



UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIERÍA INDUSTRIAL

Avda. Fernando Ballesteros,2
37700 BÉJAR
Telf. 923 408 080

ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

INSTALACIONES ELÉCTRICAS ESPECIALES

ASIGNATURA OPTATIVA DE 4º CURSO DEL GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

TEMA 7
Instalaciones generadoras en baja tensión
REBT ITC-40
Instalaciones fotovoltaicas

APUNTES Y MATERIALES PARA SEGUIR LA ASIGNATURA

Prof. Norberto Redondo Melchor
Dr. Ingeniero Industrial



ÍNDICE

7. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ITC-40	3
1 Normas	3
1.1 La instrucción ITC-40 y su guía de aplicación.....	3
1.2 Normativa sobre conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas.....	4
2 Autoconsumo fotovoltaico	4
2.1 Ejemplo de resultados	4
2.2 Cálculos a efectuar	7
2.2.1 Estimación de rendimientos.....	7
2.2.2 Reducción de emisiones de CO2	9
2.2.3 Correlación entre datos mensuales y energía demandada en horas de sol	10
3 Diseño de una instalación tipo	12
3.1 Componentes fundamentales.....	12
3.2 Configuración de la instalación	20
3.2.1 Verificaciones de la compatibilidad entre convertidor y placas	20
3.2.2 Canalizaciones y conductores	22
3.2.3 Secciones de los conductores.....	25
3.3 Protecciones eléctricas.....	28
3.3.1 Generalidades.....	28
3.3.2 Fundamento de la protección en corriente continua.....	30
3.3.3 Protección contra el funcionamiento en isla: mínima tensión	35
3.3.4 Otras protecciones de tensión y frecuencia	35
3.3.5 Independencia eléctrica entre la parte de corriente continua y la de alterna, y puestas a tierra.....	36
3.3.6 Fusibles de corriente continua	36
3.3.7 Evitar vertido de energía hacia la red (autoconsumo sin excedentes)	38



7. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ITC-40

1 NORMAS

1.1 La instrucción ITC-40 y su guía de aplicación

Una instalación generadora en baja tensión es aquella que transforma en energía eléctrica algún otro tipo de energía. Son ejemplos de instalaciones generadoras en baja tensión:

- Los grupos electrógenos
- Las instalaciones fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas
- Las células de combustible

El Reglamento para baja tensión establece una instrucción técnica particular para regular:

- La forma de conexión a la red pública de distribución, si procede
- La repercusión permitida de la instalación generadora sobre dicha red
- La protección eléctrica necesaria

MINISTERIO INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO	GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN	GUÍA-BT-40
		Edición: sept-13 Revisión: 1

0. ÍNDICE

0. ÍNDICE.....	1
1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	2
2. CLASIFICACION.....	3
3. CONDICIONES GENERALES.....	4
4. CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN.....	5
4.1 Instalaciones generadoras aisladas.....	9
4.2 Instalaciones generadoras asistidas.....	11
4.3 Instalaciones interconectadas.....	14
5. CARACTERÍSTICAS DE CONEXIÓN.....	26

En estos Apuntes sólo vamos a considerar las instalaciones fotovoltaicas, fundamentalmente desde el punto de vista de su seguridad eléctrica. El resto de cuestiones se consultarán en la ITC o en su guía de aplicación.



1.2 Normativa sobre conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas

El derogado Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, BOE 235, de 30 de septiembre de 2000, merece un comentario negativo sobre su nefasta redacción por la ignorancia técnica de sus autores en algunos aspectos.

Ha sido sustituido por el vigente 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*, donde afortunadamente los aspectos técnicos se confían a lo dispuesto en el Reglamento para baja tensión.

El régimen administrativo de las plantas fotovoltaicas en general está en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*.

Pero la norma que ha permitido el desarrollo de las pequeñas instalaciones en baja tensión de las que se benefician miles de abonados ha sido el más reciente Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, *por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. En el preámbulo de esta última norma aparecen muchas otras que también son de aplicación.

2 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Para diseñar una instalación fotovoltaica vinculada a una instalación receptora preexistente, para consumir en ella de toda la energía generada en la fotovoltaica, hay que:

- Analizar el patrón de consumo típico.
- Calcular el tamaño óptimo de la planta fotovoltaica.
- Estimar su coste y el plazo de recuperación de la inversión inicial.

2.1 Ejemplo de resultados

ESTUDIO DE TAMAÑO ÓPTIMO DE PLANTA FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO

Datos obtenidos del contador de la instalación receptora:

CUPS: ES0021000007071813PT
 DIRECCIÓN: xxxxxx xxxxxxxxxxxx (xxxxxx)

CONSUMOS SEGÚN FACTURAS

		P1	P2	P3	P4	P5	P6
3/2/21 0:00	28/2/21 0:00	2857600	2128400	0	0	0	3353000
28/2/21 0:00	31/3/21 0:00	0	3654185	3784815	0	0	3663000
31/3/21 0:00	30/4/21 0:00	0	0	0	4372721	2659834	4072445
30/4/21 0:00	31/5/21 0:00	2468000	4825000	2200000	475000	1471000	897000
31/5/21 0:00	30/6/21 0:00	0	0	5366710	3521290	0	5392000
30/6/21 0:00	31/7/21 0:00	6152000	4100000	0	0	0	6634000



		P1	P2	P3	P4	P5	P6
31/7/21 0:00	31/8/21 0:00	0	0	4614000	3367000	0	6398000
31/8/21 0:00	30/9/21 0:00	0	0	5428000	3604000	0	5445000
30/9/21 0:00	31/10/21 0:00	0	0	0	4753000	3434000	5810000
31/10/21 0:00	30/11/21 0:00	0	4075000	3014000	0	0	4136000
30/11/21 0:00	31/12/21 0:00	3821000	2503000	0	0	0	4340000
31/12/21 0:00	31/1/22 0:00	3233000	1981000	0	0	0	3963000

El problema fundamental con esta información es que no son datos desglosados por horas y días, sino agrupados por períodos y meses, con lo que no se puede saber cuál es el consumo en horas de sol (el consumo que se podría transformar en autoconsumo de la energía generada por la instalación fotovoltaica).

Pero si conocer ese consumo en horas de sol no se puede optimizar el tamaño de la instalación fotovoltaica, que es lo que se muestra en la fig. 1. En ella se observa cómo siempre hay un tamaño ideal de planta fotovoltaica:

- Instalaciones demasiado pequeñas producen menos energía que la auto consumible, con lo que el rendimiento económico a medio y largo plazo no es óptimo.
- Instalaciones demasiado grandes permiten lograr mayores niveles de autoconsumo, pero como son inicialmente más caras, el rendimiento económico a medio y largo plazo tampoco es óptimo.

POTENCIA ÓPTIMA: 50.4 kW

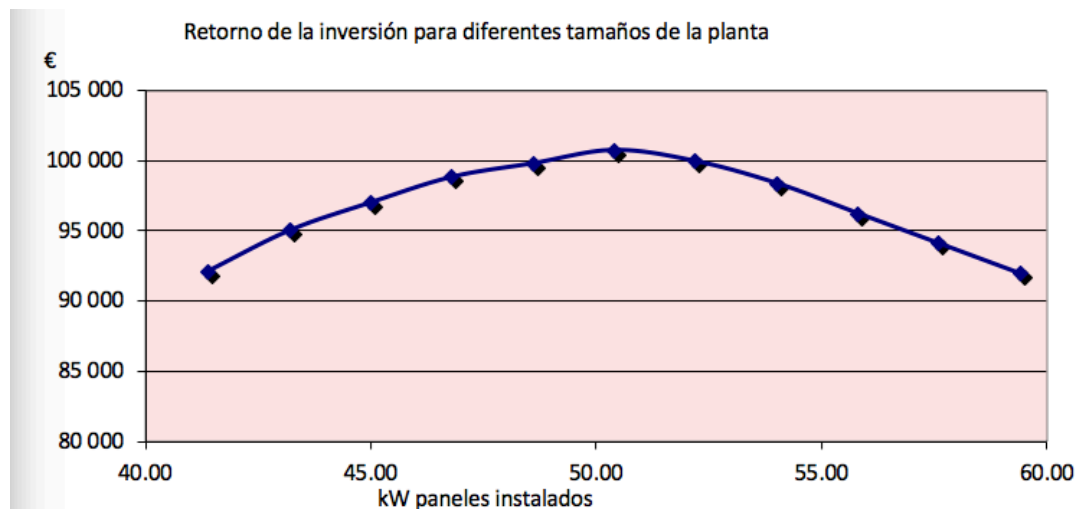


Fig. 1 Tamaño óptimo de la planta fotovoltaica en función del importe neto de beneficios al cabo de 11 años.

En la fig. 2 se comprueba cómo la generación posible cubre totalmente la demanda esperada en horas de sol, por lo que puede ser auto consumida toda ella sin excedentes.

Pero en la fig. 3 hay parte de la demanda en horas de sol que no se cubre con producción propia, porque la planta es demasiado pequeña.



COBERTURA DE DEMANDA PARA POTENCIA ÓPTIMA

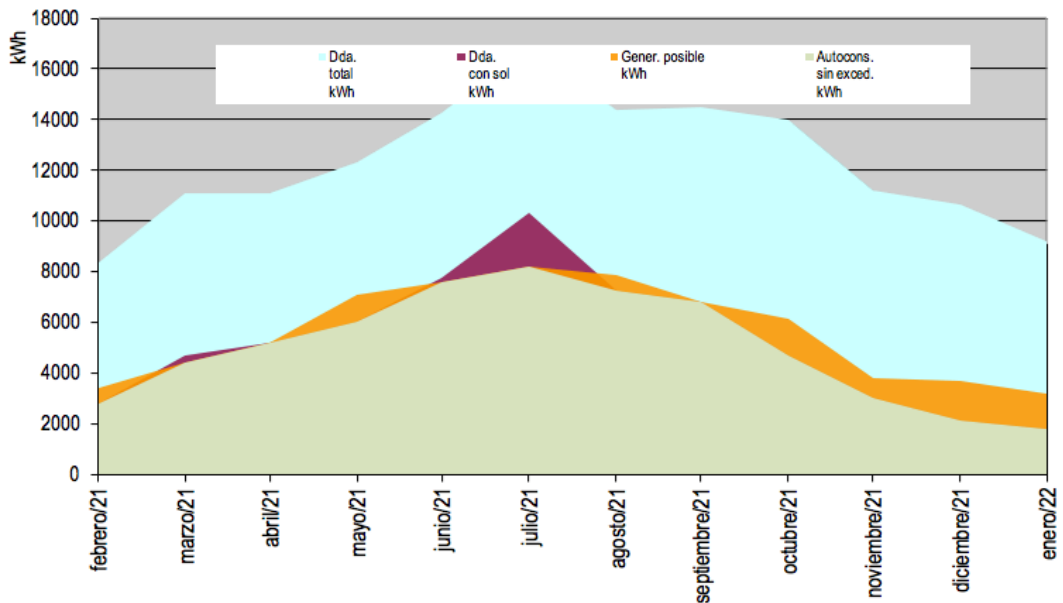


Fig. 2 Estimación de autoconsumo para el tamaño óptimo (50.4 kW)

PLANTA DEMASIADO PEQUEÑA

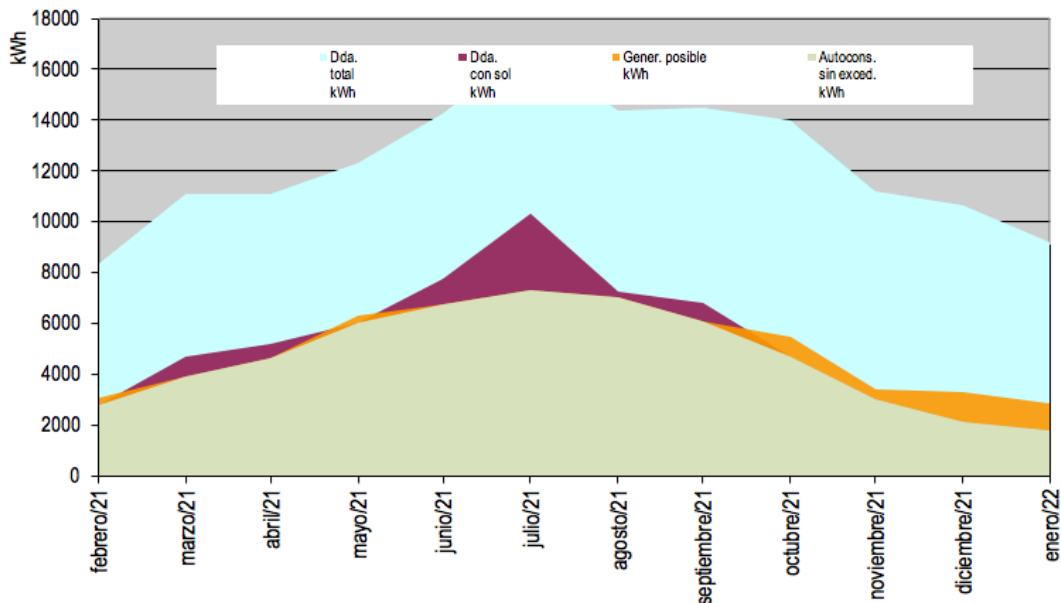


Fig. 3 Estimación de autoconsumo para un tamaño inferior al óptimo (45.0 kW)

En las tablas que siguen se recogen los datos que han servido para representar las gráficas de la Fig. 2. Los 'Excedentes perdidos' son la zona visible de la curva de 'Generación posible' en color naranja.

Los cálculos se explican en el apartado 0 más adelante.



