



Instalación fotovoltaica en autoconsumo

Caso práctico: centro deportivo

Salvador Cucó Pardillos

2ª edición



edUPV

Universitat Politècnica de València

Salvador Cucó Pardillos

Instalación fotovoltaica en autoconsumo

Caso práctico: centro deportivo

2ª edición

Adaptado a la nueva estructura tarifaria

Colección Académica http://tiny.cc/edUPV_aca

Para referenciar esta publicación utilice la siguiente cita:

Cucó Pardillos, Salvador. (2024). *Instalación fotovoltaica en autoconsumo colectivo. Caso práctico: centro deportivo (2ª ed.)*. edUPV.

© Salvador Cucó Pardillos

© 2024, edUPV (Universitat Politècnica de València)

Venta: www.lalibreria.upv.es / Ref.: 0304_10_02_01

ISBN: 978-84-1396-168-2

Depósito Legal: V-504-2024

Maquetación: Enrique Mateo, *Triskelion Diseño Editorial*

Imprime: Byprint Percom, S. L.

Si el lector detecta algún error en el libro o bien quiere contactar con los autores, puede enviar un correo a edicion@editorial.upv.es

edUPV se compromete con la ecoimpresión y utiliza papeles de proveedores que cumplen con los estándares de sostenibilidad medioambiental, <https://editorialupv.webs.upv.es/compromiso-medioambiental>

La Editorial UPV autoriza la reproducción, traducción y difusión parcial de la presente publicación con fines científicos, educativos y de investigación que no sean comerciales ni de lucro, siempre que se identifique y se reconozca debidamente a la Editorial UPV, la publicación y los autores. La autorización para reproducir, difundir o traducir el presente estudio, o compilar o crear obras derivadas del mismo en cualquier forma, con fines comerciales/lucrativos o sin ánimo de lucro, deberá solicitarse por escrito al correo edicion@editorial.upv.es

Impreso en España

Prólogo a la segunda edición

El texto que se acompaña es el resultado del desarrollo de unos apuntes, redactados para atender la demanda de cursos sobre la materia de la generación con autoconsumo.

No se trata de un texto teórico sobre instalaciones eléctricas de generación de los que el lector puede encontrar numerosa bibliografía, sino un texto sencillo y práctico aplicado sobre un caso concreto que es desarrollado con todo detalle.

Entrando en el contenido del texto, éste incluye todos los conceptos y cálculos necesarios para la determinación de todos los elementos de la instalación de autoconsumo, el análisis económico y la legalización.

Se destaca que el desarrollo del ejercicio pretende encontrarse con todos los problemas habituales en la redacción de un proyecto de estas características y su materialización. De forma deliberada, se repiten los razonamientos y las referencias a normativa en todos los desarrollos, con el objeto final de que el lector asimile los conceptos y cálculos, y no los olvide a las pocas horas. Este método de redacción también resulta útil posteriormente si se utiliza este texto como documento de consulta rápida.

Si bien se utiliza la normativa de España, el texto puede aplicarse a otros países, sin más que adaptarse a su normativa correspondiente.

Esta segunda edición se adapta a la nueva estructura tarifaria eléctrica, Circular 3/2020 de la CNMC, mejora el apartado de conexión de módulos y utiliza módulos actuales de mayores potencias.

Este texto está en permanente revisión y actualización, por lo que se indica a continuación la dirección de correo electrónico, donde el lector puede remitir sus comentarios, sugerencias, errores detectados, etc., para su consideración en ediciones posteriores: edicion@editorial.upv.es.

Febrero de 2024

Salvador Cucó Pardillos

Ingeniero Superior Industrial

Índice

1. Introducción	1
2. Normativa de aplicación	1
3. Análisis del consumo	4
4. Margen de reducción de la factura.....	6
4.1. Potencia a contratar	6
5. Curva de carga, perfil de consumo.....	6
6. Análisis del recurso solar	7
7. Modalidad de autoconsumo sin excedentes.....	10
7.1. Dimensionamiento de la instalación. Selección de equipos.....	10
Módulo fotovoltaico	10
Inversor.....	12
Conexión de los módulos fotovoltaicos	13
7.2. Cálculo de la producción.....	16
Referencia IDAE	16
Referencia PVGIS	24
7.3. Análisis de la factura tras la instalación	26
7.4. Circuito de corriente continua. Cableado y protecciones.....	30
7.5. Circuito de corriente alterna. Cableado y protecciones.....	35
7.6. Equipo anti-vertido.....	43
7.7. La medida. Contador	44
8. Modalidad de autoconsumo con excedentes.....	45
8.1. Dimensionamiento de la instalación. Selección de equipos.....	45
Módulo fotovoltaico	45
Inversor	45
Conexión de los módulos fotovoltaicos	47
8.2. Cálculo de la producción con periodos horarios	50
Referencia IDAE	50
Referencia PVGIS	53

