.

b) Dry charged (DC) batteries

Instructions for the initial charging of a dry charged stationary OPzS and SOLAR (TOPzS) batteries:

- Unscrew the sealed vent plugs and fill the cells with pure dilute sulphuric acid, specific gravity 1,230 0,01kg/l read at 20 (68 F), up to about 25 mm below top of lid for SPgBG multi-block hard rubber containers and 50 mm below of lid for OPzS translucent containers or max level marked on the label. The temperature of the filling acid should be between 10°C and 25°C (50 - 77 F).
- Insert the original plastic vent plug with removed sealing foil on the top or place the special ceramic vent plug.
- Start charging for not less than 2 and not more than 12 hours elapsed after the last cell has been filled with the acid.
- Apply the 0,5 x 110(5A/100Ah) current.
- Charge for 8 hours and then keep the battery on open circuit for 1-2 hours.
- Continue the charging for a few hours, until the battery is fully charged, i.e. until constant voltage and constant specific gravity have been reached. The specific gravity of the acid in a fully charged cell is 1,240 0,01 kg/l read at 20°C (68 F), If during the charging the temperature of the acid exceeds 55°C (131 F) reduce the charging current by 50%.
- 0,5 h after charging discharge the battery at 10 hour rate of current until the cell voltage drops to average value 1.80 Volts. Allowable minimum voltage of a single cell is 1,70V.
- Recharge the battery according to the operating instructions 2.2.
- 24 hours after recharging adjust electrolyte level to the "max" mark on the label. Activation and test results must be kept as part of battery documentation. Non-compliance with this request renders the warranty null and void.

2. Operation

For the operation of stationary battery, installation s EN 50272-2 apply

2.1 Discharging

Never allow the final discharge voltage of the battery to drop below that assigned for the discharge current. Charge immediately after discharge as well as partial discharge. Recommended DOD (Depth Of Discharge) for normal operating is up to 80% of CN.

2.2 Charging

All charging procedures with their limit values may be employed as stated below:

DIN 41773 (IU characteristic)

DIN 41774 (W characteristic)

DIN 41776 (I characteristic).

Depending on charger type and charging characteristic alternating currents flow through the battery superimposing onto the direct current. These alternating currents and the reaction of the loads lead to an additional warming of the battery and strain on the electrodes with possible resulting damage (see 2.5). Depending on the system at hand, charging may be carried out under the following modes:

a) Stand-by parallel operation and floating operation.

Here the load, direct current and battery are continuously connected in parallel. There by the charging voltage is at the same time the operating voltage of the system.

With stand-by-parallel operation the direct current is at any time capable of supplying the maximum load current and the battery charging current. The battery only supplies current when the direct current source fails.

The charge volt age should be set at 2,23 V +/-1% x number of cells measured at the battery's terminals. To reduce the recharging time a charging stage can be applied in which the charging voltage is 2,35 to 2,4 V x number of cells (stand-by parallel operation with recharging stage).

Automatic changeover to the charging voltage of 2,23 V +/- 1% x number of cells follows after few hours on the voltage 2,35-2,4 V x number of cells. With the floating operation the direct current source is not able to supply the maximum load current at all times.

The load current intermittently supersedes the nominal current of the direct current source. During this period the battery supplies power. It is not fully charged at all times. Therefore, depending on the load the charge voltage must be set at 2.23 to 2.30 V x number of cells.

b) Switch mode operation

When charging the battery is separated from the load. Towards the end of the charging process the charge voltage of the battery is 2,6 - 2,75 V/cell. The charging process and parameters must be monitored (see Sections 2.4, 2.5 and 2.6). On reaching a fully charged state the charging process must be stopped or switched to float charge as under Section 2.3.

c) Battery operation (charge/discharge operation)

Only the battery supplies the load. Hereby the charge voltage of the battery towards the end of the charging process is 2,6-2,75 V/cell. The charging process and parameters must be monitored (see Sections 2.4, 2.5 and 2.6). When reaching a fully charged state the charging process must be switched off. The battery can be switched to the load as necessary.

2.3 Maintaining the full charge (float charging)

Devices complying with the stipulations under DIN 41773 (IU characteristic) must be used. They are to be set so that the average cell voltage is 2,23V +/- 1% (2,25 V +/- 1% for UPS) cell at 20°C and the electrolyte density does not decrease over a protracted period (otherwise see 2.8).

2.4 Equalizing charge

Equalizing charges are required after exhaustive discharges and after inadequate charges; they can be carried out as follows:

- Up to 72 hours at constant voltage of max. 2.4 V/ cell,
- With the I or W characteristic as under 2.6. If during equalizing charging permitted load voltages are exceeded, appropriate measures must be taken, e. g. disconnection of the load. If exceeding the maximum temperature of 55°C the charging must either be stopped, proceed with reduced current, or be switched to float charge to allow the temperature to drop. The equalizing charge is completed when the electrolyte densities no longer increases within a period of 2 hours.

2.5 Alternating currents with periodic deviations

On recharging up to 2,4 V/cell as under operation modes a) to c) the actual value of the alternating current is occasionally permitted to reach max. 20 A per 100 Ah nominal capacity. Above 2,4 V/cells 10 A per 100 Ah nominal capacity may not be exceeded. In a fully charged state with a charge voltage of 2,23 to 2,30 V/cell the actual value of the alternating current must not exceed 5 A per 100 Ah nominal capacity.

2.6 Charging currents

The charging currents are not limited up to 2,4 V/ cell. When exceeding the charging voltage of 2,4 V/cell, greater water decomposition occurs. The charging currents per 100 Ah nominal capacity shown in Table 1 must not be exceeded.

Charging procedure	Cell model	Cell voltage
I-charact.	5,0 A	2,6 - 2,75
W-charact.	7,0 A 3,5 A	at 2,4 V at 2,65 V



Pb



2.7 Temperature

The recommended operating temperature for Lead-acid batteries is 10°C to 30°C. The technical data apply for the nominal temperature 20°C. The ideal operating temperature is 20 +/- 5°C. Higher temperatures shorten the service life. Lower temperatures reduce the available capacity. The maximum temperature of 55°C must not be exceeded.