RESUMEN PRODUCCIÓN MENSUAL PARA POTENCIA ÓPTIMA

Mes/año	Gener. posible kWh	Autocons. sin exced. kWh	Excedentes (perdidos) kWh	Acum. diaria kWh	Gener. total kWh
feb-21	3 431	2 807	624		2 807
mar-21	4 383	4 383			4 383
abr-21	5 214	5 207	7		5 207
may-21	7 069	6 050	1 019		6 050
jun-21	7 565	7 565			7 565
jul-21	8 189	8 189			8 189
ago-21	7 863	7 253	609		7 253
sept-21	6 783	6 783			6 783
oct-21	6 123	4 673	1 451		4 673
nov-21	3 783	3 042	741		3 042
dic-21	3 700	2 103	1 597		2 103
ene-22	3 181	1 776	1 405		1 776
Total	67 285	59 832	7 453	0.00	59 832

EMISIONES CO₂ (*)

MES	tCO ₂ /MWh	Dda. act. kWh	tCO ₂	Gen. esp. kWh	tCO ₂
feb-21	0.261	8 339	2.18	2 807	0.73
mar-21	0.141	11 102	1.57	4 383	0.62
abr-21	0.165	11 105	1.83	5 207	0.86
may-21	0.228	12 336	2.81	6 050	1.38
jun-21	0.238	14 280	3.40	7 565	1.80
jul-21	0.275	16 886	4.64	8 189	2.25
ago-21	0.276	14 379	3.97	7 253	2.00
sept-21	0.280	14 477	4.05	6 783	1.90
oct-21	0.327	13 997	4.58	4 673	1.53
nov-21	0.348	11 225	3.91	3 042	1.06
dic-21	0.284	10 664	3.03	2 103	0.60
ene-22	0.241	9 177	2.21	1 776	0.43
Total		146 967	38.17	59 832	15.15
Total emisiones CO ₂ esperadas (t/año)=					23.02

RESUMEN EMISIONES CO₂ (*)

Situación	Consumo anual de energía eléctrica de la red (kWh)	Emisiones de CO ₂ producidas (kg)
Actual	147 967	38 175
Proyectada	88 135	23 020
Reducción	40.4%	39.7%

(*) Se obtienen aplicando porcentajes fijos en toneladas de CO₂ por cada MWh a la energía eléctrica auto consumida. Esos porcentajes los fija la proporción de energía eléctrica del sistema nacional producida a partir de energías no renovables. Red Eléctrica de España (REE) los publica periódicamente, como los datos de la tabla del apartado 2.2.2, pág. 9 más adelante.

2.2 Cálculos a efectuar

2.2.1 Estimación de rendimientos

Antes de evaluar los rendimientos como ilustran las figuras siguientes es necesario obtener



datos de irradiación solar. Hay una fuente gratuita en

PVGIS online:: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (ver Fig. 20, pág. 17)

11	Emplazamiento					RDT	Parámetro de rendimiento global:					
12	Latitud (L)	40º N				0,225	Rpv	Rendimiento paneles PV				
13	Longitud	5º W				0,970	Fpol	Factor de polvo y suciedad				
14	Altitud (m)	800					PR	Parámetro de rendimiento eléctrico:				
15	Azimut instalación (A)	0º				0,950	FCcc	Pérdidas en corriente continua				
16	Inclinación instalación (B)	30				0,995	FCca	Pérdidas en corriente alterna				
17						0,995	FD	Pérdidas por diferencias entre paneles				
18	Potencia por panel	450 Wp				0,991	Rinv	Rendimiento máximo inversores				
19	Número de paneles	124 ud				15,0	Trefin	Temperatura ambiente p/ rdto máximo, ºC				
20	Superficie por panel	2,00 m2				2,30%	Δinv	Reducción rdto. inversor %/ºC sobre Trefin				
21	Superficie solar total	248,0 m2				5,0	TrefPv	Temperatura ambiente p/ rdto máximo, ºC				
22	Potencia PV instalada	55,8 kW				0,40%	Δpv	Reducción rdto. MPP paneles %/ºC sobre TrefPv				
23												
24	Tabla de parámetros											
25		MES	T ºC	Rpv	Fpol	FCcc	FCca	FD	Finv	FT	PR	RDT
26		Ene	4,0	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	1,000	0,932	0,203
27		Feb	3,7	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	1,000	0,932	0,203
28		Mar	7,1	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	0,992	0,924	0,202
29		Abr	10,5	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	0,978	0,912	0,199
30		May	14,1	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	0,964	0,898	0,196
31		Jun	18,5	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,920	0,946	0,819	0,179
32		Jul	22,5	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,829	0,930	0,725	0,158
33		Ago	22,1	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,838	0,932	0,734	0,160
34		Sep	18,2	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,927	0,947	0,826	0,180
35		Oct	13,3	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	0,967	0,901	0,197
36		Nov	7,6	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	0,990	0,922	0,201
37		Dic	4,8	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,991	1,000	0,932	0,203
38		Promedio	12,2	0,225	0,970	0,950	0,995	0,995	0,954	0,870	0,190	
39												
40	Irradiación solar. Datos extraídos de:											
41	Pvgis online											

Fig. 4 Rendimiento eléctrico mensual de la instalación fotovoltaica por todos los conceptos

42	Estimación de rendimientos energéticos (kWh)										
43		MES	DIAS	kWh/m2 y mes	Ep/mes kWh	HPS	RDT	Epg/día kWh	Epg/mes kWh		
44	1	Ene	31	69.8	13 960	2.3	20.3%	92	2 840	Gdm	
45	2	Feb	28	75.3	15 060	2.7	20.3%	109	3 064	HPS	
46	3	Mar	31	97	19 400	3.1	20.2%	126	3 913		
47	4	Abr	30	117	23 400	3.9	19.9%	155	4 655	PRG	
48	5	May	31	161	32 200	5.2	19.6%	204	6 312	Ep	
49	6	Jun	30	189	37 800	6.3	17.9%	225	6 755	Epg	
50	7	Jul	31	231	46 200	7.5	15.8%	236	7 312		
51	8	Ago	31	219	43 800	7.1	16.0%	226	7 020		
52	9	Sep	30	168	33 600	5.6	18.0%	202	6 056		
53	10	Oct	31	139	27 800	4.5	19.7%	176	5 467		
54	11	Nov	30	83.9	16 780	2.8	20.1%	113	3 378		
55	12	Dic	31	81.2	16 240	2.6	20.3%	107	3 304		
56		Promedio	365	136	326 240	4.5	19.0%	26	60 076	total kWh	
57											
58		TOTAL DE ENERGÍA GENERADA:							60 076	kWh/año	
59		HORAS DE PRODUCCIÓN EQUIVALENTES:							1 335	h/año	

Fig. 5 Energía potencialmente generada mes a mes

62	ESTIMACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA OBTENIDA CONTANDO CON FINANCIACIÓN EXTERNA									
63	100% AUTOCONSUMO									
64										
65	AÑO	kWh/año	€/kwh	Ingr.bruto	Cp €	Cs €	Cm €	Neto €	Acum €	
66	1	56 163	0.300	16 849	0	1 500		15 349	15 349	
67	2	56 135	0.306	17 177	8 337	1 524		7 317	22 666	
68	3	56 107	0.312	17 512	8 337	1 548		7 627	30 293	
69	4	56 079	0.318	17 853	8 337	1 573		7 944	38 236	
70	5	56 051	0.325	18 201	8 337	1 598		8 266	46 502	
71	6	56 023	0.331	18 556	8 337	1 624	1 000	7 595	54 098	
72	7	55 995	0.338	18 918	8 337	1 650	1 016	7 915	62 013	
73	8	55 967	0.345	19 287	8 337	1 676	1 032	8 241	70 254	
74	9	55 939	0.351	19 662	8 337	1 703	1 049	8 574	78 828	
75	10	55 911	0.359	20 046	8 337	1 730	1 066	8 913	87 741	
76	11	55 883	0.366	20 436	8 337	1 758	1 083	9 259	97 000	
77	12	55 855	0.373	20 835	0	1 786	1 100	17 949	114 949	
78	13	55 827	0.380	21 241	0	1 815	1 118	18 308	133 257	
79	14	55 799	0.388	21 655	0	1 844	1 135	18 675	151 932	
80	15	55 771	0.396	22 077	0	1 873	1 154	19 050	170 982	
81	16	55 743	0.404	22 507	0	1 903	1 172	19 432	190 414	
82	17	55 716	0.412	22 946	0	1 934	1 191	19 821	210 235	
83	18	55 688	0.420	23 393	0	1 965	1 210	20 218	230 454	
84	19	55 660	0.428	23 849	0	1 996	1 229	20 624	251 077	
85	20	55 632	0.437	24 314	0	2 028	1 249	21 037	272 114	
86	21	55 604	0.446	24 787	0	2 060	1 269	21 458	293 572	
87	22	55 576	0.455	25 271	0	2 093	1 289	21 888	315 460	
88	23	55 549	0.464	25 763	0	2 127	1 310	22 326	337 786	
89	24	55 521	0.473	26 265	0	2 161	1 331	22 774	360 560	
90	25	55 493	0.483	26 777	0	2 196	1 352	23 230	383 790	

Fig. 6 Aproximación a los rendimientos económicos



Otra opción es utilizar el programa PVSYST para Windows que ofrece 30 días de prueba gratuita, y que produce resultados muy detallados.

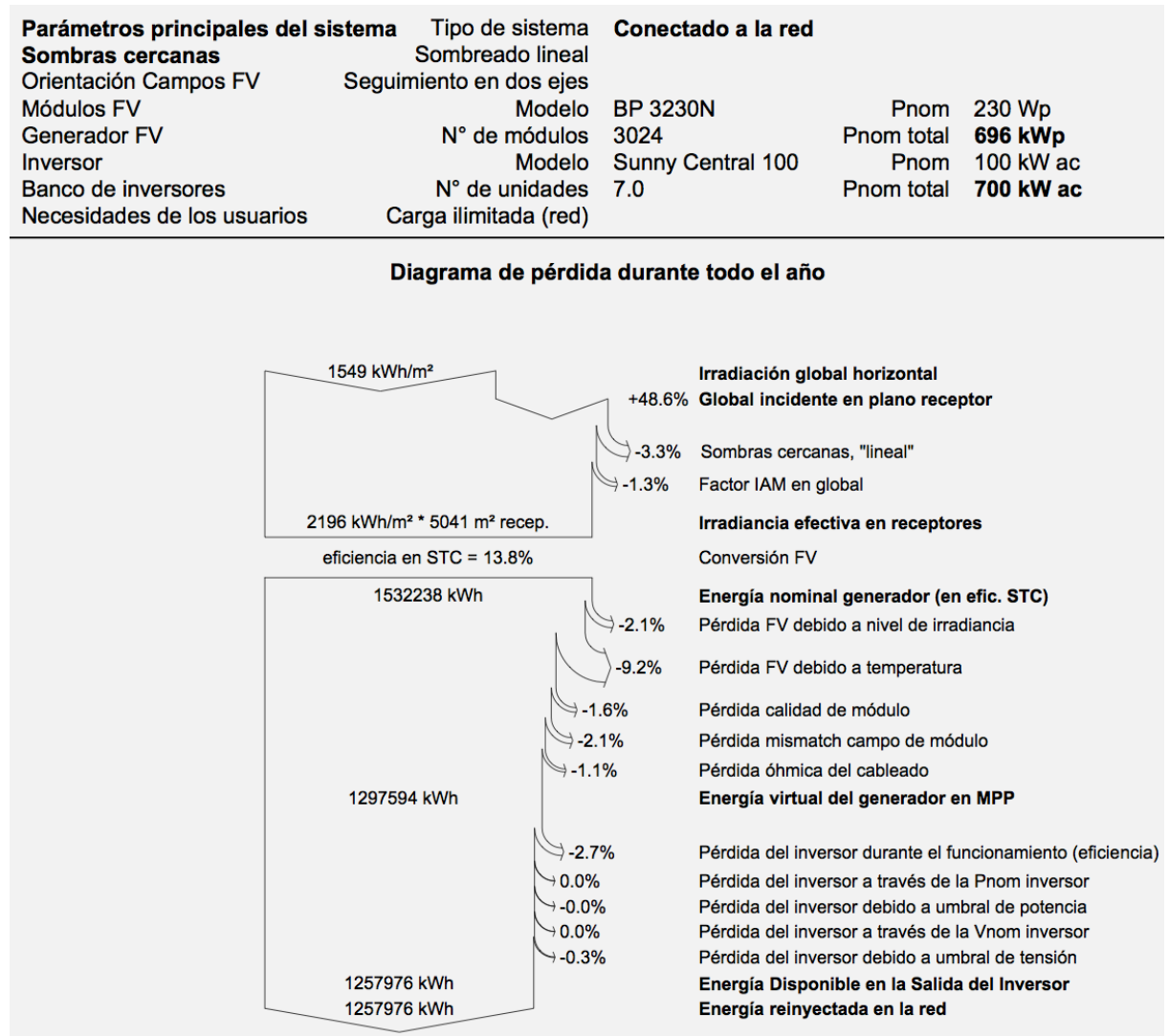


Fig. 7 Uno de los resultados del programa PVSYST (v.5.0) para Windows

2.2.2 Reducción de emisiones de CO₂

REE:: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

TABLA DE FACTORES DE CONVERSIÓN CO₂ MIX ESPAÑOL

MES	tCO ₂ /MWh
1	0,241
2	0,261
3	0,141
4	0,165
5	0,228
6	0,238
7	0,275
8	0,276



TABLA DE FACTORES DE
 CONVERSIÓN CO₂ MIX ESPAÑOL

MES	tCO ₂ / /MWh
9	0,280
10	0,327
11	0,348
12	0,284

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Emisiones de CO₂ asociadas a la generación mensual nacional

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.
Carbón	1.885.487	1.539.386	1.071.923	859.259	1.000.569	1.521.529	2.605.381	2.966.364
Fuel + Gas ⁽¹⁾	630.352	561.611	528.171	533.000	615.464	634.423	652.914	662.436
Ciclo combinado ⁽²⁾	2.174.460	1.952.669	1.716.111	1.795.477	1.867.858	2.197.289	2.738.987	2.351.534
Térmica renovable ⁽³⁾	42.660	38.492	41.820	42.969	46.737	45.723	45.565	47.397
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	987.720	919.126	971.422	946.843	958.278	943.424	970.340	803.025
Residuos no renovables	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisiones (tCO₂)	5.720.678	5.011.284	4.329.447	4.177.548	4.488.905	5.342.388	7.013.187	6.830.754
Factor de emisión de CO₂ (tCO₂/MWh)	0,219	0,208	0,172	0,189	0,200	0,235	0,272	0,286

⁽¹⁾ En el sistema eléctrico de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.
⁽²⁾ Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal.
⁽³⁾ Incluye residuos hasta el 31/12/2010.