8.3. Análisis de la factura tras la instalación	58
Referencia IDAE	58
Referencia PVGIS	59
8.4. Circuito de corriente continua. Cableado y protecciones.....	60
8.5. Circuito de corriente alterna. Cableado y protecciones.....	66
8.6. Equipo anti-vertido.....	72
8.7. La medida. Contador	72
9. Presupuesto	73
9.1. Presupuesto sin excedentes	73
9.2. Presupuesto con excedentes	74
10. Análisis económico	74
10.1. Análisis económico sin excedentes	74
10.2. Análisis económico con excedentes, referencia IDAE.....	75
10.3. Análisis económico con excedentes, referencia PVGIS.....	75
10.4. Venta de excedentes.....	75
11. Esquema de conexión.....	76
11.1. Instalación sin excedentes	76
11.2. Instalación con excedentes	76
12. Legalización	77
12.1. Permisos y documentos	77
12.2. Legalización sin excedentes	82
12.3. Legalización con excedentes	84
13. Hojas de cálculo e impresos oficiales	85
13.1. Hojas de cálculo	86
13.2. Impresos oficiales.....	86
Bibliografía	87

1. Introducción

El presente texto pretende desarrollar con todo detalle una instalación de generación eléctrica en autoconsumo de un caso práctico de un solo abonado. Concretamente se desarrolla la instalación de paneles fotovoltaicos en un polideportivo.

Se incluyen todos los conceptos y cálculos necesarios para la determinación de todos los elementos de la instalación de autoconsumo, el análisis económico y la legalización.

Se destaca que el desarrollo del ejercicio pretende encontrarse con todos los problemas habituales en la redacción de un proyecto de estas características y su materialización. De forma deliberada, se repiten los razonamientos y las referencias a normativa en todos los desarrollos, con el objeto final de que el lector asimile los conceptos y cálculos, y no los olvide a las pocas horas. Este método de redacción también resulta útil posteriormente si se utiliza el texto como documento de consulta.

2. Normativa de aplicación

Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066

Circular 3/2021, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. <https://www.boe.es/eli/es/cir/2021/03/17/3>.

Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, IDAE

Guía técnica de aplicación del reglamento electrotécnico de baja tensión (no vinculante). http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx

IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf

IEC 62548:2016 Requisitos de diseño de instalaciones fotovoltaicas

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-13645-consolidado.pdf>

- Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-8561
- Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-21794.
- Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía. Modifica el RD244/2019 de autoconsumo. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-17040>.
- Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad. Modifica el RD244/2019 de autoconsumo. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2022/BOE-A-2022-22685-consolidado.pdf>
- Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-16478-consolidado.pdf>
- Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4239>.
- Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2018/BOE-A-2018-13593-consolidado.pdf>
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2011/BOE-A-2011-19242-consolidado.pdf>
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2000/BOE-A-2000-24019-consolidado.pdf>
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>

- Real Decreto 450/2022, de 14 de junio, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9848
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/842>
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Parcialmente derogado. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2015/BOE-A-2015-10927-consolidado.pdf>
- Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2022. <https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/22/pdfs/BOE-A-2021-21208.pdf>.
- Resolución de 23 de diciembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos puntos de medida tipo 4 y tipo 5 de consumidores que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, para el año 2022. <https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/27/pdfs/BOE-A-2021-21395.pdf>
- UNE-EN 50618 Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos
- UNE-EN 60269-6:2012 Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
- UNE 20460-7-712 Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).

3. Análisis del consumo

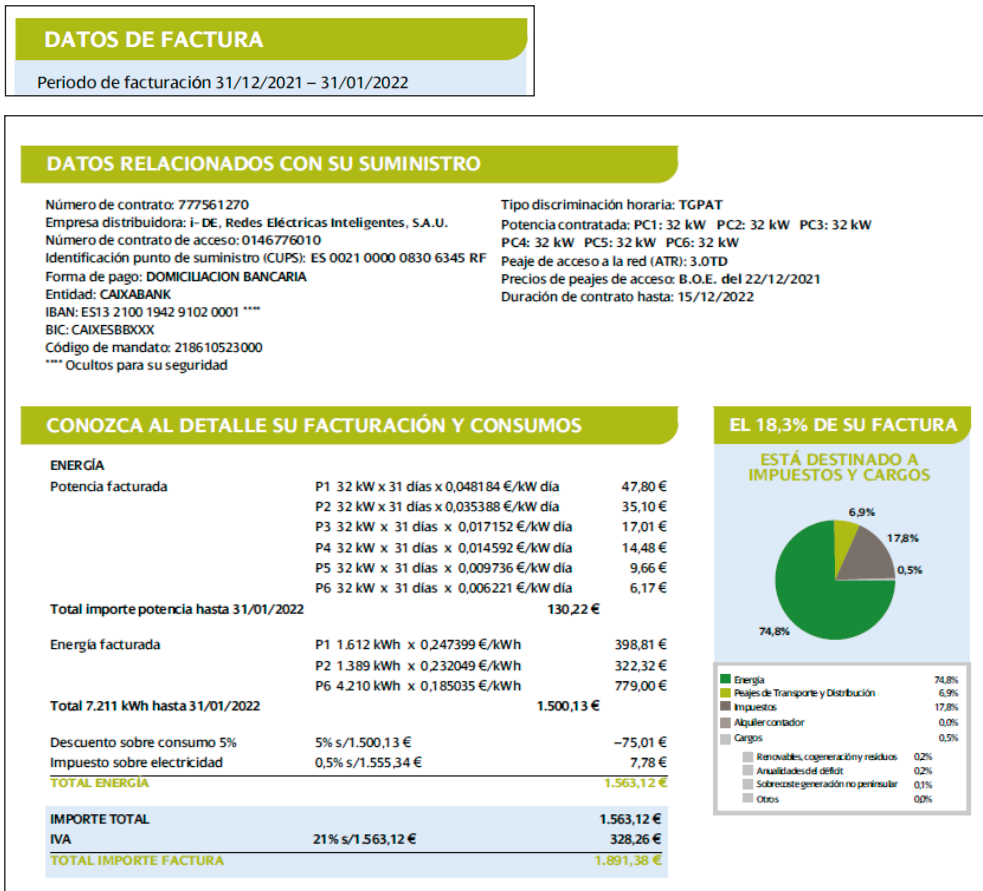
En este apartado se analiza la factura anual de la instalación deportiva mediante el estudio de las facturas correspondientes a un año completo.