2.8 Temperature-related charge voltage

A temperature-related adjustment of the charge voltage within the operating temperature of 15°C to 25°C is not necessary. Should the temperature range be lower than 15°C and/or higher than 25°C a temperature related adjustment of the charge voltage should be made. The temperature correction factor is (-0.004 V/Cell per °K). Should the temperature constantly rise above 40°C then the factor is (-0.003 V/Cell per °K).

2.9 Electrolyte

The electrolyte is diluted sulphuric acid. The nominal electrolyte density is based on 20°C and the nominal electrolyte level when fully charged with maximum deviation +/- 0.01 kg/l. Higher temperatures reduce the electrolyte density; lower temperatures increase the electrolyte density. The associated correction factor is 0.0007 kg/l per °K. Example: electrolyte density of 1.23 kg/l at 35°C corresponds to a density of 1.24 kg/l at 20°C or electrolyte density of 1.25 kg/l at 5°C corresponds to a density of 1.24 kg/l at 20°C.

3. Battery maintenance and control

The electrolyte level must be checked regularly. If it dropped to the lowest electrolyte level mark, purified water must be added as under DIN 43530 Part 4, maximum conductivity 30 µS/cm. To avoid leakage currents keep the battery clean and dry (especially inter cell connections). Plastic battery components, in particular the vent caps, must only be cleaned with water that contains no additives. At least every 6 months the following must be measured and recorded:

- Battery voltage
- Voltage of a few selected cells/mono block batteries
- Electrolyte density of a few selected cells/mono block batteries
- Electrolyte temperature of a few selected cells/mono block batteries

The following must be measured and recorded annually:

- Voltage of all cells/mono block batteries
- Electrolyte density of all cells/mono block batteries
- Electrolyte temperature of a few selected cells/mono block batteries
- Should the float charge voltage in one cell deviate more than + 0.1 V or - 0.05 V from the average value (see 2.3), equalizing charging should be done (see 2.4.). Annual visual checks:
 - on bolted connectors (check that unsecured bolt connectors are firmly seated)

- on battery installation or arrangement
- on ventilation of battery room.

4. Tests

Tests must be performed on fully charged batteries according to EN 60896-1. In addition, special test instructions such as EN 50272-2 must be observed.

5. Faults

Should faults be detected in the battery or the charging device, customer services should be called in immediately. Measurement records under Section 3 are necessary for fast fault detection and removal.

6. Storage and taking out of operation

Should cells/batteries be stored or taken out of operation for a longer period of time, they must be stored fully charged in a dry, frost-free room with max. temperature of 25°C. Direct sunlight or other heat sources must be avoided. To avoid damage the following charging methods can be chosen:

- Equalizing charges on a quarterly basis as under Section 2.4. In average, ambient temperatures of more than 30°C monthly equalizing charges may be necessary.
- Float charging as under Section 2.3.above.

7. Transport

Batteries, wet, filled with acid require transport under demands of European Agreement concerning the international carriage of dangerous goods (ADR and RID). ADR special provision No. 598: New batteries are not subject to the requirements of ADR, when:

- they are secured in such a way that they can not slip, fall or be damaged;
- they are provided with carrying devices, unless they are suitably stacked, e.g. on pallets;
- there are no dangerous traces of alkalis or acids on the outside;
- they are protected against short circuits.

8. Technical data

The nominal voltage, the number of blocks, the nominal capacity (C10 = CN) and the battery type are obtained from the type plate.

8.1 Example

Date on type plate: 6 V 6 OPzS 300
Key:

- 6 V = Nominal voltage of the blocks battery (with individual cells the nominal voltage is 2 V)
- 6 = Number of positive plates
- OPzS = Type
- 300 = Nominal capacity C10 under EN 60896-1. Capacity with discharge period of 10 h (t10) to final discharge voltage 1,80 V/cell.

Other capacities at different discharge currents with the corresponding discharge times and final discharge voltage can be found in technical data list for TAB OPzS stationary batteries.

Spent batteries must be collected separately and recycled.

Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

LOW VOLTAGE IEC FUSES

IEC CYLINDRICAL FUSE-LINKS



Mersen aM and gG fuse-links cover a wide range of physical sizes and ampere ratings for 400, 500, and 690VAC for protection in electrical distribution circuits and various industrial applications. Most ratings are available in size 8x31 and size 10x38 with an optional indicator, and in size 14x51 and 22x58 with an optional striker to activate an auxiliary contact. Size 10x38 is also available with striker. All cylindrical fuse-links have ceramic bodies and silver-plated contacts. Cylindrical fuse-links “gG” are used for the protection of cables, motors and LV-networks. They limit and cut off unacceptable overcurrents and short-circuit currents up to their nominal breaking capacity. Cylindrical fuse-links “gG” also protect electrical equipment and installations against the dynamic effect of high short-currents. Our technology and process was designed to ensure highly reliable technical performance.

TECHNICAL DATA OVERVIEW

Voltage Range AC	500 ... 690 VAC
Ampere Range (A)	2 ... 125 A
Speed/Characteristic	gG
I.R. AC (IEC)	120 kA
Body Material	Ceramic
Body Style	cylindrical
Contact Materials	Silver plated copper
Product Size	22x58 mm

FEATURES & BENEFITS

- Reduced size
- Full range protection
- Striker version available for remote indication of fuse operation
- Safest and most reliable protection system

APPLICATIONS

- gG type for protection of line, cable against overload and short circuit in various industrial application and electrical distribution circuits.