2.2.3 Correlación entre datos mensuales y energía demandada en horas de sol

Se parte de una estimación de los momentos del día, mes a mes, donde el rendimiento de la instalación fotovoltaica se espera que sea interesante. Son los bloques amarillos de la Fig. 8.

Estos bloques, corregido el desfase que produce el cambio de hora en verano, se deben superponer sobre la tabla de distribución de los 6 períodos tarifarios actuales, como se hace en la Fig. 8 (pero considerando que ahora la tabla vigente ha cambiado y es la de la Fig. 9).

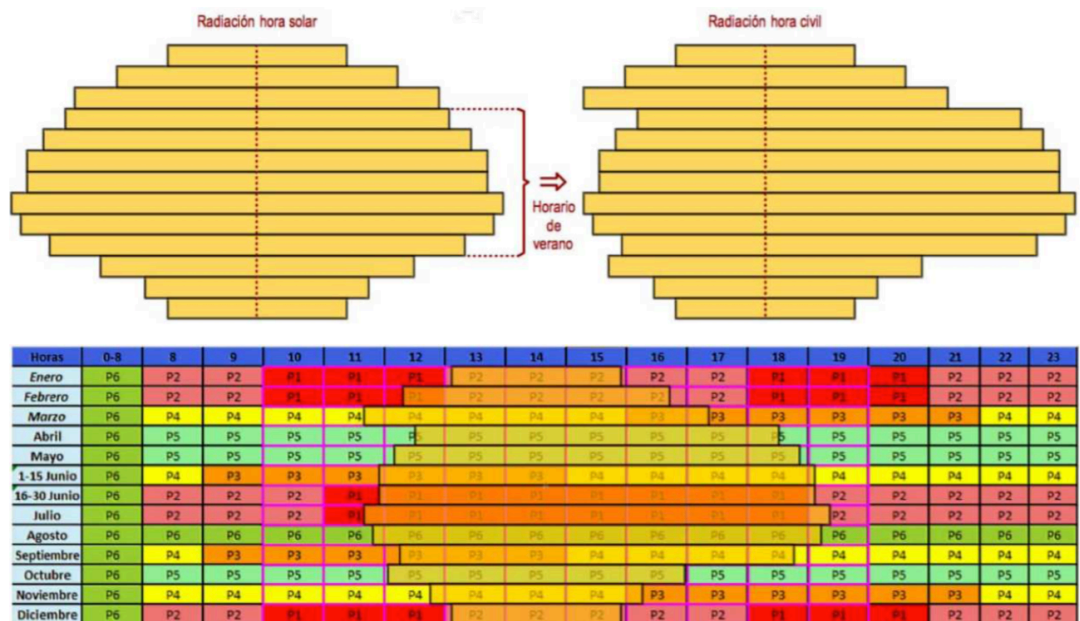


Fig. 8 Horas de sol en un patrón antiguo de períodos tarifarios



PENINSULA - 3.0TD y 6.XTD			Horas																							
			0-8h							8-9h	9-14h					14-18h				18-22h				22-24h		
Días	MeSES	Temporada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Laborables	Enero	Alta	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
	Febrero		P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
	Marzo	Media alta	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3
	Abril	Baja	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5
	Mayo		P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5
	Junio	Media	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
	Julio	Alta	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
	Agosto		P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
	Septiembre	Media	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4
	Octubre	Baja	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5
	Noviembre	Media alta	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3
	Diciembre	Alta	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
Fines de semana y festivos			P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	

Fig. 9 Patrón actual de períodos tarifarios

Ahora ya es posible establecer una correlación proporcional entre las horas de sol y los períodos tarifarios a los que corresponde. La tabla siguiente muestra los algoritmos de reparto de la energía facturada en los 6 períodos que le correspondería a las horas de sol.

**CORRELACIÓN PROPORCIONAL entre
 PERÍODOS TARIFARIOS y DEMANDA EN HORAS DE SOL**

Mes	Algoritmo demanda estimada
ENERO	$1/9 \cdot P1 + 2/7 \cdot P2 + 3/24 \cdot P6$
FEBRERO	$2/9 \cdot P1 + 3/7 \cdot P2 + 5/24 \cdot P6$
MARZO	$3/9 \cdot P2 + 3/7 \cdot P3 + 6/24 \cdot P6$
ABRIL	$3/9 \cdot P4 + 4/7 \cdot P5 + 7/24 \cdot P6$
MAYO	$3/9 \cdot P4 + 4/7 \cdot P5 + 7/24 \cdot P6$
JUNIO	$4/9 \cdot P3 + 4/7 \cdot P4 + 8/24 \cdot P6$
JULIO	$5/9 \cdot P1 + 4/7 \cdot P2 + 9/24 \cdot P6$
AGOSTO	$4/9 \cdot P3 + 4/7 \cdot P4 + 8/24 \cdot P6$
SEPTIEMBRE	$3/9 \cdot P3 + 4/7 \cdot P4 + 7/24 \cdot P6$
OCTUBRE	$2/9 \cdot P4 + 3/7 \cdot P5 + 5/24 \cdot P6$
NOVIEMBRE	$1/9 \cdot P2 + 3/7 \cdot P3 + 4/24 \cdot P6$
DICIEMBRE	$1/9 \cdot P1 + 2/7 \cdot P2 + 3/24 \cdot P6$

Estos algoritmos consideran que el consumo se reparte por igual en todas las horas del día, pero ello no suele ser así ya que tiende a concentrarse durante las horas de sol. Por ello en el ejemplo mostrado se ha incrementado el resultado un 25%.

3 DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN TIPO

3.1 Componentes fundamentales

CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

en condiciones normalizadas
 (STC *standard test conditions*)

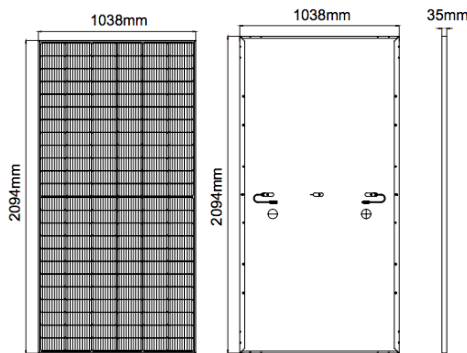


Fig. 10 Panel fotovoltaico típico (año 2023)

ELECTRICAL PERFORMANCE

Module type: ESPHSC	450M
Maximum Power(Wp)	450W
Open circuit Voltage(Voc)	49.30V
Short circuit Current(Isc)	11.60A
Maximum Power Voltage(Vm)	41.50V
Maximum Power Current(Imp)	10.85A
Module efficiency	20.70%
Maximum Series Fuse	20A
Watts positive tolerance	0~+3%
Number of Diode	3
Standard Test Conditions	1000W/M ² , 25°C, AM1.5
Maximum System Voltage	1000/1500V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0.049%/°C
Temperature-Coefficient Voc	-0.271%/°C
Temperature-Coefficient Pmpp	-0.352%/°C
Normal Operating Cell Temperature	-40°C...+85°C
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)

El fabricante ha deducido las características anteriores de las gráficas que representan la relación entre la tensión entre los bornes de la placa y la intensidad a que ésta da lugar [a la derecha, en abscisas la tensión continua en V, y en ordenadas, la intensidad en A].

Estas gráficas se obtienen de mediciones en el laboratorio del fabricante.

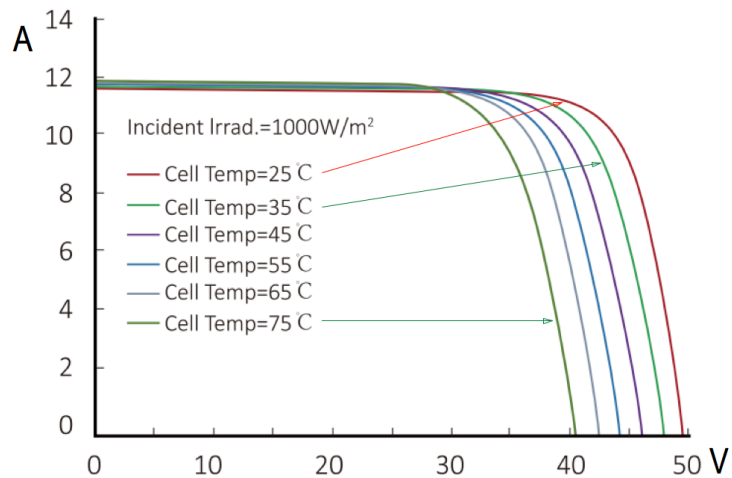


Fig. 11 Relación tensión intensidad para la placa fotovoltaica de la Fig. 10

Se observa que la intensidad es continua para la polaridad de la tensión adecuada, y nula para la polaridad contraria (cero amperios para tensiones negativas).

Puede apreciarse cómo la placa resulta ser una fuente de intensidad ⁽¹⁾ en todo el tramo horizontal, es decir, desde 0 V hasta que la curva empieza a descender en el entorno de los 40 V. Para una temperatura de la placa de 25°C y contando con una irradiación normalizada de 1000 W/m², esta tensión vienen a ser unos 41.5 V aproximadamente. Para temperaturas mayores dicha tensión a partir de la cual la placa deja de ser una fuente de intensidad ideal es menor.

¹ Se recuerda que una característica esencial de una fuente de intensidad es que mantiene constante la intensidad que circula por ella con independencia de la tensión a la que se la someta, es decir, cualquiera que sea la tensión que se aplique a sus bornes. Esta placa solar tiene exactamente ese comportamiento en todo el tramo horizontal de su curva característica.

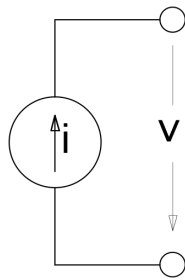


Fig. 12

La potencia que entrega la placa como fuente de intensidad es, si la intensidad y la tensión tienen el sentido representado en la Fig. 12:

$$p = v i$$

Luego para que la placa entregue la máxima potencia hay que conseguir que el producto de la tensión que se le aplica por la intensidad que da en ese caso sea máximo.

$$p_{max} = v_{mp} i_{mp}$$

Evidentemente ese punto, que llamaremos de máxima potencia (*mp*, o en inglés *mpp* de *maximum power point*), estará próximo al lugar donde la intensidad deja de ser constante, donde empieza a decrecer, pues ahí las tensiones son muy altas y la intensidad todavía lo es. Ese punto define la tensión que se deberá aplicar a la placa en todo momento para extraer de ella siempre el mejor rendimiento.

El dispositivo encargado de fijar la tensión a la placa es el convertidor (*inverter* en inglés, por lo que muchos lo llaman “inversor”), que no es sino un rectificador de doble onda que transforma la tensión alterna de la red pública de distribución en una tensión continua suficientemente alisada y perfecta, del valor adecuado para colocar a las placas en su punto de máxima potencia.

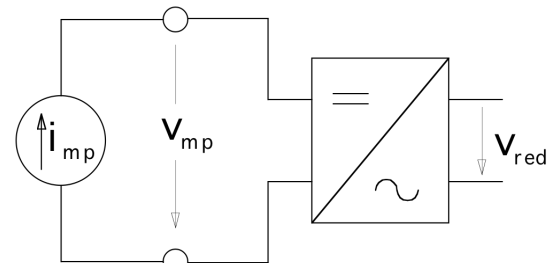


Fig. 13

Los convertidores disponen de un rango limitado de tensiones continuas que ofrecer a las placas que a ellos se conectan. Los fabricantes a veces lo denominan “rango de tensiones de entrada del inversor”, pero es el intervalo dentro del cual el convertidor puede detectar cuál es la tensión que produce el aprovechamiento óptimo de las fuentes de intensidad que a él se conectan.

Fuera de ese rango, tanto por encima como por debajo, el convertidor será incapaz de obtener el mejor rendimiento posible de las placas fotovoltaicas.

Ese rango de tensiones es usualmente superior a 200 V e inferior a 1000 V en corriente continua. Como las placas requieren una v_{mp} del orden de las decenas de voltios, es preciso conectar varias placas *en serie* para que puedan entrar dentro del rango de regulación del convertidor (Fig. 14).

Al conectar, por ejemplo, 10 placas de las anteriores en serie, cada una se verá sometida a 1/10 de la tensión ofrecida al conjunto. Como su tensión v_{mp} es de 41.5 V a 25°C, el convertidor deberá ofrecer a la serie de placas 415 V, logrando así obtener el máximo rendimiento de todas ellas.