Los datos de la tarifa contratada se desprenden de la lectura de una de las facturas.

Tarifa: 3.0TD (baja tensión y potencia contratada superior a 15 kW) (Circular 3/2020 CNMC)

Potencia contratada: P1=32 kW; P2=32 kW; P3=32 kW, P4=32 kW; P5=32 kW; P6=32 kW

A continuación, se muestra la factura de fecha 04/02/2022.



(Figura 1, continúa en la página siguiente)

Instalación fotovoltaica en autoconsumo. Caso práctico: centro deportivo

(Figura 1, continúa de la página anterior)

CONSUMOS						
Nº contador	Periodo horario	Desde	Lectura	Hasta	Lectura	Consumo/Potencia
0502006982	Energía activa P1	31/12/2021	00012881	31/01/2022	00014493	1.612 kWh
0502006982	Energía activa P2	31/12/2021	00021530	31/01/2022	00022919	1.389 kWh
0502006982	Energía activa P3	31/12/2021	00017710	31/01/2022	00017710	0 kWh
0502006982	Energía activa P4	31/12/2021	00011112	31/01/2022	00011112	0 kWh
0502006982	Energía activa P5	31/12/2021	00009695	31/01/2022	00009695	0 kWh
0502006982	Energía activa P6	31/12/2021	00036057	31/01/2022	00040267	4.210 kWh
0502006982	Energía reactiva P1	31/12/2021	00000994	31/01/2022	00001243	249 kVArh
0502006982	Energía reactiva P2	31/12/2021	00002529	31/01/2022	00002689	160 kVArh
0502006982	Energía reactiva P3	31/12/2021	00002179	31/01/2022	00002179	0 kVArh
0502006982	Energía reactiva P4	31/12/2021	00001426	31/01/2022	00001426	0 kVArh
0502006982	Energía reactiva P5	31/12/2021	00001083	31/01/2022	00001083	0 kVArh
0502006982	Energía reactiva P6	31/12/2021	00003747	31/01/2022	00004136	389 kVArh
0502006982	Maxímetro P1	31/12/2021	00000000	31/01/2022	00000020	20 kW
0502006982	Maxímetro P2	31/12/2021	00000000	31/01/2022	00000024	24 kW
0502006982	Maxímetro P3	31/12/2021	00000000	31/01/2022	00000000	0 kW
0502006982	Maxímetro P4	31/12/2021	00000000	31/01/2022	00000000	0 kW
0502006982	Maxímetro P5	31/12/2021	00000000	31/01/2022	00000000	0 kW
0502006982	Maxímetro P6	31/12/2021	00000000	31/01/2022	00000021	21 kW

Figura 1. Factura real del centro deportivo de 31.12.21 a 31.01.22

Analizadas las facturas con la ayuda de una hoja de cálculo, se obtiene:

Tabla 1. Factura real del centro deportivo en Excel

FACTURA ENERO 2022				
Días	31/12/2021	31/01/2022	31	
Término de potencia	Maxímetro	A facturar	Precio (€/kW,d)	Total €
P1	20	32,00	0,048184	47,8
P2	24	32,00	0,035388	35,1
P3		32,00	0,017152	17,01
P4		32,00	0,014592	14,48
P5		32,00	0,009736	9,66
P6	21	32,00	0,006221	6,17
Término de energía activa				
P1		1612,00	0,247399	398,81
P2		1389,00	0,232049	322,32
P3		0,00	0,00	0,00
P4		0,00	0,00	0,00
P5		0,00	0,00	0,00
P6		4210,00	0,185035	779,00
Término de energía reactiva				
Energía reactiva		0,00		0
Descuento sobre consumo		1500,13	-0,05	-75,01
Impuesto de electricidad		1555,34	0,005	7,78
Alquiler equipos medida y control		0		0
			Base imponible	1563,12
			IVA 21%	328,26
			Total factura	1891,38

Las facturas del resto de meses pueden consultarse en las hojas Excel accesibles desde el enlace señalado en el Apartado 13 (Hojas de cálculo e impresos oficiales).

Es importante observar que se han trasladado a hoja de cálculo Excel las 12 facturas del año 2022, mes a mes, con sus correspondientes periodos de facturación con los periodos de facturación reales, de forma que se pueden comprobar los resultados con las facturas reales.