STANDARDS

- IEC 60269-1 & -2
- Approved by Lloyd's Register of Shipping and Bureau Veritas



Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

PRODUCT RANGE



FR22GG69V2

Size 22x58 gG 500/690VAC without indicator

Catalog number	Item number	Rated voltage AC (IEC)	Rated current I _n	Rated breaking capacity AC	Power dissipation at I _n	Weight
FR22GG69V2	F219241	690 V	2 A	120 kA	0.9 W	54 g
FR22GG69V4	H219772	690 V	4 A	120 kA	1.25 W	54 g
FR22GG69V6	P222216	690 V	6 A	120 kA	1.4 W	54 g
FR22GG69V8	L222972	690 V	8 A	120 kA	1.6 W	54 g
FR22GG69V10	T200761	690 V	10 A	120 kA	1.9 W	54 g
FR22GG69V12	J201304	690 V	12 A	120 kA	2 W	54 g
FR22GG69V16	S201818	690 V	16 A	120 kA	2.5 W	54 g
FR22GG69V20	P211038	690 V	20 A	120 kA	3.4 W	54 g
FR22GG69V25	N212072	690 V	25 A	120 kA	3.5 W	54 g
FR22GG69V32	F212594	690 V	32 A	120 kA	3.7 W	54 g
FR22GG69V40	J213609	690 V	40 A	120 kA	4.3 W	54 g
FR22GG69V50	P214626	690 V	50 A	120 kA	5.3 W	54 g
FR22GG69V63	Y215646	690 V	63 A	120 kA	6.3 W	54 g
FR22GG69V80	Q217180	690 V	80 A	120 kA	7.4 W	54 g
FR22GG50V100	E218205	500 V	100 A	120 kA	8.3 W	54 g
FR22GG50V125	J219773	500 V	125 A	120 kA	11.3 W	54 g



FR22GG50V125P

Size 22x58 gG 500/690VAC with striker

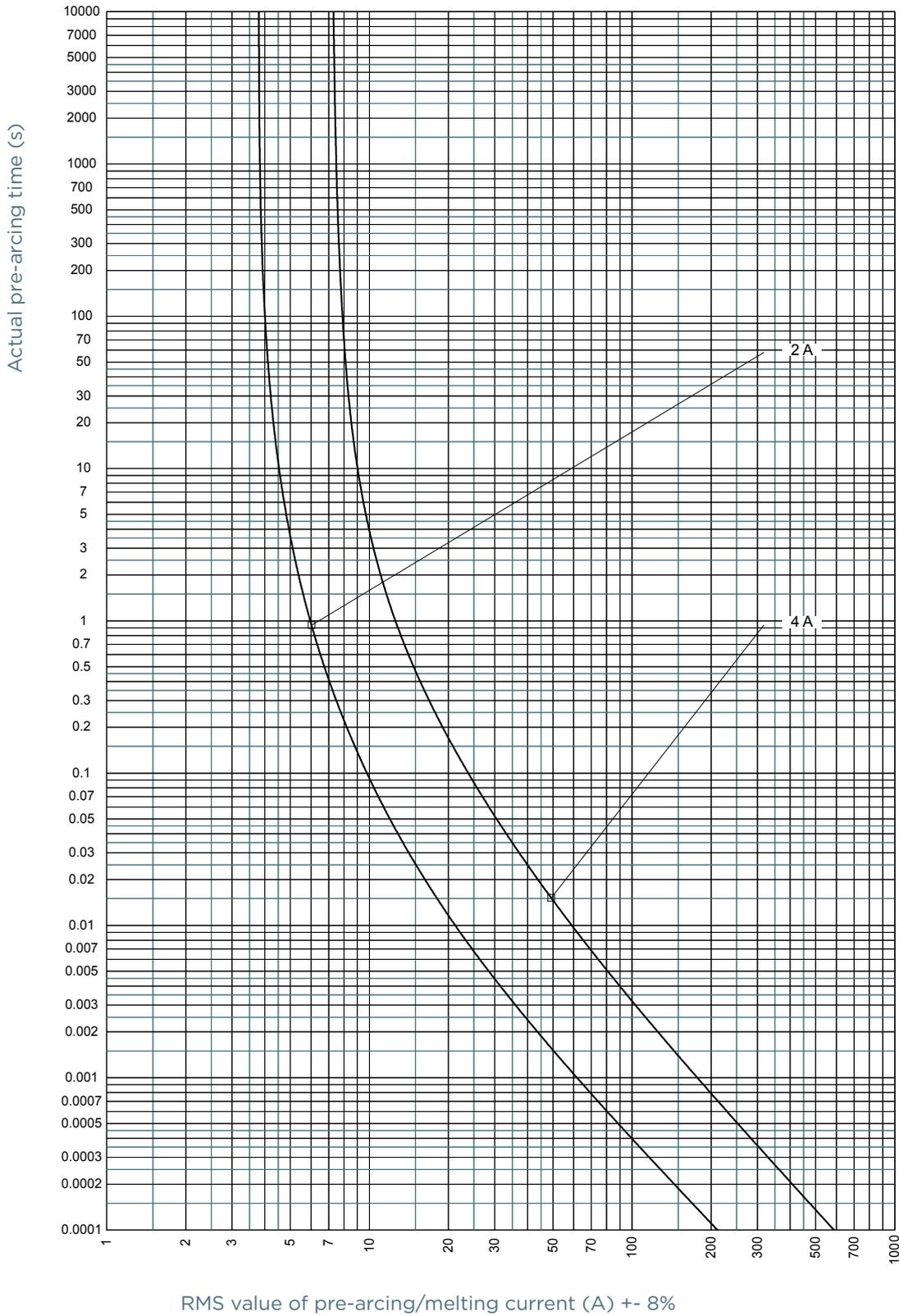
Catalog number	Item number	Rated voltage AC (IEC)	Rated current I _n	Rated breaking capacity AC	Power dissipation at I _n	Weight
FR22GG69V2P	N093760	690 V	2 A	120 kA	0.9 W	54 g
FR22GG69V4P	R214628	690 V	4 A	120 kA	1.25 W	54 g
FR22GG69V6P	A215648	690 V	6 A	120 kA	1.4 W	54 g
FR22GG69V8P	F216665	690 V	8 A	120 kA	1.6 W	54 g
FR22GG69V10P	W217691	690 V	10 A	120 kA	1.9 W	54 g
FR22GG69V12P	W218726	690 V	12 A	120 kA	2 W	54 g
FR22GG69V16P	L219775	690 V	16 A	120 kA	2.5 W	54 g
FR22GG69V20P	P222975	690 V	20 A	120 kA	3.4 W	54 g
FR22GG69V25P	M201307	690 V	25 A	120 kA	3.5 W	54 g
FR22GG69V32P	S211041	690 V	32 A	120 kA	3.7 W	54 g
FR22GG69V40P	R212075	690 V	40 A	120 kA	4.3 W	54 g
FR22GG69V50P	M213612	690 V	50 A	120 kA	5.3 W	54 g
FR22GG69V63P	T1022160	690 V	63 A	120 kA	4.8 W	54 g
FR22GG69V80P	Z1022165	690 V	80 A	120 kA	6.2 W	54 g
FR22GG50V63P	S214629	500 V	63 A	120 kA	4.8 W	54 g
FR22GG50V80P	F216159	500 V	80 A	120 kA	6.2 W	54 g
FR22GG50V100P	T217183	500 V	100 A	120 kA	8.3 W	54 g
FR22GG50V125P	H218208	500 V	125 A	120 kA	11.3 W	54 g