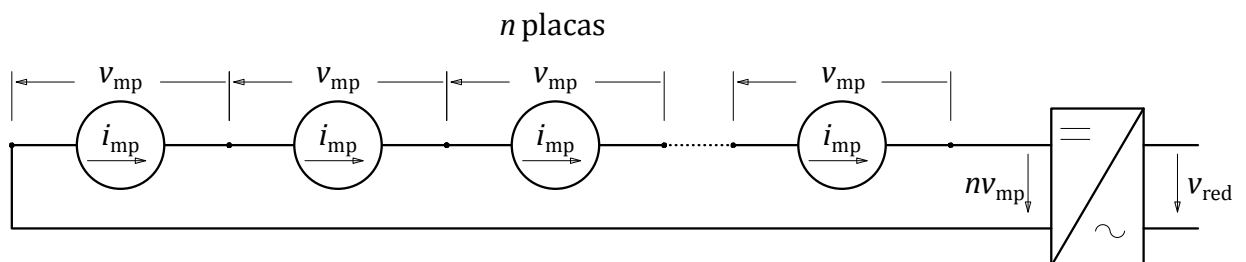


Fig. 14 Conexión de n placas iguales en serie.

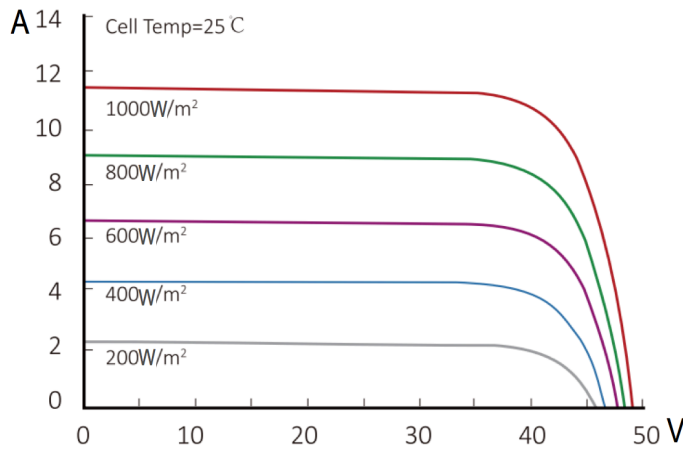


Fig. 15

El punto óptimo de trabajo de cada serie de placas depende sobre todo de su temperatura, luego el convertidor tendrá que proceder a ajustar frecuentemente la tensión ofrecida al conjunto, para hacer máximo siempre el producto tensión por intensidad.

Pero también hay que tener en cuenta la influencia de la radiación solar incidente sobre la potencia de la instalación. La gráfica de la Fig. 15 representa la intensidad proporcionada por la placa vista más arriba para distinta radiación solar.

La potencia radiación recibida sobre la placa se ve influenciada por numerosos factores, destacando por supuesto los atmosféricos, pero cambia también a lo largo del día por la distinta elevación del sol y su acimut (posición respecto del sur geográfico), con lo que los ajustes del convertidor deben ser prácticamente continuos.

En la práctica, los equipos comercialmente disponibles regulan constantemente, de forma casi instantánea, gracias al control ejercido sobre su electrónica de potencia por un pequeño procesador.

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONVERTIDORES

Son equipos electrónicos de potencia, que convierten la energía eléctrica entregada por las placas en corriente continua (c.c.), en energía eléctrica que se introduce en la red de corriente alterna (c.a.).



Potencia nominal c.a.	5000 W
Tensión nominal c.a.	230 V
Intensidad nominal c.a.	21.74 A
Frecuencia nominal c.a.	50 Hz
Factor de potencia	$-0.85 \leq \cos \varphi \leq +0.85$
Rendimiento (η_{EU})	96.1 %
Máxima potencia entrada c.c.	7.5 kW
Nº MPPT	2
Nº entradas c.c.	2 + 2
Intensidad nominal entrada c.c.	12 A / 12 A
Intensidad máxima entrada c.c.	24 A / 24 A
Rango tensión MPP c.c.	$200 \text{ V} \leq U_{MPP} \leq 800 \text{ V}$
Tensión máxima entrada c.c.	1000 V

/ Perfect Working / Solar Energy / Perfect Charging



Fronius International GmbH
 Certifica que toda la gama de inversores Fronius PRIMO con línea SP, cumplen las siguientes características:

- Dispone de interruptor de interconexión interno para la desconexión automática.
- Dispone de protección interna de mínima y máxima tensión y frecuencia de red. Así el inversor desconecta si la red sufre de los siguientes valores críticos, en el tiempo indicado:

Parámetro	Límite de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión clase 1	U _n + 10%	1,5 s
Sobretensión clase 2	U _n + 15%	0,2 s
Tensión mínima	U _n - 10%	1,5 s
Frecuencia máxima	50 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s

- En caso de actuación de la protección de mínima frecuencia, la reconexión solo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.
- Siempre que exista presencia a la entrada, el inversor mantendrá la conexión a la red sincronizándose con la red en tensión (+ 8%), en frecuencia (+/- 0,1%) y en fase (+/- 10%).
- El software de gestión de las protecciones de tensión y frecuencia no es accesible al usuario.
- Dispone de red de bloqueo de protecciones, con un tiempo de programación y rearme automático de 150 segundos. Este red es activado por las protecciones de máxima y mínima tensión y frecuencia.
- La corriente continua inyectada a red no supera el 0,5% de la corriente nominal, habiendo sido comprobado mediante ensayo por laboratorio externo, tal como indica la 'Nota de información de aislamiento de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en Baja Tensión' del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con resultado favorable.
- Dispone de un vigilante de aislamiento a tierra en el lado de corriente.
- Dispone de protección contra funcionamiento en isla, cumpliendo con lo indicado en la Norma UNE EN 50438, en la IEC 62116, en la UNE 20600-2:11 y en la UNE 20607-1:16:2013.
- Presenta un coeficiente de distorsión armónica menor del 3%.
- Los dispositivos para la monitorización de frecuencia y tensión presentan un error en la medida inferior al 5%.
- El inversor cumple con todas las normas y directivas de seguridad aplicables:
- RD 413/2014, RD 1699/2011 y RD 661/2007 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Directiva 2004/108/CE, sobre compatibilidad electromagnética.
- DIN EN 61000-6-2, DIN EN 61000-6-4, y DIN EN 50178 sobre emisión de armónicas.
- P.O. 12.3 según RD 1963/2010 para instalaciones de potencia superior a 2MW.

Rainer Sanbarger
 Director General Inversor España

FRONIUS ESPAÑA, S.L.U.
 C/ SANTIAGO DE COMPOSTELA, 10
 37002 SALAMANCA (España)

El fabricante tiene la obligación de certificar que el convertidor dispone de las siguientes protecciones:

- Contra funcionamiento 'en isla' (apagado automático en caso de desconexión de red)
- Sobre/sub tensión
- Sobre/sub frecuencia
- Vigilante de aislamiento en lado c.c.

Además debe certificar el cumplimiento de los Reales Decretos 1699/2011 y 413/2014 sobre conexión de instalaciones a la red de baja tensión.

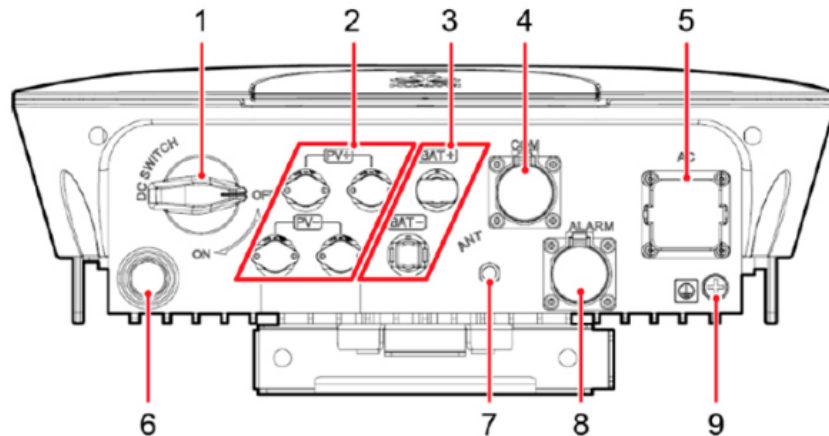


Fig. 16 Convertidor Huawei SUN2000L-3: 1. Seccionador conexiones c.c. 2. Paneles fotovoltaicos 3. Baterías 4. Conector RJ45 para comunicaciones 5. Corriente alterna 6. Válvula de ventilación 7. Antena WiFi 8. Contacto relé alarma 9. Conexión a tierra

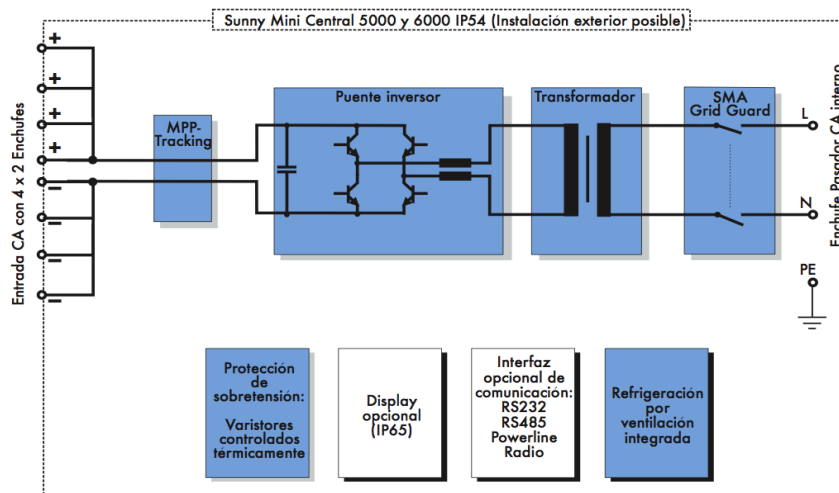


Fig. 17 Esquema simplificado de los módulos que componen un antiguo convertidor, de los que llevaban transformador de aislamiento entre el lado de corriente continua y el lado de corriente alterna.

Los convertidores venían dotados inicialmente de un costoso transformador separador de circuitos que aislaba el lado de corriente continua del lado de corriente alterna (Fig. 17). De esta manera se garantizaba el funcionamiento del sistema de protección IT (partes activas aisladas de tierra, masas conectadas a tierra) que es la esencia de la protección eléctrica en el lado de corriente continua.

Ahora ya no lo llevan, por lo que han reducido su coste y su peso. La seguridad eléctrica queda asegurada si se mantiene el esquema IT en el lado de corriente continua y se coloca protección diferencial para los esquemas TN o TT en el lado del corriente alterna.

RENDIMIENTO DE LOS CONVERTIDORES

El rendimiento de los convertidores depende fundamentalmente de la potencia suministrada a la red en corriente alterna y en menor medida de la tensión de funcionamiento en el lado de corriente continua.

Para facilitar la comparación entre distintos convertidores se ha creado el rendimiento europeo η_{EU} en la UNE-EN 50530 que presumiblemente pase al próximo Reglamento europeo de ecodiseño de convertidores.

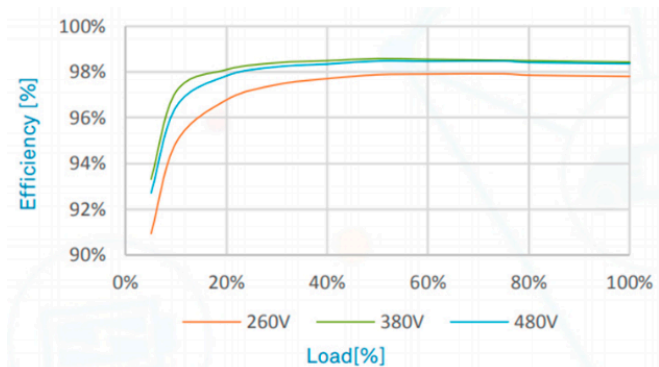


Fig. 18 Rendimiento de un convertidor Huawei SUN2000L-3 de 3.68 kW en función de la potencia suministrada en c.a. y de la tensión de funcionamiento en c.c.

Primero se define el rendimiento del inversor para una potencia dada como el producto de dos rendimientos parciales:

$$\eta_{total} = \eta_{inv} \eta_{SMPP}$$

$$\eta_{inv} = \frac{p_{salida}}{p_{entrada}}$$

rendimiento de conversión c.c. a c.a.

$$\eta_{SMPP}$$

rendimiento del sistema de búsqueda automática del punto de máxima potencia.

Y luego el rendimiento europeo es una composición del rendimiento total a diferentes potencias del sistema MPP:

$$\eta_{EU} = 0.03 \eta_{5\%} + 0.06 \eta_{10\%} + 0.13 \eta_{20\%} + 0.10 \eta_{30\%} + 0.48 \eta_{50\%} + 0.20 \eta_{100\%}$$

SOPORTES FIJOS

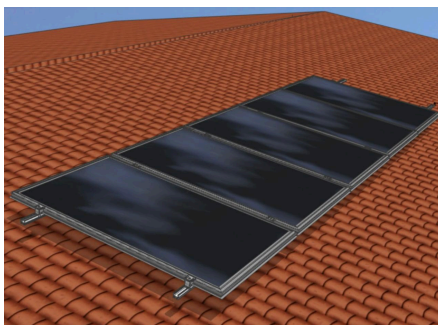




Fig. 19 Distintas soluciones de soporte para placas fijas

Se pueden colocar los paneles solares en estructuras fijas coplanares con las cubiertas de los edificios, o ligeramente elevadas respecto de ellas, o en cubiertas planas pero inclinándolas mediante soportes prefabricados, o en el suelo utilizando diversas estructuras metálicas.