4. Margen de reducción de la factura

El resumen anual se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 2. Faturación real anual del centro deportivo en Excel

MES factura	Desde	Hasta	CONSUMO (kWh)						Suma	GASTO (€)					Total
			P1	P2	P3	P4	P5	P6		Potencia	Energía	Otros	Base	IVA	
Enero 2017	31/12/2021	31/01/2022	1.612,00	1.389,00	0,00	0,00	0,00	4.210,00	7.211,00	130,22	1500,13	-67,23	1563,12	328,26	1.891,38
Febrero 2017	31/01/2022	28/02/2022	1.559,00	1.322,00	0,00	0,00	0,00	3.554,00	6.435,00	117,61	1350,08	-60,5	1407,19	295,51	1.702,70
Marzo 2017	28/02/2022	31/03/2022	0,00	1.799,00	1.098,00	0,00	0,00	3.242,00	6.139,00	129,68	1284,03	-57,45	1356,26	284,82	1.641,08
Abril 2017	31/03/2022	30/04/2022	0,00	0,00	0,00	1.268,00	1.518,00	4.035,00	6.821,00	109,84	1268,01	-55,66	1322,19	277,66	1.599,85
Mayo 2017	30/04/2022	31/05/2022	0,00	0,00	0,00	1.503,00	1.819,00	4.635,00	7.957,00	113,5	1479,47	-65,06	1527,91	320,86	1.848,77
Junio 2017	31/05/2022	30/06/2022	0,00	0,00	2.984,00	2.425,00	0,00	4.849,00	10.258,00	109,84	1963,61	-87,00	1986,45	417,15	2.403,60
Julio 2017	30/06/2022	31/07/2022	3.325,00	2.747,00	0,00	0,00	0,00	5.627,00	11.699,00	113,50	2415,90	-107,61	2421,79	508,58	2.930,37
Agosto 2017	31/07/2022	31/08/2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,5	0,00	1,71	115,21	24,19	139,40
Septiembre 2017	31/08/2022	30/09/2022	0,00	0,00	4.220,04	3.868,93	338,30	7.379,35	15.806,63	109,84	3020,51	-133,11	2997,24	629,42	3.626,66
Octubre 2017	30/09/2022	31/10/2022	0,00	0,00	0,00	2.936,73	1.229,67	2.980,13	7.146,53	113,5	1343,28	-57,05	1399,73	293,94	1.693,67
Noviembre 2017	31/10/2022	30/11/2022	0,00	1.887,00	774,00	0,00	0,00	1.513,00	4.174,00	109,84	852,02	-31,21	930,65	195,44	1.126,09
Diciembre 2017	30/11/2022	12/12/2022	1.139,25	565,75	0,00	0,00	0,00	2.960,50	4.665,50	43,95	934,57	134,61	1113,13	233,76	1.346,89
Sumas			7.635,25	9.709,75	9.076,04				88.312,66	1.314,82	17.411,61	-585,56	18.140,87	3.809,59	21.950,46

De esta tabla se puede extraer el importe económico que puede ser reducido como consecuencia de la instalación solar fotovoltaica en autoconsumo, que reducirá la facturación del término de energía.

$$\text{Margen reducción factura anual} = 17.411,61 \times 1,21 = 21.980,46 \text{ €}$$

El término de potencia no se ve alterado puesto que la potencia a contratar debe ser la misma, independientemente de que se disponga de instalación de generación (salvo que ésta ofrezca garantía de servicio, algo que no garantiza una instalación fotovoltaica).

Este margen económico se corresponde con el margen a reducir de consumo de energía de la red:

$$\text{Margen reducción energía anual} = 88.312,86 \text{ kWh}$$

4.1. Potencia a contratar

La potencia contratada es ligeramente superior al valor del máxímetro en todos los periodos, por lo que se podría ajustar un poco con una potencia contratada igual al valor máximo del máxímetro, del orden de 25 kW frente a los 32 kW actuales, pero dada la pequeña diferencia se considera adecuado el valor de 32 kW de potencia contratada.

Con la normativa actual, Circular 3/2020 de la CNMC, el valor mínimo de la potencia a facturar coincide con la potencia contratada, siendo penalizados los excesos, especialmente a partir de un registro del máxímetro del 105% del valor de la potencia contratada.

5. Curva de carga, perfil de consumo

Para dimensionar la instalación de generación fotovoltaica, es necesario conocer la curva de carga o perfil de consumo horario, que facilita la empresa distribuidora mediante la introducción del CUPS del suministro en su aplicación. (Iberdrola: <https://www.iberdroladistribucionelectric.com/consumidores/inicio.html#informacion-del-contrato>).

23/7/2019

i-DE

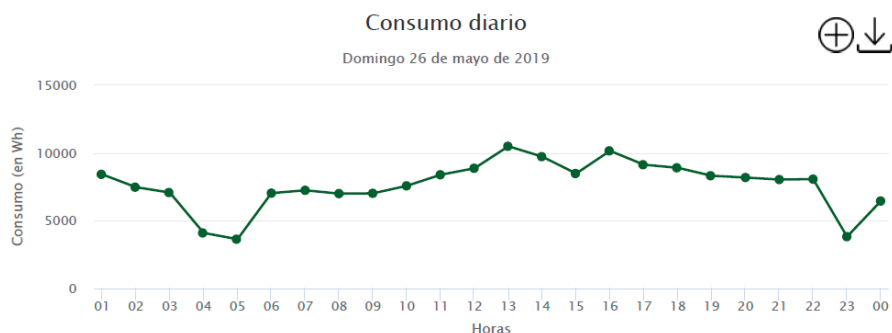


Figura 2. Perfil de consumo real

Analizando las curvas de carga para diferentes días, entrando en la aplicación de la compañía distribuidora, se puede observar que en periodo diurno, que es cuando se dispone de recurso solar, la potencia media horaria está comprendida entre 5 y 10 kW como se puede observar en la figura.