MERSEN reserves the right to change, update or correct, without notice, any information contained in this datasheet.

Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Size 22x58 690V gG

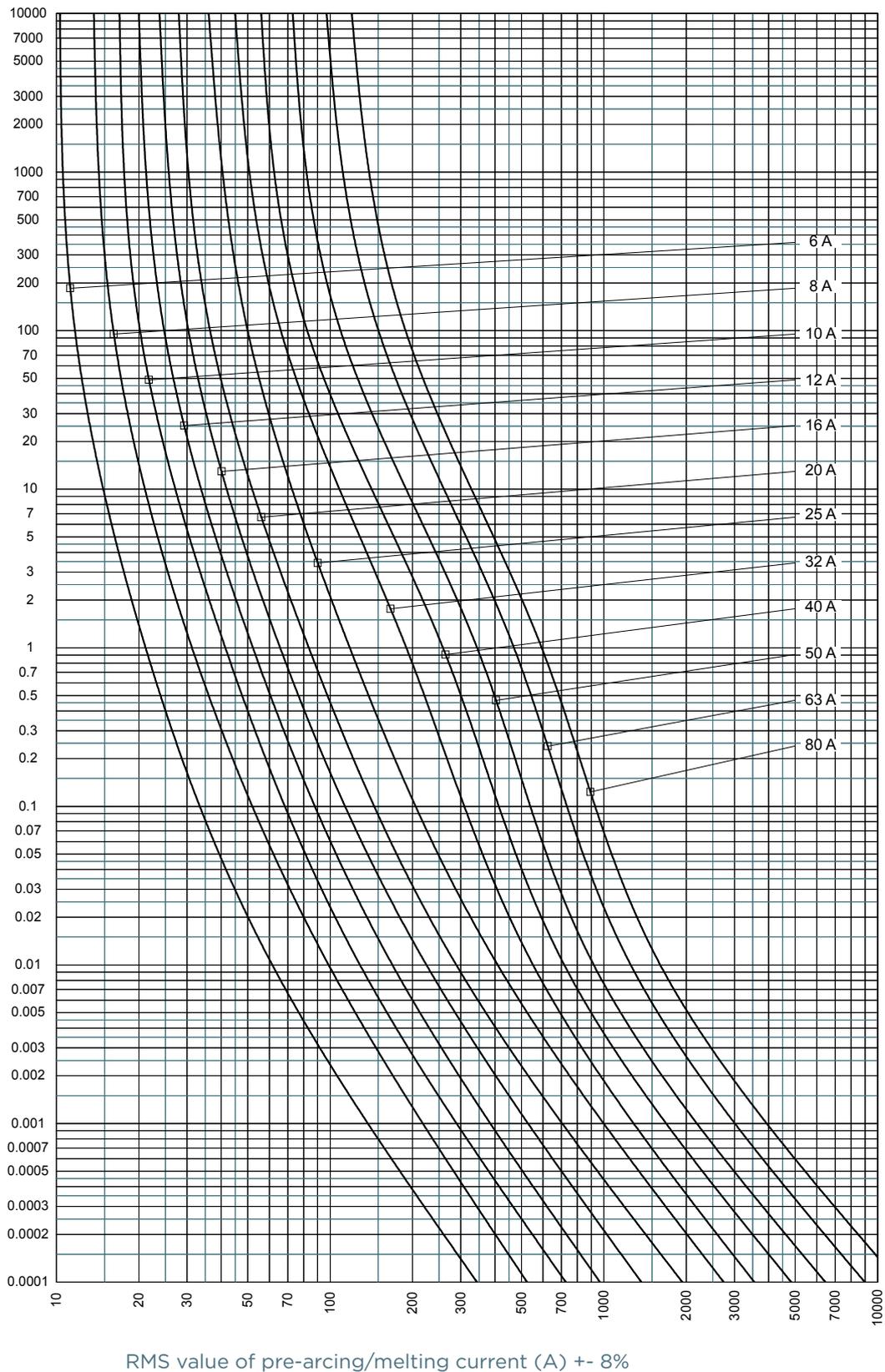


MERSEN reserves the right to change, update or correct, without notice, any information contained in this datasheet.

Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Size 22x58 690V gG

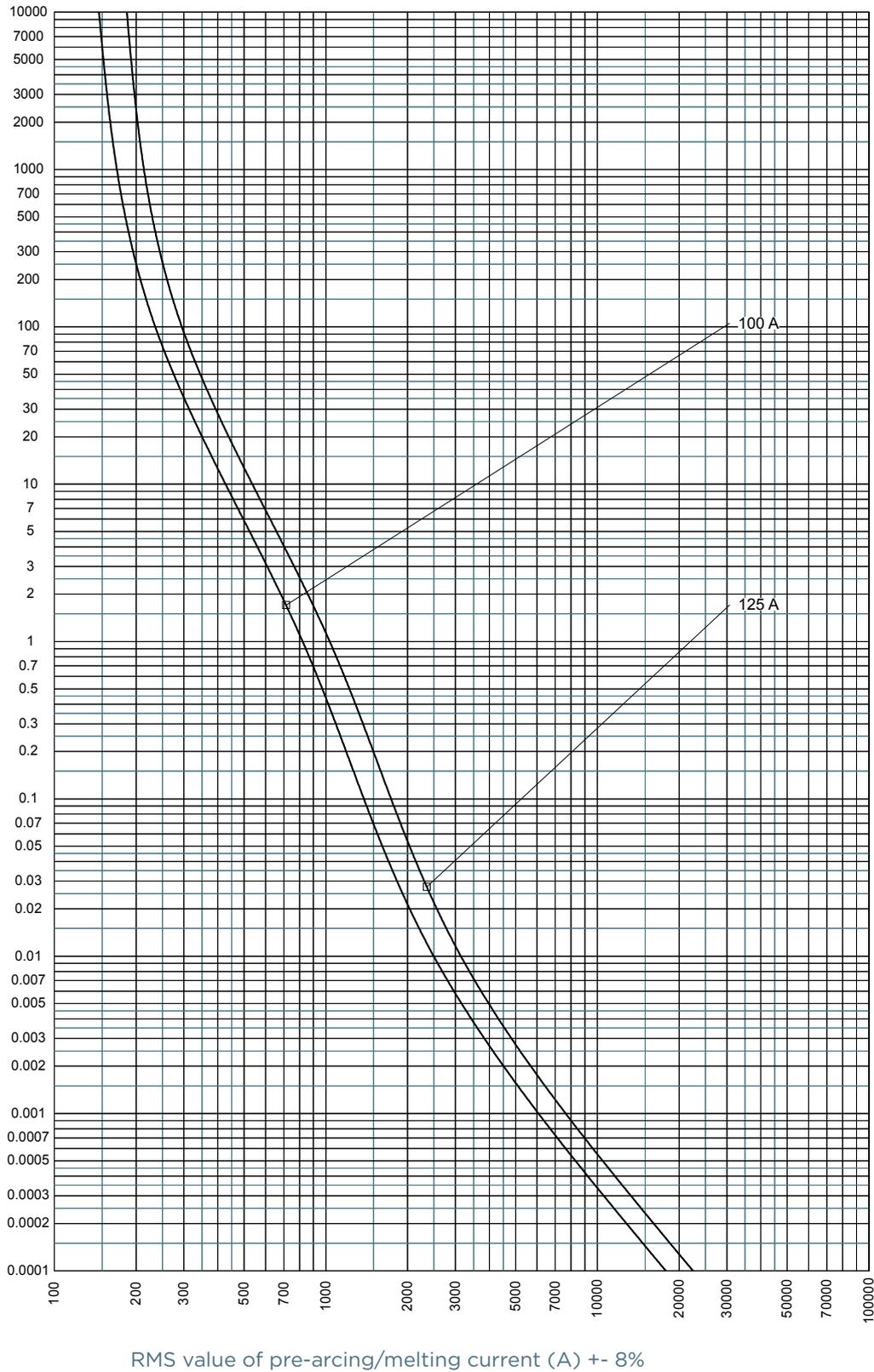


MERSEN reserves the right to change, update or correct, without notice, any information contained in this datasheet.

Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Size 22x58 500V gG

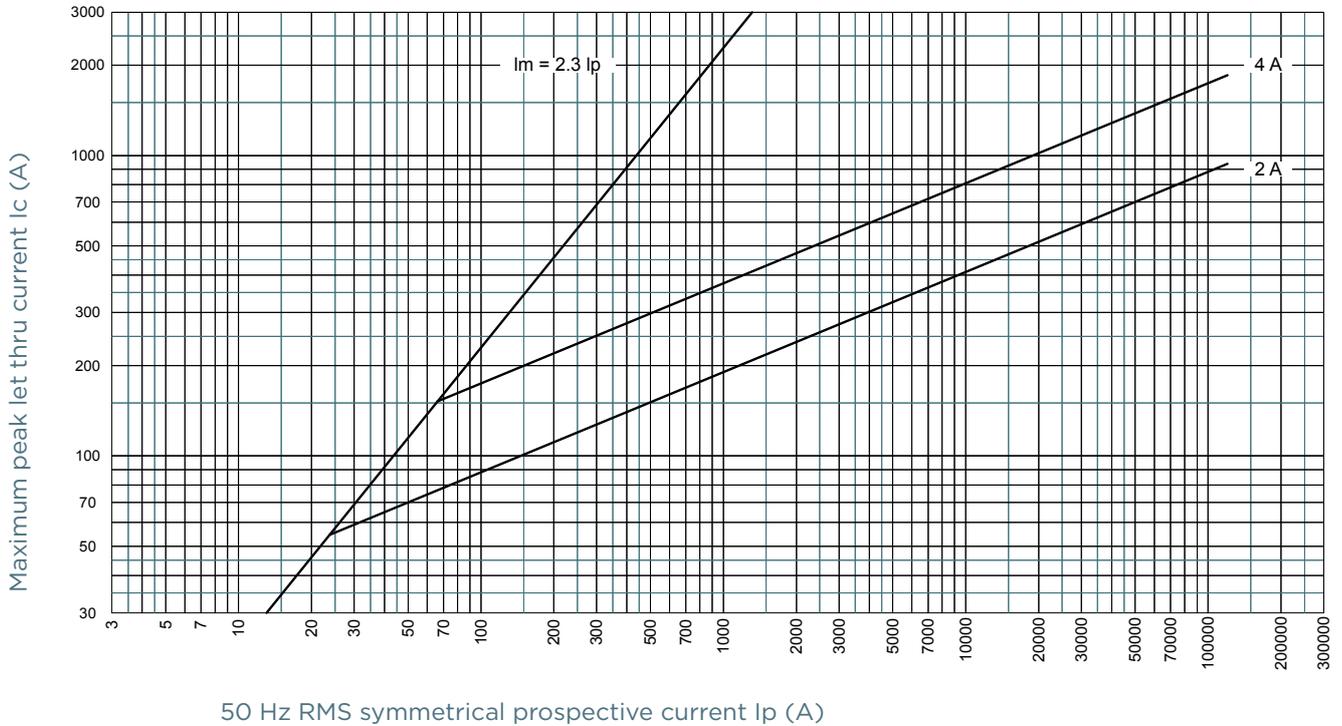


MERSEN reserves the right to change, update or correct, without notice, any information contained in this datasheet.