El rendimiento global de este tipo de instalaciones puede estimarse utilizando la herramienta de simulación gratuita de la Unión Europea llamada PVGIS, disponible *online*:

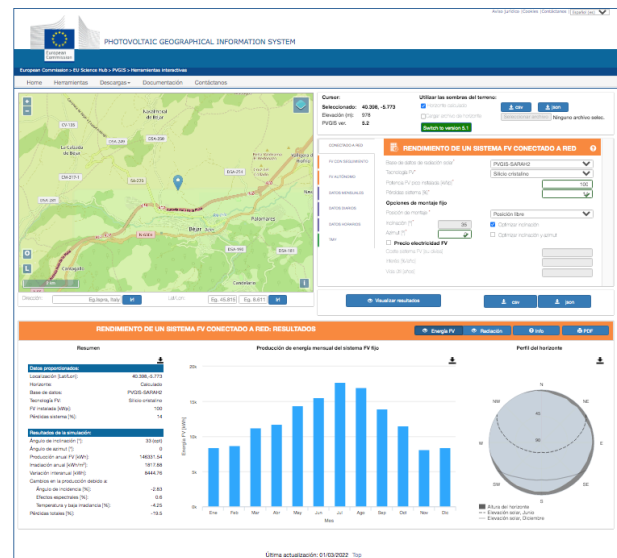


Fig. 20 https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

El rendimiento global de este tipo de soluciones suele estar en torno a las 1500 h de *funcionamiento anual equivalente* en el entorno de nuestra Escuela de Béjar (Salamanca, España).

Esta manera de medir el rendimiento es muy utilizada y simplemente consiste en:

$$\text{Rendimiento anual equivalente (h)} = \frac{\text{Energía producida en un año } \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right)}{\text{Potencia nominal de la planta (kW)}}$$

SOPORTES CON SEGUIMIENTO DEL SOL A DOS EJES

Este tipo de soportes permite orientar las placas fotovoltaicas normales a la dirección de los rayos del sol mediante un sistema de movimiento automático. En caso de fuertes vientos los paneles pasan a posición de defensa (horizontales), pues su punto débil lo constituyen precisamente los temporales.

El rendimiento global de las plantas con seguidores a dos ejes está en torno a las 2100 h de funcionamiento anual equivalente.



Fig. 21 Soporte móvil a dos ejes

Modelo	DEGERTRAKER 5000 NT	
Superficie modular hasta	40	m ²
Carga de soporte	1000	kg
Angulo de giro en elevación	10...90°	
Angulo de giro este-oeste	360° con interruptores finales de carrera ajustables	
Tensión nominal (control y motores)	24	VDC
Consumo propio al año	3...4	kWh
Protección frente al viento	Velocidad máxima de 80 km/h	Autom.
Altura máxima	5.0	m

El replanteo de los soportes exige conocer la curva de sombra que estos proyectan a lo largo de todo el año para determinada altitud mínima del sol y para el solsticio de invierno, que son los puntos más desfavorables. Así podrán situarse en el espacio disponible asegurando que no se harán sombra unos a otros.

En los gráficos adjuntos pueden observarse las situaciones que es preciso considerar y la distancia mínima norte-sur que debe respetarse para aprovechar toda la radiación a partir de un ángulo de radiación solar (ángulo de elevación o altura del sol sobre el horizonte) de $\beta \geq 10^\circ$. Este valor puede aumentarse hasta 15° si hubiera problemas de espacio, ya que el rendimiento de los paneles con el sol bajo o próximo al horizonte (amaneceres y atardeceres) es pequeño, del orden del 20-25% del nominal.

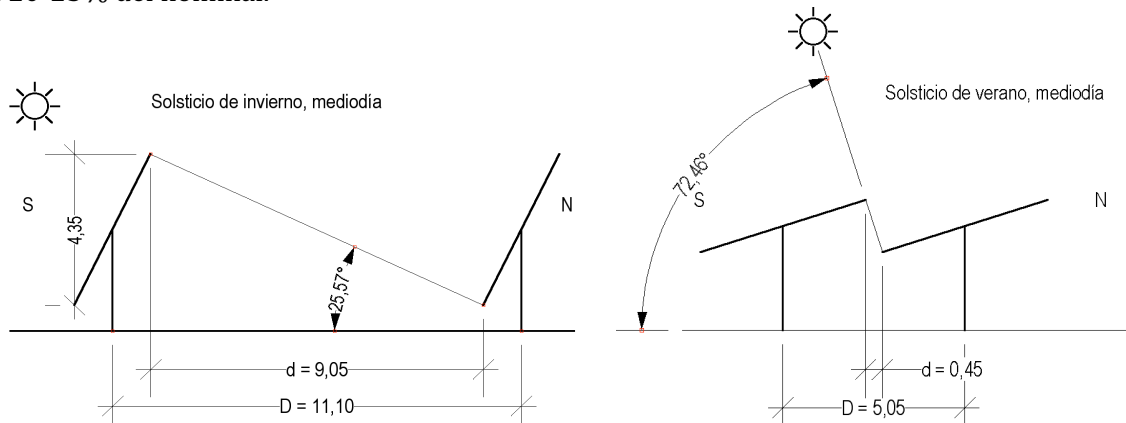


Fig. 22 Valores de elevación máxima y mínima a mediodía para una latitud de 41° norte.

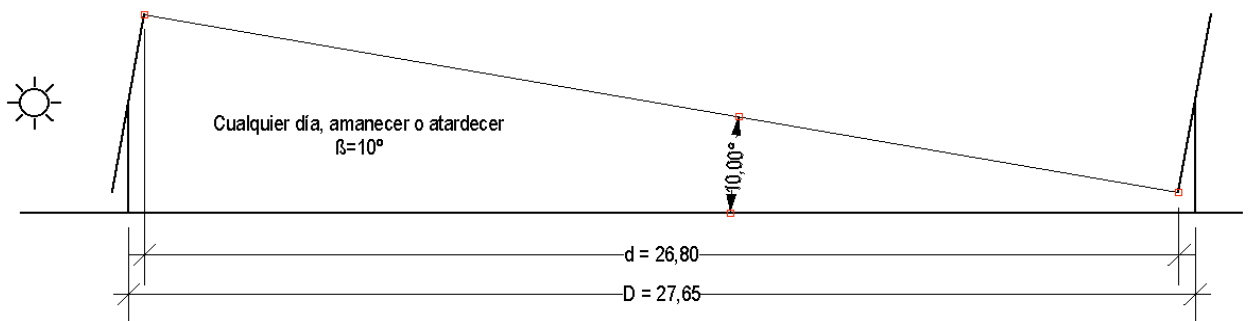


Fig. 23 El valor de $\beta = 10^\circ$ es un umbral de aprovechamiento muy exigente. Puede rebajarse a $\beta = 15^\circ$ para reducir distancias entre soportes sin demasiada merma en el rendimiento anual.

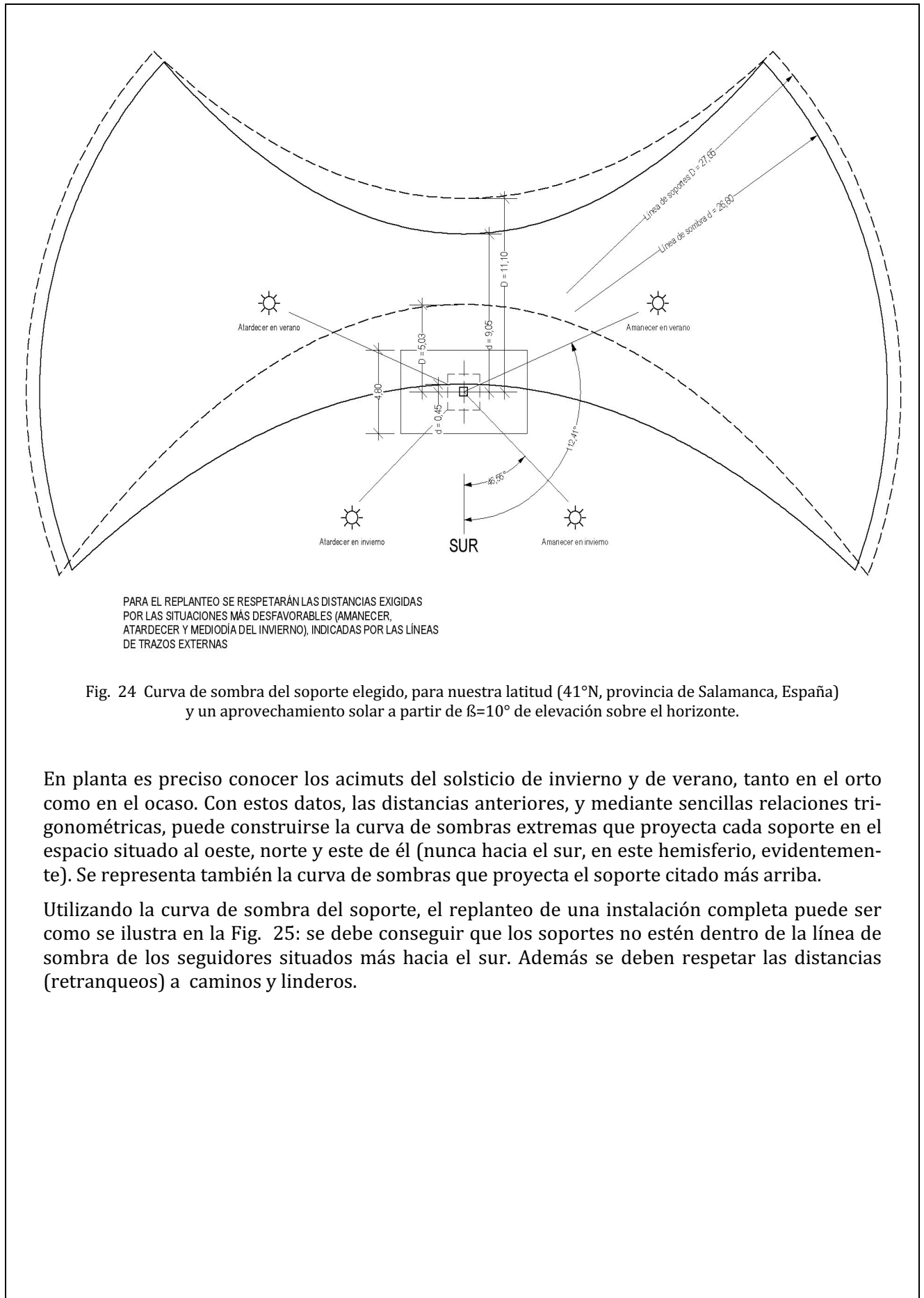


Fig. 24 Curva de sombra del soporte elegido, para nuestra latitud (41°N, provincia de Salamanca, España) y un aprovechamiento solar a partir de $\beta=10^\circ$ de elevación sobre el horizonte.

En planta es preciso conocer los acimuts del solsticio de invierno y de verano, tanto en el orto como en el ocaso. Con estos datos, las distancias anteriores, y mediante sencillas relaciones trigonométricas, puede construirse la curva de sombras extremas que proyecta cada soporte en el espacio situado al oeste, norte y este de él (nunca hacia el sur, en este hemisferio, evidentemente). Se representa también la curva de sombras que proyecta el soporte citado más arriba.

Utilizando la curva de sombra del soporte, el replanteo de una instalación completa puede ser como se ilustra en la Fig. 25: se debe conseguir que los soportes no estén dentro de la línea de sombra de los seguidores situados más hacia el sur. Además se deben respetar las distancias (retranqueos) a caminos y linderos.

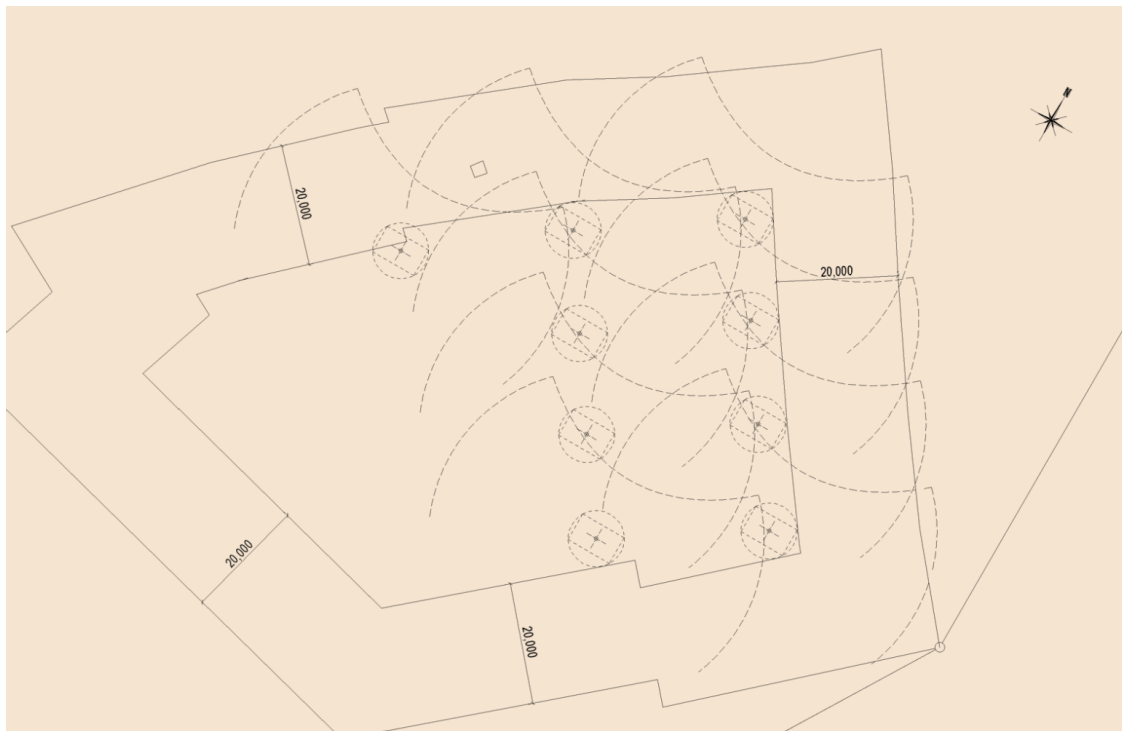


Fig. 25 Replanteo de la instalación utilizando la curva de sombra del soporte elegido.
Se han dejado los retranqueos a caminos y linderos exigidos por la normativa para uso excepcional de suelo rústico.