En un primer estudio se elige una potencia de la instalación fotovoltaica en el entorno de 5 kW, de forma que nunca, o casi nunca, se genere más energía que la que se consume. De esta forma se garantiza un ahorro en la factura mediante la disminución del término de energía. En el apartado posterior de dimensionamiento y selección de equipos se determina la potencia exacta de la instalación.

6. Análisis del recurso solar

Para maximizar la producción anual, el CTE sección HE5, en el Apartado 2.2, Punto 6, en su versión inicial (no aparece este criterio en la versión actual), consideraba como orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.

La ubicación de la instalación deportiva es Paterna, Valencia, con una latitud de 39,5°, por tanto, la inclinación óptima de los módulos solares es de 39,5-10=29,5°.

También se puede utilizar la expresión del ángulo de inclinación óptimo siguiente:

$$\beta_{op} = 3,7 + (0,69 \times \lambda)$$

que sustituyendo valores resulta:

$$\beta_{op} = 3,7 + (0,69 \times 39,5) = 30,96^\circ$$

Es importante indicar que dado que se trata de una instalación de autoconsumo la mejor elección de orientación es aquella que hace que la curva horaria de generación coincida con la curva horaria de consumo, por lo que no siempre la orientación sur será la mejor elección. En este trabajo se ha optado por la orientación sur siguiendo el criterio de maximizar la generación.

Se toma una inclinación de 30°. En un principio, a la espera de un estudio más detallado posterior, se considera que no hay ningún inconveniente para la instalación solar con esta inclinación.

El paso siguiente es calcular la irradiación anual E_A (energía anual por m^2), para lo cual se empieza leyendo del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura del IDAE, la irradiación diaria sobre una *superficie horizontal* situada en la provincia de Valencia, que aparece en el pliego de condiciones del IDAE.

Tabla 3. Irradiación diaria media MJ/m² y día. Fuente: Pliego IDAE

<i>Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. (Fuente: CENSOLAR).</i>													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	AÑO
1 ALAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4 ALMERIA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5 ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6 AVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7 BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9 BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10 BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11 CACERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12 CADIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13 CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14 CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15 CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16 CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17 CORDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18 LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19 CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20 GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21 GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22 GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23 GUIPUZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24 HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25 HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26 JAEN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27 LEON	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28 LERIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29 LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30 MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31 MALAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32 MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33 MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40 SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41 STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42 SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43 SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44 SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45 TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46 TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47 TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48 VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49 VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50 VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51 ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52 ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Estos valores de la irradiación deben ser corregidos para obtener los valores de irradiación para una *superficie inclinada*. Los valores de irradiación sobre una superficie inclinada se obtienen multiplicando los valores sobre superficie horizontal (tabla anterior) por un coeficiente corrector que depende de la inclinación de los paneles y de la latitud del emplazamiento. Este coeficiente corrector se encuentra en las tablas contenidas en el pliego del IDAE.

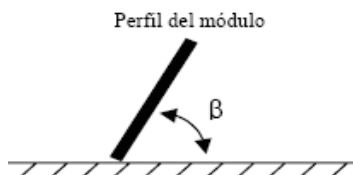


Figura 3. Inclinación captadores. Fuente: CTE-HE4

La tabla con los factores de corrección a utilizar será la correspondiente a una latitud de 39° (próxima a los 39,5° del emplazamiento), que corresponde a la ubicación determinada. Para ser más precisos se puede interpolar entre los valores para una latitud de 39° y una de 40°.

Tabla 4. Factores de corrección por inclinación. Fuente: Pliego IDAE

LATITUD = 39°												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,08
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,19	1,16	1,11	1,07	1,03	1,02	1,03	1,07	1,13	1,2	1,24	1,23
20	1,25	1,2	1,14	1,07	1,03	1,01	1,03	1,08	1,16	1,25	1,31	1,29
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1	0,97	1	1,08	1,19	1,33	1,41	1,4
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,2	1,35	1,45	1,43
40	1,37	1,27	1,15	1,03	0,94	0,91	0,94	1,04	1,19	1,37	1,48	1,46
45	1,38	1,27	1,14	1	0,9	0,87	0,9	1,01	1,18	1,37	1,5	1,48
50	1,39	1,26	1,12	0,97	0,86	0,82	0,86	0,98	1,16	1,37	1,51	1,5
55	1,38	1,25	1,09	0,93	0,81	0,77	0,81	0,94	1,13	1,36	1,51	1,5
60	1,37	1,22	1,05	0,88	0,75	0,71	0,75	0,89	1,1	1,34	1,51	1,49
65	1,35	1,19	1,01	0,83	0,69	0,65	0,69	0,83	1,05	1,31	1,49	1,47
70	1,32	1,15	0,96	0,77	0,63	0,58	0,63	0,77	1	1,27	1,46	1,45
75	1,28	1,11	0,91	0,7	0,56	0,51	0,56	0,71	0,95	1,23	1,42	1,41
80	1,23	1,06	0,84	0,64	0,49	0,43	0,48	0,64	0,88	1,17	1,37	1,37
85	1,18	1	0,78	0,56	0,41	0,35	0,41	0,56	0,81	1,11	1,32	1,32
90	1,12	0,93	0,71	0,49	0,33	0,28	0,33	0,49	0,74	1,04	1,25	1,26

Con todo lo expuesto se puede colocar en una tabla los valores mensuales de irradiación, obteniendo la irradiación anual como suma de las irradiaciones de cada mes.