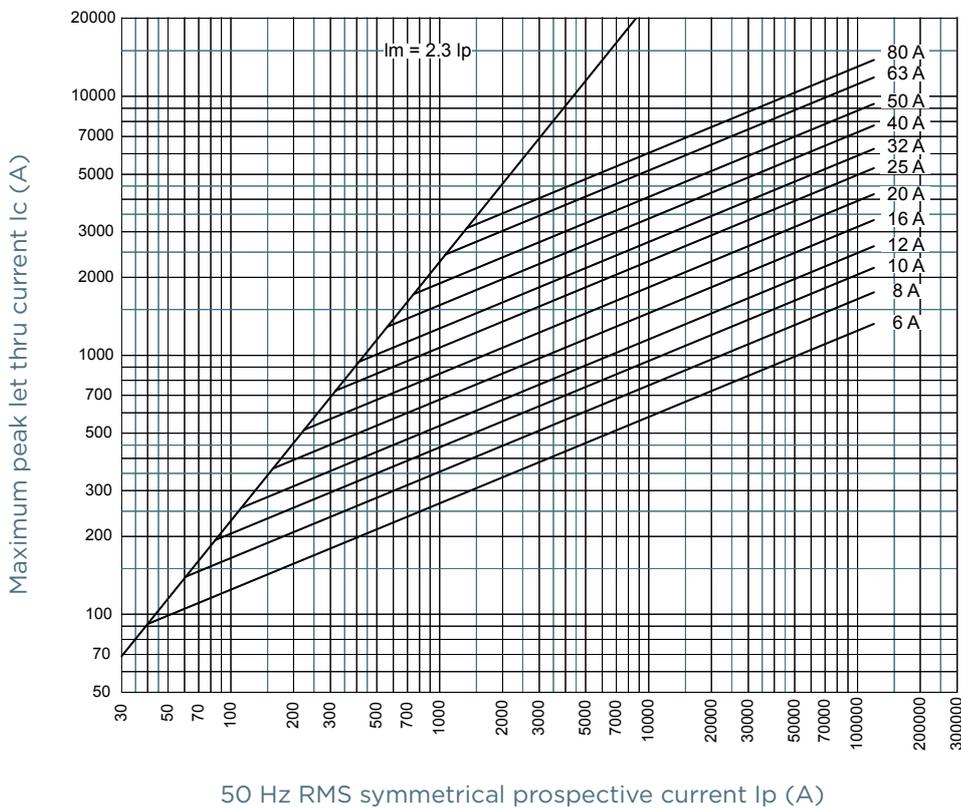
Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

CUT-OFF CURRENT CHARACTERISTIC

Size 22x58 690V gG



Size 22x58 690V gG

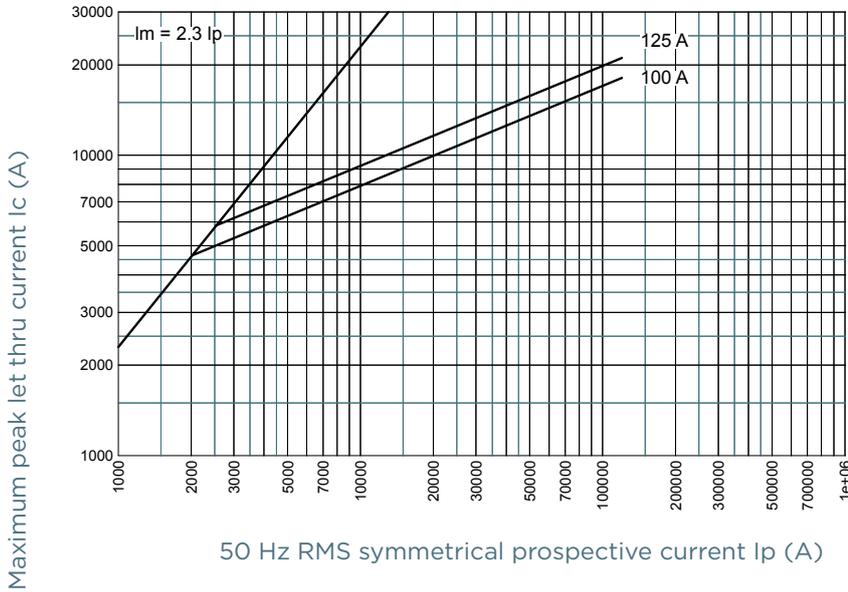


MERSEN reserves the right to change, update or correct, without notice, any information contained in this datasheet.

Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

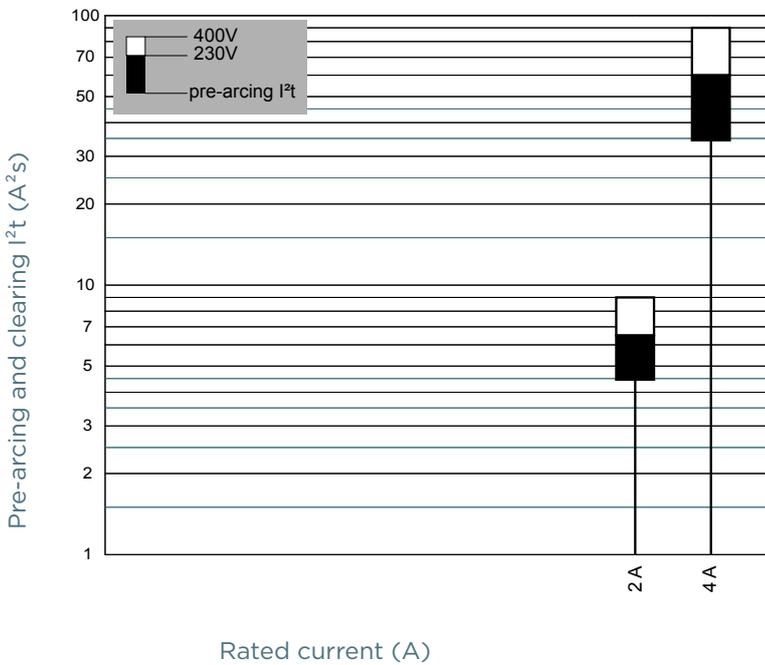
CUT-OFF CURRENT CHARACTERISTIC

Size 22x58 500V gG



PRE-ARCING AND OPERATING I^2t CHARACTERISTICS

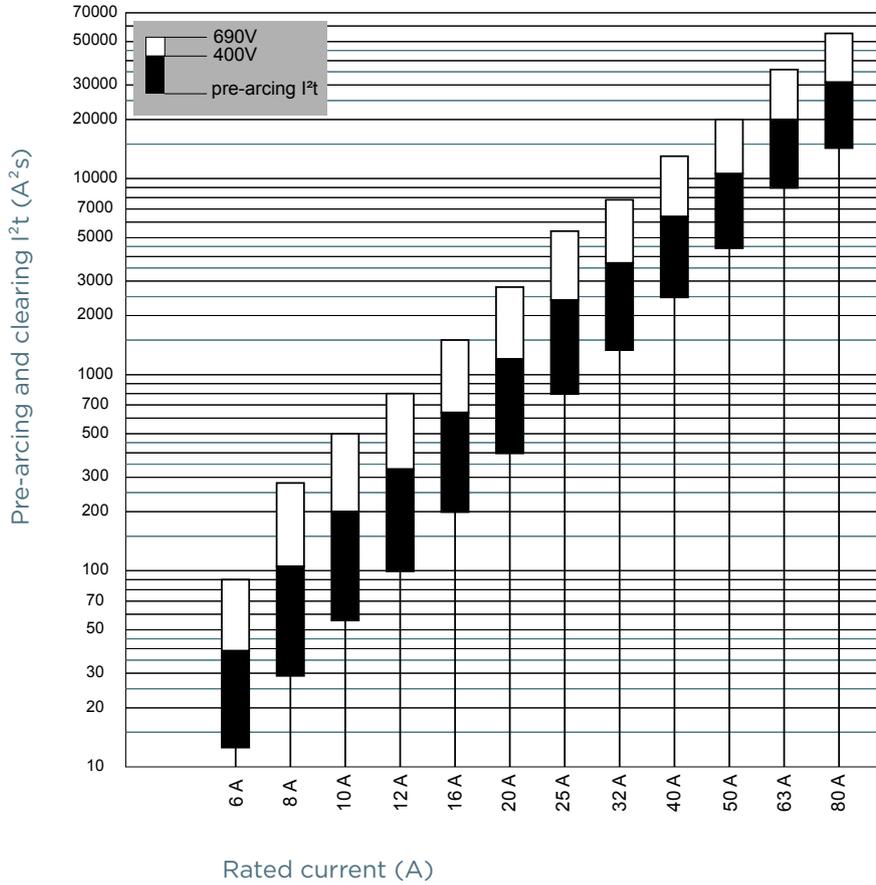
Size 22x58 690V gG



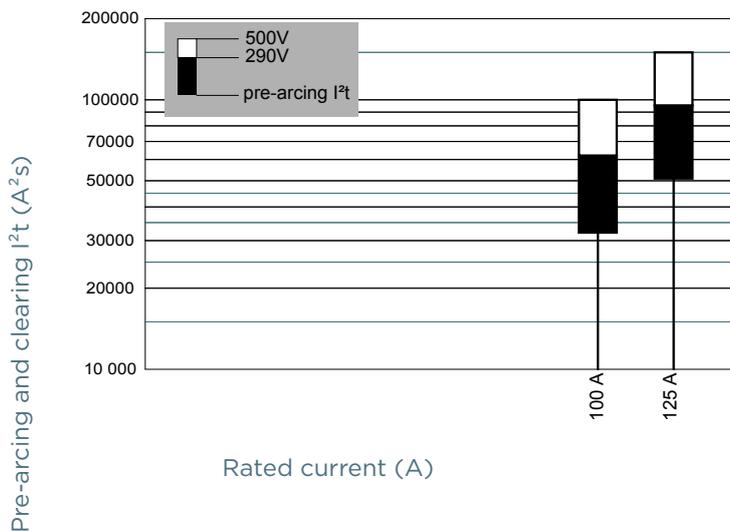
Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

PRE-ARCING AND OPERATING I²t CHARACTERISTICS

Size 22x58 690V gG



Size 22x58 500V gG

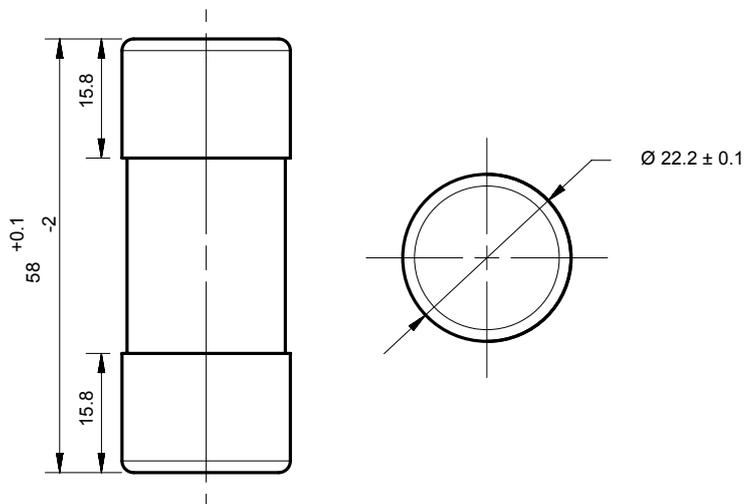


MERSEN reserves the right to change, update or correct, without notice, any information contained in this datasheet.