3.2 Configuración de la instalación

3.2.1 Verificaciones de la compatibilidad entre convertidor y placas

Para comprobar la compatibilidad del número n de placas que se asociarán en serie con las características del convertidor c.c. / c.a. hay que verificar al menos las siguientes condiciones:

1. La *tensión de máxima potencia* v_{mp} a cualquier temperatura entre -10°C y 75°C , multiplicada por el número n de placas que componen cada serie, debe entrar dentro del margen de tensiones que puede imponerles el convertidor.
2. La *tensión de circuito abierto* (*open circuit*) v_{oc} multiplicada por el número n de placas de las series no debe dañar al convertidor: debe ser inferior o a lo sumo igual a la máxima tensión admitida por éste en su lado c.c.
3. La *intensidad de máxima potencia* que circulará por cada entrada o sistema de búsqueda del punto de máxima potencia (SMPP) del convertidor no debe dañarlo: debe ser inferior o a lo sumo igual a la máxima intensidad admisible por su lado c.c.
4. La *potencia nominal* de todas las placas conectadas a cada entrada, sistema MPP o a todo el convertidor en conjunto no debe sobrepasar los límites nominales fijados por el fabricante del aparato.

Las tensiones de máxima potencia V_{mp} y de circuito abierto V_{oc} dependen linealmente de la temperatura de la placa en función de sendos coeficientes, α y β respectivamente, que marcan la variación respecto de una temperatura de referencia.

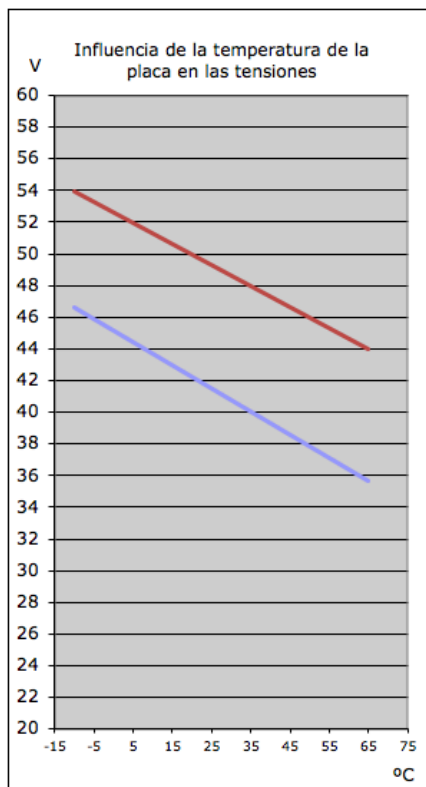
Por ejemplo, para la tensión de máxima potencia a una temperatura T_p distinta de T_{ref} cambia de



V_{mp} a V'_{mp} así:

$$V'_{mp} = V_{mp} + \Delta V = V_{mp} + V_{mp} \frac{\alpha}{100} (T_p - T_{ref}) = V_{mp} \left[1 + \frac{\alpha}{100} (T_p - T_{ref}) \right]$$

Es útil hacer una pequeña tabla como la siguiente, donde se comprueba que el rango de tensiones requerido por una serie de n paneles no sobrepasa los rangos permitidos por el convertidor:



Panel solar
 Fabricante: Fab.
 Modelo: Mod.
 T_{ref} (°C): 25
 V_{mp} (V): 41.50
 α (%/°C): -0.352
 V_{oc} (V): 49.30
 β (%/°C): -0.271

Convertidor
 Fabricante: Fab.
 Modelo: Mod.
 V_{mp} mín (V): 200
 V_{mp} máx (V): 800
 V_{oc} máx (V): 1000

n (paneles/serie): 6

T_p (°C)	V_{mp} (V)	V_{oc} (V)	V_{mp} (V)	V_{oc} (V)	Verif.
-10	46.61	53.98	279.7	323.9	Cumple
-5	45.88	53.31	275.3	319.8	Cumple
0	45.15	52.64	270.9	315.8	Cumple
5	44.42	51.97	266.5	311.8	Cumple
10	43.69	51.30	262.1	307.8	Cumple
15	42.96	50.64	257.8	303.8	Cumple
20	42.23	49.97	253.4	299.8	Cumple
25	41.50	49.30	249.0	295.8	Cumple
30	40.77	48.63	244.6	291.8	Cumple
35	40.04	47.96	240.2	287.8	Cumple
40	39.31	47.30	235.9	283.8	Cumple
45	38.58	46.63	231.5	279.8	Cumple
50	37.85	45.96	227.1	275.8	Cumple
55	37.12	45.29	222.7	271.8	Cumple
60	36.39	44.62	218.3	267.7	Cumple
65	35.66	43.96	213.9	263.7	Cumple

Es también muy útil hacer una tabla resumen de la configuración elegida, donde se anoten los parámetros esenciales que la definen completamente. Para una pequeña instalación de autoconsumo doméstico podría ser algo así:

Resumen de configuración					
PANELES			CONVERTIDORES		
Nº total de paneles:	12		Nº convertidores:	1	
Potencia unitaria placa (STC):	450 W		Potencia unitaria nominal:	5.0 kW	
Total potencia placas:	5.4 kW		Total potencia red CA:	5.0 kW	
Sobredimensionamiento:	1.08		Infrautilización:	0.93	
Conexión:	serie		Conexión:	monofásica	
Paneles por serie:	6		Paneles por convertidor:	12	
Tensión MPP (c.c. STC):	249 V		Tensión de salida (ca):	230 V	
Intensidad por serie (c.c. STC):	10.84 A		Intensidad de salida (ca):	21.74 A	
Nº de series:	1 + 1		Series por convertidor:	1 + 1	



INTERPRETACIÓN DE LA TABLA

- Nº total de paneles: el número de paneles fotovoltaicos que se instalarán, en total.
- Potencia unitaria placa: la potencia nominal, medida en condiciones normalizadas STC (*standard test conditions*):
 - o Radiación normal a la superficie del panel, 1.000 W/m²
 - o Distribución espectral normalizada tipo AM 1,5
 - o Temperatura del panel 25°C
- Total potencia placas: producto del número de paneles totales por su potencia unitaria nominal, en kilovatios.
- Sobredimensionamiento: relación entre el total de la potencia de las placas o potencia instalada y la suma de las potencias nominales del lado de corriente alterna de los convertidores. En general es aconsejable sobredimensionar ligeramente la potencia nominal de las placas, pues la práctica sugiere que el rendimiento a la larga de la instalación es superior y el sobrecoste inicial se amortiza rápidamente. Las razones son múltiples, y la principal parece ser la de poder ofrecer la suficiente potencia la convertidor cuando, por el paso de los años, la suciedad acumulada en los paneles haga disminuir el rendimiento de estos.
- Conexión: en serie un determinado número de paneles para obtener un conjunto que requiera una adecuada tensión de salida, es decir, dentro del rango que el convertidor puede ofrecer; en paralelo, estos conjuntos o series a cada convertidor.
- Paneles por serie: número de paneles que se conectarán en serie, sumando sus tensiones requeridas sin superar la máxima tensión “de entrada” del convertidor (el rango de tensiones que puede imponer a las placas) en corriente continua.
- Número de series: cociente del número total de paneles entre el número de paneles por serie.
- Nº convertidores: el número total de convertidores monofásicos instalados, descritos en la sección anterior.
- Potencia unitaria nominal: potencia nominal de cada convertidor, proporcionada en el lado de corriente alterna, según certificación del fabricante.
- Total potencia red CA: suma de las potencias nominales unitarias de todos los convertidores instalados.
- Infrutilización: cociente entre la potencia de red c.a. y el total de potencia de placas o potencia instalada. Es el inverso del sobredimensionamiento anterior.
- Conexión: cada tres convertidores monofásicos constituirán un grupo generador trifásico equilibrado conectado en estrella a un punto neutro, unido al neutro de la red pública de distribución. El seguimiento de la onda de tensión de red de cada convertidor garantiza el sincronismo y el desfase adecuado entre ellos. O bien, simple conexión monofásica.
- Paneles por convertidor: número total de placas solares conectadas en una o más series a cada convertidor monofásico.
- Series por convertidor: número total de series conectadas en paralelo a cada convertidor monofásico.

3.2.2 Canalizaciones y conductores

Si la instalación fotovoltaica tiene una parte a la intemperie, sus canalizaciones deberán ser ap-



tas para ello. Pueden encontrarse criterios válidos para ejecutarlas en las instrucciones:

- ITC BT 06: redes aéreas de distribución. Se aplicará por analogía, pues aquí no estamos ante distribución de energía eléctrica en el sentido del Reglamento. Por ello se pueden emplear conductores del tipo RV-K 0,6/1kV UNE 21030, de cobre, y es de sentido común que no sea aplicable la limitación de usar conductores de menos de 10 mm² si la canalización aporta la suficiente resistencia mecánica.
- ITC BT 30: instalaciones en locales mojados, pues como dice esa instrucción las instalaciones a la intemperie se considerarán emplazamientos mojados. Por ello se admitirán estas canalizaciones estancas frente a la lluvia (grado de protección IP x4) , siempre que las conexiones se hagan en el interior de cajas estancas:
 - Canalizaciones de tubo protegido contra la corrosión o de plástico, y cables unipolares de solo 450/750 V de aislamiento.
 - Canales protectoras de plástico, pero ahora el cable de 450/750 V debe llevar aislamiento más cubierta.

En general se fijan sobre una canalización de bandeja o de rejilla, o sobre un soporte metálico equivalente, utilizando bridas certificadas para una muy larga duración a la intemperie.

La norma UNE-HD 60364-7-712 establece que el cable a utilizar en la parte de corriente continua, normalmente expuesta a la intemperie, sea del tipo H1Z2Z2-K de 1/1kV según EN 50618, de cobre. Sin embargo se fabrican de tensión de aislamiento 1.5/1.5 kV:

Designación normalizada	PV H1Z2Z2-K
Normas de fabricación	EN 50618, IEC 62930
Tensión nominal (1.5/1.5 kV)	Hasta 1500 V en c.c. (aislamiento fase-tierra y aislamiento fase-fase) Hasta 1800 V c.c. como máximo
Conductores	cobre, clase 5 según EN 60228 en forma de hilos flexibles
Aislamiento	compuesto reticulado espesor no inferior en más de 0.1 mm respecto del 90% del espesor nominal
Cubierta	compuesto reticulado espesor no inferior en más de 0.1 mm respecto del 85% del espesor nominal Resistencia a intemperie y radiación ultravioleta
Recomendaciones de uso	Tabla A.1 UNE-EN 50618 - Servicio exigente - Alta presencia de agua (condición AD 7) - Entorno corrosivo (condición AF 3) - Impacto (condición AG 2) - Vibraciones (condición AH 3) - Intemperie permanente (condición AN 3)
Incompatibilidades	Tabla A.1 UNE-EN 50618 - Flora agresiva

	- Fauna agresiva
	- Flexión frecuente
	- Torsión frecuente
Temperatura de funcionamiento	Hasta 120°C durante 20 000 h
Intensidad admisible	Según Tabla A.3 UNE-EN 50618 (ver Fig. 26)
Intensidad de cortocircuito	Limitada por temperatura, hasta 250°C durante 5 s.

Tabla A.3 – Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
 Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Fig. 26 Tabla extraída de UNE-EN 50618:2014 *Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*.



Fig. 27 Detalles de canalizaciones sobre rejilla metálica con bridas para intemperie (negras) e interior (blancas)

También se instalan los ya mencionados del tipo RV-K 0,6/1kV UNE 21030, de cobre. Esta solución es válida porque:

- Esos conductores son aptos para su instalación tanto enterrada, como entubada o a la intemperie.

- No es necesario evitar el policloruro de vinilo (PVC) en su composición, salvo que discurren por el interior de locales de pública concurrencia, que requieren cables RZ1-K (AS).
- Aplicando el criterio de la ITC BT 06 no será necesario utilizar canalizaciones estancas, pues en las redes de distribución, donde se emplea el mismo material, no se requieren.
- Los soportes de bandeja o rejilla metálicos son económicos, están protegidos contra la corrosión y dotan al conductor de la suficiente protección mecánica si se sujetan mediante bridas aptas para intemperie.



Fig. 28 Conectores estancos IPx4 para unir los latiguillos entre placas

Las bridas de sujeción deben colocarse respetando las separaciones máximas que indica la tabla 1 de la UNE-EN 50565-1, en función del diámetro exterior del cable y de si discurre en horizontal o en vertical.

Las bridas de intemperie son las que cumplen la norma UNE-EN 62275.