Tabla 5. Cálculo irradiación anual. Fuente: elaboración propia

Irradiación solar	Superficie horizontal		$\lambda = 39^\circ \text{ N } \beta = 30^\circ$	Superficie inclinada		Irradiación anual	
	MJ/m ² y día	kWh/m ² y día	Factor corrección	MJ/m ² y día	kWh/m ² y día	MJ/m ² y mes	kWh/m ² y mes
Enero	7,60	2,11	1,33	10,11	2,81	313,41	87,11
Febrero	10,60	2,94	1,25	13,25	3,68	371	103,04
Marzo	14,90	4,14	1,16	17,28	4,8	535,68	148,8
Abril	18,10	5,03	1,07	19,37	5,38	581,1	161,4
Mayo	20,60	5,72	1,00	20,6	5,72	638,6	177,32
Junio	22,80	6,33	0,97	22,12	6,14	663,6	184,2
Julio	23,80	6,61	1,00	23,8	6,61	737,8	204,91
Agosto	20,70	5,75	1,08	22,36	6,21	693,16	192,51
Septiembre	16,70	4,64	1,19	19,87	5,52	596,1	165,6
Octubre	12,00	3,33	1,33	15,96	4,43	494,76	137,33
Noviembre	8,70	2,42	1,41	12,27	3,41	368,1	102,3
Diciembre	6,60	1,83	1,40	9,24	2,56	286,44	79,36
Anual	15,30	4,25		206,23	57,27	6279,75	1743,88

Así pues, la irradiación anual resultante E_A para una instalación situada en Paterna con una inclinación de los captadores de 30° es de 6.279,75 MJ/m² y año o 1.743,88 kWh/m² y año.

7. Modalidad de autoconsumo sin excedentes

En un primer estudio se elige una potencia de la instalación fotovoltaica en el entorno de 5 kW, de forma que nunca, o casi nunca, se genere más energía que la que se consume. De esta forma se garantiza un ahorro en la factura mediante la disminución del término de energía. En el apartado posterior de dimensionamiento y selección de equipos se determina la potencia exacta de la instalación.

Para garantizar la no generación de excedentes, la instalación contará con un equipo instalado en la entrada de la instalación eléctrica que impedirá el vertido a red en el caso que existiese (caso por ejemplo de generación eléctrica y ausencia de consumo en el polideportivo).


Se puede no instalar un equipo anti-vertido si se opta por la modalidad de autoconsumo con excedentes. En este caso podrá haber algún momento con vertido a red, pero será totalmente despreciable dada la potencia de la instalación.

7.1. Dimensionamiento de la instalación. Selección de equipos

Módulo fotovoltaico

Existen tres tecnologías de células fotovoltaicas, monocristalino, policristalino y amorfo. Los módulos monocristalinos son más eficientes, pero también presentan un precio elevado, los módulos amorfos son poco eficientes. Los módulos policristalinos son los más usados por su eficiencia y precio.

Para el cálculo de la instalación y la generación fotovoltaica de la misma utilizaremos paneles, modelo ATERSA A-450M de amplio uso en el sector, que presenta las siguientes características (Figura 4).



Características eléctricas GS	A-425M	A-430M	A-435M	A-440M	A-445M	A-450M
Potencia Máxima (Pmax)	425 Wp	430 Wp	435 Wp	440 Wp	445 Wp	450 Wp
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.50 V	40.70 V	40.90 V	41.10 V	41.30 V	41.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	10.50 A	10.57 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48.30 V	48.50 V	48.70 V	48.90 V	49.10 V	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11.23 A	11.31 A	11.39 A	11.46 A	11.53 A	11.60 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.55	19.78	20.01	20.24	20.47	20.70
Tolerancia de Potencia (W)						0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)						20
Máxima Tensión del Sistema (IEC)						DC 1.000 V / DC 1.500V (**)
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)						45±2

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: irradiación de 1000 w/m2, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
 Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%.
 (***) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