Ferrule fuse-links 22x58 gG 500 to 690VAC

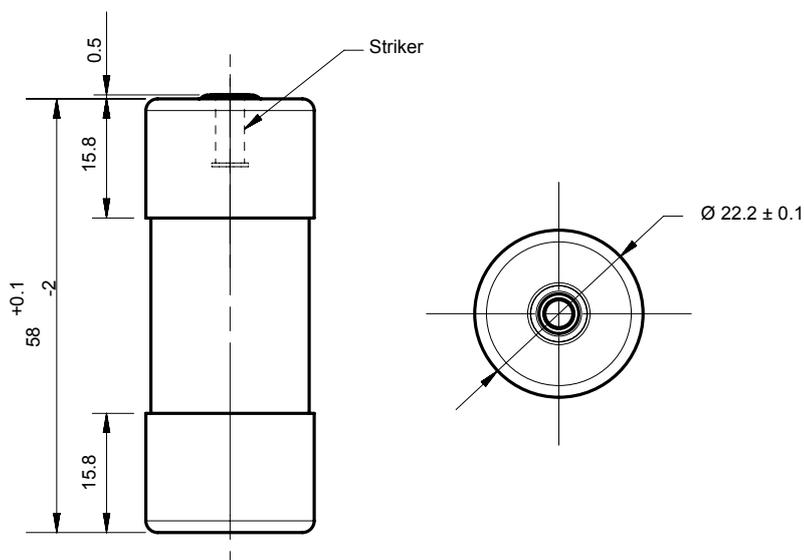
DIMENSIONS

Size 22x58 gG without indicator (10012114)



Dimensions in mm

Size 22x58 gG with striker (1001213)



Dimensions in mm

PROTECCIÓN MAGNETOTÉRMICA INDUSTRIAL

Interruptor Automático Industrial MAXGE 3P-10kA 10-63A



Parámetros técnicos

Potencia de Corte:	10 kA
Tensión:	400-230V AC
Garantía:	2 Años
Certificados:	CE & RoHS, ENEC
Marca:	MAXGE

Descripción del producto

El Interruptor Automático Industrial de 3 polos que protege contra sobrecargas y cortocircuitos en instalaciones eléctricas. La Intensidad nominal de **10, 16, 20, 25, 32, 40, 50 o 63 amperios** con **curva de disparo C**. Posee un poder de corte de **10 kA** y una tensión de trabajo de **415/240V AC**. Ofrece una capacidad de conexión cable **hasta 35 mm²** y permite el empleo de peines de conexión tipo pin y horquilla. Además incorpora una señalización local de estado y una ventana para marcador de circuito. Cumple con la normativa internacional EN/IEC60898-1 y cuenta con los certificados CE & RoHS. Complementa la instalación eléctrica de cualquier espacio con las diferentes tomas, cofrets, adaptadores y material eléctrico del amplio catálogo que te ofrecemos en efectoLED.

Referencia:

- 10A - EPB63H3C10
- 16A - EPB63H3C16
- 20A - EPB63H3C20
- 25A - EPB63H3C25
- 32A - EPB63H4C32
- 40A - EPB63H3C40
- 50A - EPB63H3C50
- 63A - EPB63H3C63





Sensibilidad de disparo

30mA - protección adicional contra contactos directos.
 300mA - protección contra contactos indirectos, así como contra el riesgo de incendio.

Tiempo de disparo

Retardo corto SI

Garantiza cualquier disparo en al menos 10 ms.

NL1 Interruptor diferencial

1. General

1.1 Función

Controlar los circuitos eléctricos.
 Proteger a las personas frente a los contactos indirectos y ofrecer protección adicional frente a contactos directos.
 Proteger las instalaciones contra el riesgo de incendio por fallos de aislamiento.
 Los disyuntores de corriente residual se emplean en viviendas, así como en el sector terciario y la industria.

1.2 Selección

Clase SI

El disparo está garantizado no sólo para corrientes residuales CA sinusoidales, sino también para corrientes residuales CC pulsatorias, tanto si se aplican de manera repentina como si van aumentando lentamente. Tipo SI con filtros contra un disparo falso provocado por armónicos y corrientes transitorias anómalas. Con el impacto de una corriente transitoria anómala de 3000A y 8/20us este disyuntor seguirá manteniéndose estable.



2. Datos técnicos

	Estándar		IEC/EN 61008-1
Características eléctricas	Tipo (forma de onda de derivación a tierra detectada)		A-SI
	Corriente nominal I_n	A	25, 40, 63, 80, 100
	Polos		2P, 4P
	Tensión nominal U_e	V	230/400~240/415
	Sensibilidad nominal $I_{\Delta n}$	A	0.03, 0.3
	Tensión de aislamiento U_i	V	500
	Poder nominal residual de conexión y corte $I_{\Delta m}$	A	500 ($I_n=25A/40A$) 630 ($I_n=63A$)
	Corriente de cortocircuito $I_{nc}=I_{\Delta c}$	A	6000/10000
	Fusible SCPD (dispositivo de protección contra cortocircuitos)	A	 10000
	Tiempo de corte inferior $I_{\Delta n}$	s	10ms~300ms
	Frecuencia nominal	Hz	50/60
	Tensión nominal soportada al impulso (1.2/50) U_{imp}	V	6000
	Tensión de prueba dieléctrica a la frec. ind. durante 1 minuto	kV	2
Grado de contaminación		2	
Características mecánicas	Vida eléctrica		2000
	Vida mecánica		2000
	Indicador de corriente de pérdida		SI
	Grado de protección		IP20
	Temperatura ambiente (con una media diaria $\leq 35^\circ\text{C}$)	$^\circ\text{C}$	-5...+40
	Temperatura de almacenamiento	$^\circ\text{C}$	-25...+70
Instalación	Tipos de terminales de conexión		Cable, Horquilla o Pin
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para cable	mm^2	25/35
		AWG	18-3/18-2
	Tamaño de terminal de arriba a abajo para peine de conexión	mm^2	10/16
		AWG	18-8/18-5
	Par de apriete	N·m	2.5
		In-lbs.	22
Montaje	En riel DIN EN 60715 (35mm) a través de un dispositivo de enganche rápido		
Conexión	Entrada superior e inferior indistintamente		

3. Dimensiones generales y de montaje (mm)