Tabla 1 UNE-EN 50565-1
 Separación máxima entre bridas (mm)

Ø exterior cable	Hasta 30° sobre la horizontal	Más de 30° y vertical
$\varnothing \leq 9$	250	400
$9 < \varnothing \leq 15$	300	400
$15 < \varnothing \leq 20$	350	450
$20 < \varnothing \leq 40$	400	550

3.2.3 Secciones de los conductores

Según el Reglamento para baja tensión ITC BT 40 los conductores del lado de *corriente alterna* entre los convertidores y el punto donde se conectan a la instalación de baja tensión preexistente deberán tener la sección suficiente para:

- Que la caída de tensión sea inferior al 1.5% para la intensidad nominal del generador.
- Que su intensidad admisible sea al menos del 125% de la intensidad nominal.

Para el lado de corriente continua la ITC no contiene previsiones específicas.

Lo más conveniente es elegir las secciones, tanto en c.a. como en c.c., para mantener bajas o muy bajas las pérdidas de energía en los cables. Este es el llamado *criterio económico*, y garantiza normalmente el cumplimiento de los dos requisitos reglamentarios anteriores que siempre habrá que verificar.

EJEMPLO

Vamos a considerar la instalación de la Fig. 29, donde la intensidad de cada placa y, en consecuencia, de cada serie, es de 10.84 A en c.c.

Tramo	Sección	Tipo	Longitud (m)
Latiguillos entre placas para formar series	2 x 4 mm ²	RV 0,6/1kV	35 *
Conexión agrupación de series - convertidor	2 x 16 mm ²	RV 0,6/1kV	45 *
Conexión convertidor – conexión BT	4 x 50 mm ²	RV 0,6/1kV	60

* Hay series más alejadas y series más próximas a las cajas de fusibles, y hay cajas más o menos alejadas del convertidor. Se indica la longitud media de cada tipo pero el cálculo se hace más adelante circuito por circuito.

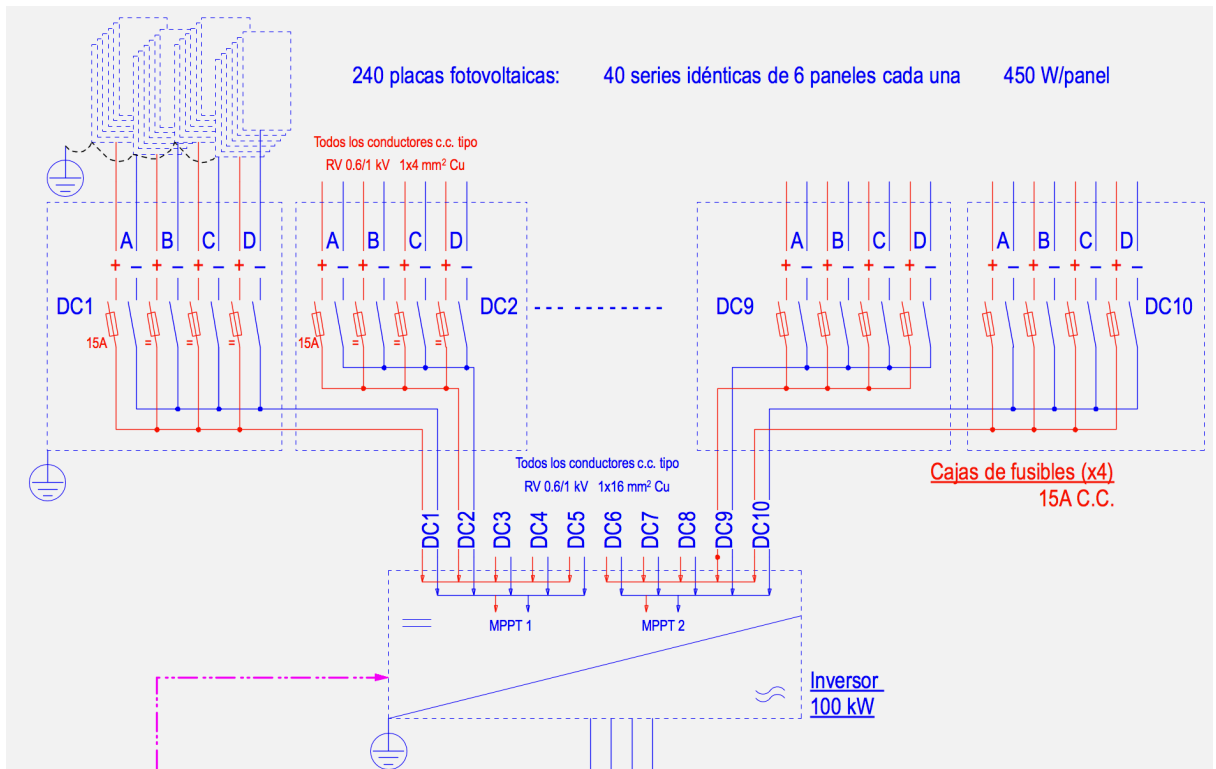


Fig. 29 Instalación fotovoltaica sobre la cubierta de un hotel

Circuito	Long (m)	Secc (mm ²)	I nom (A)	R (Ω)	ΔV (V)	P _p (W)
Serie A - DC1	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie B - DC1	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie C - DC1	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie D - DC1	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie A - DC2	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie B - DC2	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie C - DC2	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie D - DC2	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie A - DC3	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie B - DC3	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie C - DC3	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie D - DC3	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie A - DC4	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie B - DC4	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie C - DC4	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie D - DC4	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie A - DC5	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie B - DC5	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie C - DC5	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie D - DC5	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212

La columna R (Ω) indica la resistencia de cada conductor en función de su longitud y su sección. Para las unidades empleadas la resistividad del cobre se toma como 1/56:

$$R(\Omega) = \frac{1}{56} \frac{L (m)}{S (mm^2)}$$

La caída de tensión en cada tramo de c.c. es:

$$\Delta V_{cc} = 2 R I_{nom}$$

y en c.a. (circuito trifásico):



Circuito	Long (m)	Secc (mm ²)	I nom (A)	R (Ω)	ΔV (V)	P _p (W)
Serie A - DC6	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie B - DC6	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie C - DC6	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie D - DC6	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie A - DC7	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie B - DC7	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie C - DC7	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie D - DC7	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie A - DC8	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie B - DC8	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie C - DC8	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie D - DC8	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie A - DC9	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie B - DC9	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
Serie C - DC9	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie D - DC9	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie A - DC10	40	4	10.84	0.179	3.871	41.966
Serie B - DC10	45	4	10.84	0.201	4.355	47.212
Serie C - DC10	25	4	10.84	0.112	2.420	26.229
Serie D - DC10	30	4	10.84	0.134	2.904	31.475
DC1 - Convertidor	50	16	43.36	0.056	4.839	209.831
DC2 - Convertidor	50	16	43.36	0.056	4.839	209.831
DC3 - Convertidor	50	16	43.36	0.056	4.839	209.831
DC4 - Convertidor	50	16	43.36	0.056	4.839	209.831
DC5 - Convertidor	50	16	43.36	0.056	4.839	209.831
DC6 - Convertidor	40	16	43.36	0.045	3.871	167.865
DC7 - Convertidor	40	16	43.36	0.045	3.871	167.865
DC8 - Convertidor	40	16	43.36	0.045	3.871	167.865
DC9 - Convertidor	40	16	43.36	0.045	3.871	167.865
DC10 - Convertidor	40	16	43.36	0.045	3.871	167.865
Convertidor - conexión BT	80	50	144.3	0.021	5.357	1339

$$\Delta V_{tri} = \sqrt{3} R I_{nom}$$

La potencia perdida es, para cada situación:

$$P_{p,cc} = 2 R I_{nom}^2$$

$$P_{p,tri} = 3 R I_{nom}^2$$

donde se ha considerado que el convertidor es una fuente equilibrada y no hay corriente por el neutro.

Conviene hallar las sumas parciales de las pérdidas en las diferentes partes de la red para ver dónde optimizar con menor coste. Una tabla resumen como la siguiente es muy útil:

El rendimiento se calcula a partir de la potencia nominal de la instalación (fijada por el convertidor) y las pérdidas totales:

$$\eta(\%) = \left(1 - \frac{P_{p\ total}}{P_{nom\ c.a.}}\right) \times 100$$

P _{nom} c.a. (W):	100 000	
P _p series c.c. (W):	1 500	32%
P _p conex c.c. (W):	1 888	40%
P _p conex c.a. (W):	1 339	28%
P _p total (W):	4 728	100%
Rendimiento:	95.27%	

Se comprueba que la caída de tensión en el lado corriente alterna es inferior al máximo reglamentario:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{nom}} \times 100 = \frac{5.357}{400} \times 100 = 1.34\% (< 1.50\%)$$

Y que ese tramo se resuelve con un conductor correctamente dimensionado:

Sección:	50 mm ²
Configuración:	terna de cables unipolares
Tipo de aislamiento:	XLPE
Instalación:	sobre rejilla, al aire
Intensidad máxima:	188 A en las condiciones de instalación
Factor limitante:	1/1.25= 0.80 (sobredimensionar un 125%)
Intensidad admisible:	≤ 150.4 A

$$I_{nom}(A) = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U(V) \times \cos\varphi} = \frac{100\ 000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 144.3\ A (< 150.4\ A)$$



3.3 Protecciones eléctricas

3.3.1 Generalidades

Las instalaciones fotovoltaicas deben configurarse de la siguiente manera para dotarlas de la mejor protección eléctrica (ver Fig. 30).

LADO DE CORRIENTE CONTINUA

La esencia de la protección consiste en adoptar el sistema IT, que requiere lo siguiente:

- Frente a contactos directos e indirectos:
 - Las partes activas (conductores, contactos, polos) deben estar escrupulosamente aisladas de tierra. Por ello solo se utilizarán equipos y conductores CLASE II, que llevarán doble aislamiento (los cables llevarán aislamiento más cubierta, etc.).
 - Habrá vigilantes de aislamiento que comprueben que la resistencia entre positivo y tierra, y entre negativo y tierra, se mantiene por encima de un umbral seguro (del orden de los $M\Omega$).
 - Las masas metálicas (marcos, bastidores, soportes, rejillas portacables) deben formar parte de una malla equipotencial y ponerse en muchos puntos a tierra.
- Frente a cortocircuitos:
 - Siempre que se conecten más de dos series de placas en paralelo hay que comprobar que la intensidad de cualquier cortocircuito posible no supere la intensidad admisible de los conductores que lo soportan, o se deberán colocar fusibles de protección.
 - Las intensidades calculadas pueden tener que ser soportadas también por los paneles, por lo que igualmente se pueden requerir fusibles de protección.

LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Se debe adoptar o el sistema TT o el TN y además hacer lo siguiente:

- Frente a contactos directos y cortocircuitos:
 - Instalar dispositivos de corte automático de la alimentación lo más próximos posible al punto de conexión a la red pública.
 - Pueden ser fusibles o interruptores magnetotérmicos, o una combinación de ambos.
- Frente a contactos indirectos y derivaciones a tierra:
 - Instalar dispositivos de corte automático de la alimentación lo más próximos posible al punto donde se prevea el contacto de un usuario sin especiales medidas de protección personal.

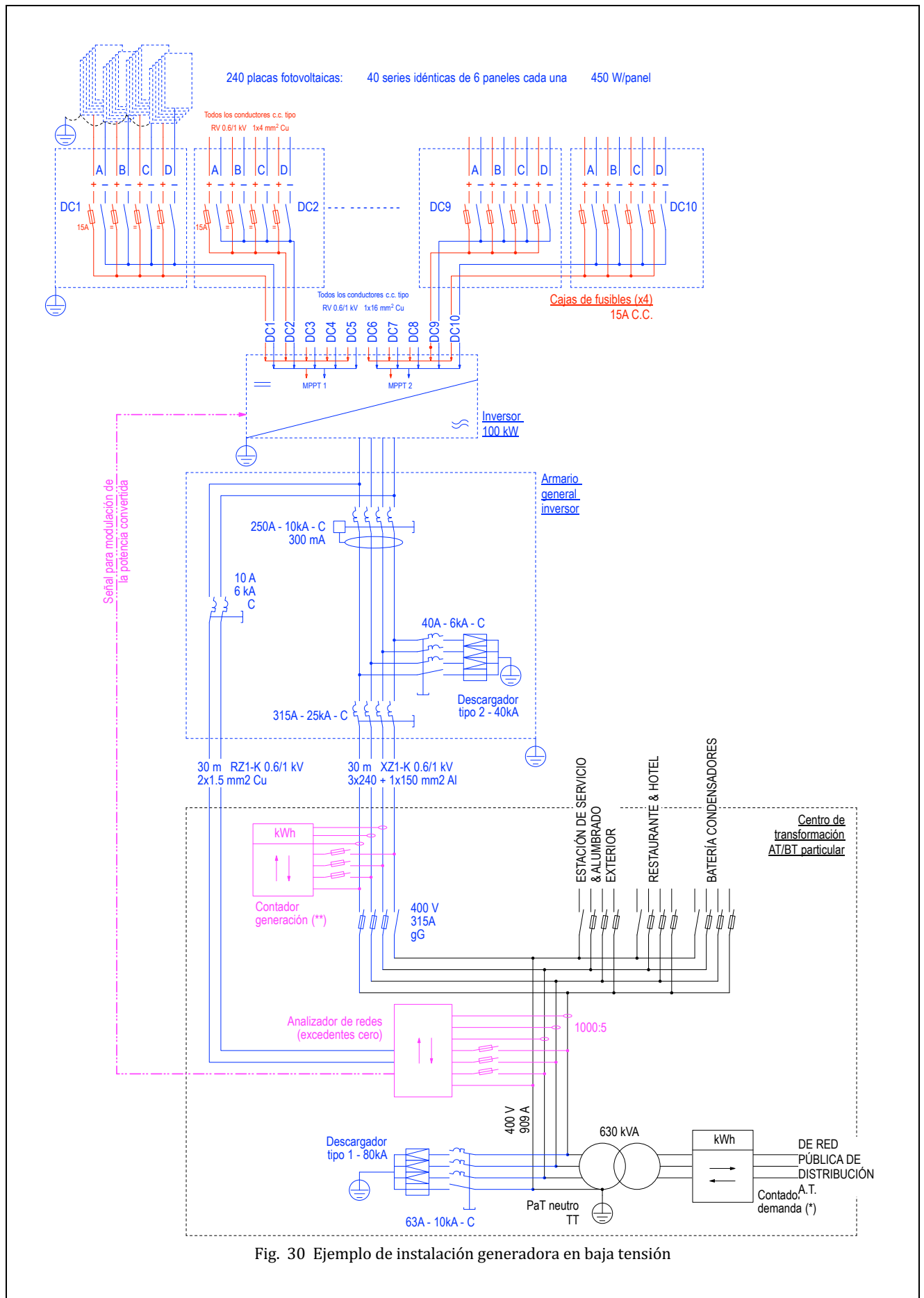


Fig. 30 Ejemplo de instalación generadora en baja tensión



- Deben ser interruptores diferenciales de al menos 300 mA de sensibilidad y de disparo instantáneo no temporizado.
- No se deben colocar interruptores diferenciales en cascada porque su selectividad no existe.
- No se deben colocar interruptores diferenciales aguas arriba del punto de separación entre el neutro y el conductor de protección en los sistemas TN porque resultarían inútiles.
- Las masas metálicas (marcos, bastidores, soportes, rejillas portacables) deben formar parte de una malla equipotencial y ponerse en muchos puntos a tierra. Esta malla equipotencial puede ser la misma de las masas de la instalación de corriente continua u otra distinta.