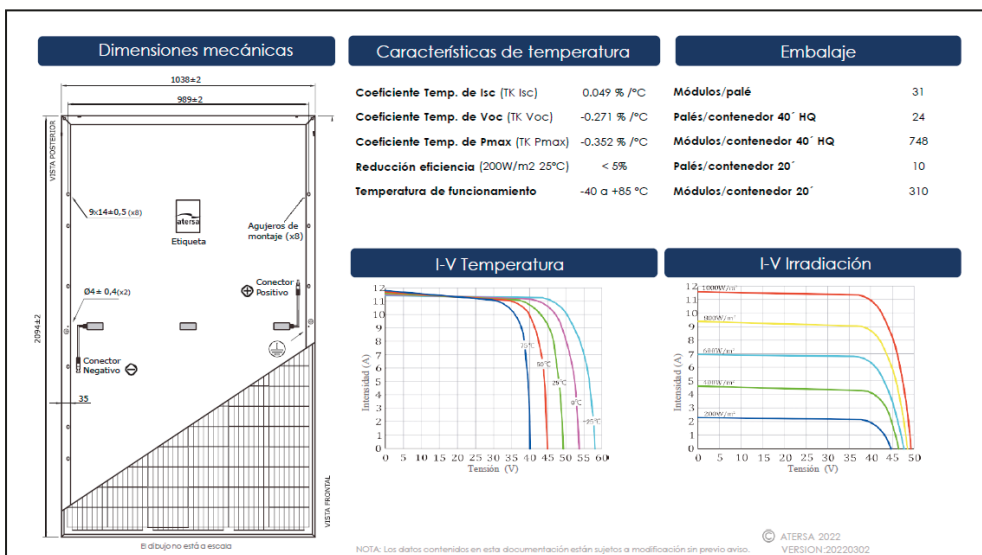


Figura 4. Módulo fotovoltaico, características

Las características a utilizar del módulo elegido son:

Potencia máxima $P_{max} = 450 \text{ W}$

Tensión máxima potencia $V_{mp} = 41,50 \text{ V}$

Corriente de máxima potencia $I_{mp} = 10,85 \text{ A}$

Tensión de circuito abierto $V_{oc} = 49,30 \text{ V}$

Corriente de cortocircuito $I_{sc} = 11,60 \text{ A}$

Máxima serie de fusibles 20 A, máxima corriente que soportan los módulos

Coef. de Temp. de I_{sc} ($TK I_{sc}$) = 0,049 %/°C, V

Coef. de Temp. de V_{oc} ($TK V_{oc}$) = -0,271 %/°C, V

Es importante destacar que, generalmente los fabricantes facilitan los datos técnicos para unas condiciones estándar de medida (CEM o STC, Stándar Test Contitions), que son:

Irradiancia G_{CEM} : 1.000 W/m²

Distribución espectral: AM 1,5 G

Temperatura de célula: = 25 °C

Calcularemos en primer lugar el número de paneles y la disposición serie/paralelo de los mismos. Para ello necesitamos las características del panel y del inversor a utilizar, que se extraen de los catálogos del fabricante.

Inversor

El RD 1699/2011, (Artículo 12), exige realizar una instalación trifásica cuando la potencia es mayor de 15 kW. Por otro lado, si el consumo es trifásico la conexión de la instalación de generación también deberá serlo. Por tanto, como el consumo es trifásico, se elige un inversor trifásico.

El CTE-HE5 (Apartado 3.2.3.2 de su versión inicial de 2006 donde se indicaban criterios generales de cálculo y que han desaparecido de la versión actual) establecía que la potencia *mínima* del inversor ha de ser del 80 % de la potencia pico de la instalación fotovoltaica, por lo tanto:

Esta exigencia se debe a la instalación fotovoltaica tiene unos rendimientos del orden de 80-85% (Performance Ratio PR), es decir no me puede extraer toda la potencia pico. Además, los inversores presentan mejores valores de rendimiento para valores de potencia altos. Si se elige un inversor de más potencia trabajará más tiempo en un rango de potencia con rendimientos bajos. Es importante tener en cuenta que la instalación trabaja durante determinadas horas con valores de potencia bajos (mañanas y tardes). Los inversores actuales presentan buenos rendimientos para regímenes de cargas bajos por lo que este requisito no resultaría necesario.

Se elige un inversor trifásico de la marca Fronius, muy utilizada en el sector, modelo Symo 5.0-3-M de 5 kW, cuyas características aparecen en la Figura 5.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)				
DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{de\ máx.1} / I_{de\ máx.2}$)			16 A / 16 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP1/MPP2)			24 A / 24 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{de\ mín.}$)			150 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{de\ arranque}$)			200 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{de,n}$)			595 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{de\ máx.}$)			1.000 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP			2	
Número de entradas CC			2 + 2	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	10,0kW _{pico}	12,0kW _{pico}	14,0kW _{pico}	16,4kW _{pico}
DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,n}$)	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)		
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3 %		
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,n}$)		0,85 - 1 ind. / cap.		

Figura 5. Inversor Fronius, características

De la tabla se puede observar las tensiones de continua de entrada al inversor mínima (150 V) y máxima (1.000 V), así como estos valores para funcionamiento en modo extracción de la máxima potencia de los módulos MPPT, tensión mínima (163 V) y máxima (800 V).

Asimismo, la corriente continua máxima de entrada al inversor es de 16 A en MPPT y de 24 A en cortocircuito.

De acuerdo con lo indicado en el Artículo 14 del RD1699/2011, el inversor deberá contar con las protecciones de la conexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión entre fases.

Conexión de los módulos fotovoltaicos

Con los valores límite de tensión e intensidad en corriente continua se determina la conexión de los módulos solares.

La tensión de los módulos aumenta logarítmicamente con la irradiancia y decrece con temperatura, mediante la siguiente expresión:

$$V_T = V_{STC} + m \times v \times \ln \frac{G}{G_{STC}} + V_{STC} \times (T - T_{cel}) \times TKV_{oc}$$

donde:

T= temperatura del emplazamiento

TKV_v = coeficiente de temperatura aplicable a tensiones (-0.271% A-450M GS)

T_{cel} = temperatura de la célula (CEM, 25 °C)

V_{STC} = valor de tensión a temperatura T

G = irradiancia W/m^2

G = irradiancia en condiciones STC, $1.000 W/m^2$

m = factor de idealidad del diodo

v = voltaje térmico

No se considera que la irradiancia supere el valor STC de $1.000 W/m^2$, por lo que la expresión se simplifica:

$$V_T = V_{STC} + V_{STC} \times (T - T_{cel}) \times TK_V$$

Como la tensión de los módulos oscila entre $V_{mp} = 41,5 V$ (tensión de máxima potencia) y $V_{oc} = 49,3 V$ (tensión de circuito abierto), en condiciones STC, los valores límite son los siguientes:

Modo MPPT, $T_{max} = 50^\circ C$ y $T_{min} = -3^\circ C$, (Valencia, pliego de condiciones térmicas IDAE):

$$V_{mpmin}(50^\circ C) = 41,50 + 41,50 \times (50 - 25) \times \frac{-0,271}{100} = 38,69 V$$

$$V_{mpmax}(-3^\circ C) = 41,50 + 41,50 \times (-3 - 25) \times \frac{-0,271}{100} = 44,65 V$$

Modo circuito abierto, $T_{max} = 50^\circ C$ y $T_{min} = -3^\circ C$, (Valencia, pliego de condiciones térmicas IDAE):

$$V_{ocmin}(50^\circ C) = 49,30 + 49,30 \times (50 - 25) \times \frac{-0,271}{100} = 45,96 V$$

$$V_{ocmax}(-3^\circ C) = 49,30 + 49,30 \times (-3 - 25) \times \frac{-0,271}{100} = 53,04 V$$

Como el rango de funcionamiento normal del inversor Fronius está comprendido entre 150 y $1.000 V$ y, en modo MPPT entre 163 y $800 V$, el número de módulos a conectar en serie deberá estar comprendido entre los siguientes valores:

$$4,21 = 163/38,69 < n^\circ \text{ módulos serie} < 800/44,65 = 17,92 \text{ máx. potencia}$$

$$3,26 = 150/45,96 < n^\circ \text{ módulos serie} < 1.000/53,04 = 18,85 \text{ cto. abierto}$$

Por tanto, el número de paneles a conectar en serie para que el inversor funcione en su rango de máxima potencia de funcionamiento estará comprendido entre 5 y 17 .

Como la potencia pico mínima a instalar es de $5 kW_p$, y considerando los paneles de $330 W_p$, tendremos:

$$N^\circ \text{ mínimo paneles} = 5/0,450 = 11,11 \rightarrow 12 \text{ paneles}$$

Se elige una configuración de 12 paneles todos ellos en serie, con lo que se garantiza una potencia superior a la mínima exigida y una configuración de paneles conectados en serie que permite que el inversor trabaje en su rango de funcionamiento MPPT.

La intensidad de la corriente varía con la irradiancia y con la temperatura, mediante la siguiente expresión:

$$I_T = I_{STC} \times \frac{G}{G_{STC}} + I_{STC} \times (T - T_{cel}) \times TKI_{sc}$$

Con los siguientes valores máximos para Valencia, en modo MPPT y cortocircuito:

Modo MPPT, $T_{max}=50\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $T_{min} = -3\text{ }^{\circ}\text{C}$, (Valencia, pliego de condiciones térmicas IDAE):

$$I_{mpmax} = 10,85 + 10,85 \times (50 - 25) \times \frac{0,049}{100} = 10,98\text{ A (}50^{\circ}\text{C)}$$

Modo cortocircuito, $T_{max}=50\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $T_{min} = -3\text{ }^{\circ}\text{C}$, (Valencia, pliego de condiciones térmicas IDAE):

$$I_{scmax} = 11,60 + 11,60 \times (50 - 25) \times \frac{0,049}{100} = 11,74\text{ A (}50^{\circ}\text{C)}$$

inferior a la intensidad máxima del inversor de 16 A en MPPT

$$I = 1 \times 10,85 = 10,85\text{ A} < 16\text{ A máximo del inversor en MPPT}$$

$$I = 1 \times 11,60 = 11,60\text{ A} < 24\text{ A máximo del inversor en cortocircuito}$$

Con esto la potencia de la instalación resulta:

$$\text{Potencia} = 12 \times 0,450 = 5,40\text{ kWp}$$

El CTE-HE5 (Apartado 3.2.3.2 de su versión inicial de 2006 donde se indicaban criterios generales de cálculo y que han desaparecido de la versión actual) establecía que la potencia *mínima* del inversor ha de ser del 80 % de la potencia pico de la instalación fotovoltaica. Este requisito no resulta exigible en la actualidad.

$$P_{inversor} \geq 0,8 \times 5,40 = 4,32\text{ kW}$$

Y las tensiones máximas de trabajo, en el punto de máxima potencia y circuito abierto, serán:

$$V_{mp} = 12 \times 44,65 = 535,80\text{ V (-}3^{\circ}\text{C)}$$

$$V_{oc} = 12 \times 53,04 = 636,48\text{ V (-}3^{\circ}\text{C)}$$

Comprobándose que no se supera la tensión máxima de entrada en el inversor de 800 V en MPPT y 1.000 V máximo de funcionamiento.

**Para seguir leyendo, inicie el
proceso de compra, click aquí**