3.3.2 Fundamento de la protección en corriente continua

Adaptado de:

NORBERTO REDONDO MELCHOR y otros,
"Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión"
Revista Dyna, marzo 2008, pp. 104-112

3.3.2.1 *Protección frente a contactos directos*

Un contacto directo es el contacto de personas o animales con partes activas de materiales y equipos (ITC-BT 01 art. 50).

Es peligroso cuando da lugar a circulación de corriente por el cuerpo humano:

- Como se adopta el sistema IT para el lado de corriente continua, un solo contacto directo es siempre inocuo: la corriente que "podría salir" por ese primer y por tanto único fallo no tiene camino de retorno hacia la fuente de energía, luego no "puede salir" y nunca "sale". Luego si no "sale" nunca pasará corriente por la persona, no porque la persona no toque un conductor activo, sino porque no hay corriente alguna que la ponga en peligro. Evidentemente las mismas razones para afirmar que nunca "sale" rigen para decir que tampoco "entra" nunca, y la conclusión es la misma.
- Para que un contacto directo sea peligroso debe producirse un contacto con el positivo y con el negativo de la misma fuente de energía y a la vez. Luego en este caso debe tratarse del positivo y el negativo de *la misma serie* de paneles solares o de un *mismo grupo* de ellas puestas en paralelo. Si se trata de polos de *distintas series o grupos de series en paralelo* porque no hay camino eléctrico de una a la otra, ocurrirá lo mismo que con un contacto solo, es decir, no circulará corriente a través de la persona pues carecerá de camino de regreso a su fuente respectiva, y ambos contactos directos resultarán inocuos.
- Dos series de paneles son *distintas*, en el sentido que aquí se utiliza (Fig. 31), cuando no están puestas en paralelo en ningún punto, ni siquiera por dentro del convertidor. Luego, generalmente, pertenecen a convertidores distintos o a seguidores MPP del mismo convertidor distintos.

Como medida de protección frente a un doble contacto directo sobre la misma serie de paneles, único peligroso como acaba de verse, se adoptan las siguientes medidas:

- Protección por aislamiento de las partes activas (ITC-BT 24 art.3.1): se emplean equipos de doble aislamiento (ITC-BT 01 art. 71) o de aislamiento reforzado que es equivalente

(ITC-BT 01 art. 04).

- Protección por medio de barreras o envolventes (ITC-BT 24 art.3.2): mejoras de seguridad añadidas a los convertidores electrónicos, fijadas de manera segura y separadas de las partes activas, que para ser suprimidas (mantenimiento y reparación) necesitan el empleo de llaves o herramientas.

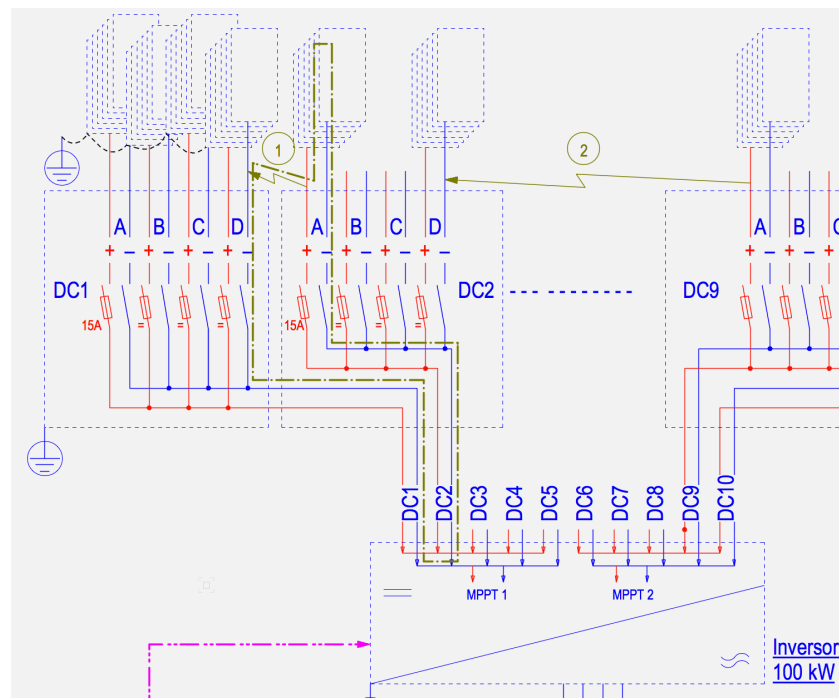


Fig. 31 Solo el cortocircuito '1' es posible, porque en '2' las series de placas afectadas son eléctricamente *distintas*.

3.3.2.2 Protección frente a contactos indirectos

Un contacto indirecto es el contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto accidentalmente en tensión como resultado de un fallo de aislamiento (ITC-BT 01 art. 51).

Es peligroso cuando da lugar a circulación de corriente por el cuerpo humano:

- Como se adopta el sistema IT para el lado de corriente continua, un solo contacto indirecto es siempre inocuo pues la corriente no tiene camino de retorno hacia la fuente de energía. Luego nunca pasará corriente por la persona.

Al no haber paso de corriente, no aparecen potenciales peligrosos, es decir, la tensión de contacto es siempre cero.

Es más: al estar puestas a tierra todas las masas metálicas, su potencial respecto de tierra es imposible, por definición, que se modifique en absoluto. Es el potencial del polo afectado por la puesta en contacto con tierra el que cambia para ajustar su valor al de tierra, no al revés. Pero esto no modifica la conclusión anterior sino que la corrobora: sigue sin haber tensión de contacto alguna.

- Para que un contacto indirecto sea peligroso debe convertirse en directo. En efecto: supongamos que un primer fallo de aislamiento pone en contacto un conductor activo de



una serie de placas con las masas metálicas de la instalación. El potencial de ese polo será el de tierra, como se ha dicho, pero de momento no hay camino de retorno hacia esa serie de placas (la fuente de energía), y no hay riesgo para las personas. Entonces puede ocurrir:

- Que un segundo fallo de aislamiento afecte a la *misma* serie de placas a través de las masas metálicas. En este caso el camino de retorno sí existe, pero es franco y está garantizado por la interconexión de todas las masas metálicas. Como consecuencia, la corriente circula por las masas metálicas de forma expedita, sin resistencias que puedan dar lugar a la aparición de tensiones peligrosas. Las placas estarían en cortocircuito a través de la malla equipotencial que forman todas las masas metálicas interconectadas y no hay modificación de potenciales respecto de tierra. No aparecen tensiones peligrosas para el cuerpo humano, y la tensión de contacto no puede superar ni de lejos los límites reglamentarios (24V como máximo en condiciones mojadas).
- Que el segundo fallo de aislamiento afecte a la *misma* serie de placas pero se produzca no a través de las masas metálicas, sino mediante el contacto directo de una persona con el otro polo activo. Entonces podría circular corriente a través de la persona, pero ya no estaríamos hablando de un contacto indirecto, sino de uno directo, cuya protección reglamentaria ya se justificó más arriba. Este contacto directo estaría sometido a la tensión de contacto que fijara el inversor para la serie de placas en ese momento, y que rondaría la tensión de diseño del circuito si se trabajase entonces a la potencia nominal (si fuera de día, no hubiera nubes, etc.).
- Que el segundo fallo de aislamiento afecte a otra serie de placas *distinta* de la del primero. En este caso las posibles corrientes de defecto no encontrarían camino de retorno a sus fuentes respectivas, y se trataría de dos primeros defectos aislados entre sí, sin tensiones de contacto respecto de tierra e inoocuos por tanto.

Como medida de protección frente a contactos indirectos se adoptan, de entre las previstas reglamentariamente (art.4 ITC-BT 24), las que resultan aplicables a este tipo de instalación. En concreto:

- *Protección por corte automático de la alimentación* (ITC-BT 24 art.4.1): no resulta aplicable porque la alimentación (la fuente de energía) no se puede desconectar en un punto lógico o evidente dado que este no existe. En efecto, como cada panel solar es, a la vez, una fuente de energía y un potencial elemento de riesgo a proteger, resulta imposible poder separarlo de sí mismo "cortando la alimentación". E igual ocurre respecto de cualquier otro punto de la instalación de corriente continua: es a la vez parte de la alimentación y un elemento a proteger, que no puede separarse de sí mismo.

Esta inaplicabilidad del sistema de protección previsto en el art.4.1 citado hace que no sea reglamentariamente necesario considerar las tensiones de contacto incluidas en este apartado para el sistema IT (véase el art.4.1.3). Sin embargo esas tensiones ya han sido consideradas en el análisis de más arriba y han resultado inofensivas en todos los casos de auténticos contactos indirectos (no así cuando hay un contacto directo, como se ha visto).

Por la misma razón de la inaplicabilidad del sistema de protección previsto en el art.4.1 citado tampoco son reglamentariamente exigibles los aparatos habitualmente asociados con el esquema IT que cita el art.4.1.3 (vigilantes de aislamiento, interruptores diferenciales, fusibles...). Sin embargo se puede comentar algo al respecto:



- Si se dispone de vigilante de aislamiento, éste se puede utilizar activamente. Se tratará de un dispositivo, del que normalmente vienen provistos los convertidores, que mide la resistencia entre cada conductor de continua y el conductor de protección, es decir, el conductor conectado a la puesta a tierra de masas metálicas de la planta fotovoltaica. En caso de detectar valores anormalmente bajos de esa impedancia se puede deducir que ha habido un fallo de aislamiento, y entonces el vigilante avisa con un error. En algunos modelos se provoca, incluso, la desactivación de la conversión de corriente cc/ca, con lo que baja el rendimiento de la planta y se debe intervenir para reparar el problema. Se trata, en suma, de un vigilante de aislamiento con función de aviso al primer defecto (Fig. 32).

Los vigilantes de aislamiento que se vienen utilizando en otros sistemas IT disponen, además, de una segunda función, que es el corte de la alimentación al segundo defecto de aislamiento. En este caso dicha función de corte de la alimentación carece de sentido, por las razones que ya se apuntaron más arriba, es decir, porque se trataría de proteger a la propia fuente de alimentación (la instalación fotovoltaica en c.c.) separándola de sí misma, lo que no tiene sentido.

- Los interruptores diferenciales no funcionan en corriente continua y no se utilizan en este tipo de instalaciones. Las razones se explican profusamente en el artículo técnico citado al principio. En dicho artículo se razona, además, que en este caso no hacen ninguna falta.
- Los fusibles o los interruptores automáticos no sirven para nada en caso de contactos indirectos, pues las sobrecorrientes no existen: la fuente de energía es el sol y su valor es constante justo antes y justo después de un fallo eléctrico, luego las corrientes de fallo son las mismas que las corrientes nominales o de funcionamiento normal de los circuitos y no pueden ser detectadas por ningún interruptor automático (y menos lograr fundir un fusible).
- *Protección por empleo de equipos de la clase II o por aislamiento equivalente* (art.4.2 ITC-BT 24): esta es la protección que se adopta, porque es también la más adecuada frente a contactos directos como se razonó más arriba. Se emplean equipos de doble aislamiento (ITC-BT 01 art. 71) o de aislamiento reforzado que es equivalente (ITC-BT 01 art. 04).

Además se completan con aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica que aíslan los equipos eléctricos que poseen únicamente aislamiento principal (los inversores normalmente).

- *Protección en los locales o emplazamientos no conductores* (art.4.3 ITC-BT 24): se trata de prever que las personas pueden entrar en contacto simultáneo con dos masas o un elemento conductor a tensiones diferentes, y consiste en alejar las masas entre sí, o en interponer obstáculos de material aislante que impidan el contacto. Una medida de seguridad semejante se suele adoptar en estos casos (placas de policarbonato que impiden el acceso al interior del inversor, etc.).
- El resto de alternativas de protección resultan inaplicables a la parte de corriente continua de esta instalación (v. arts.4.4 y 4.5 ITC-BT 24).

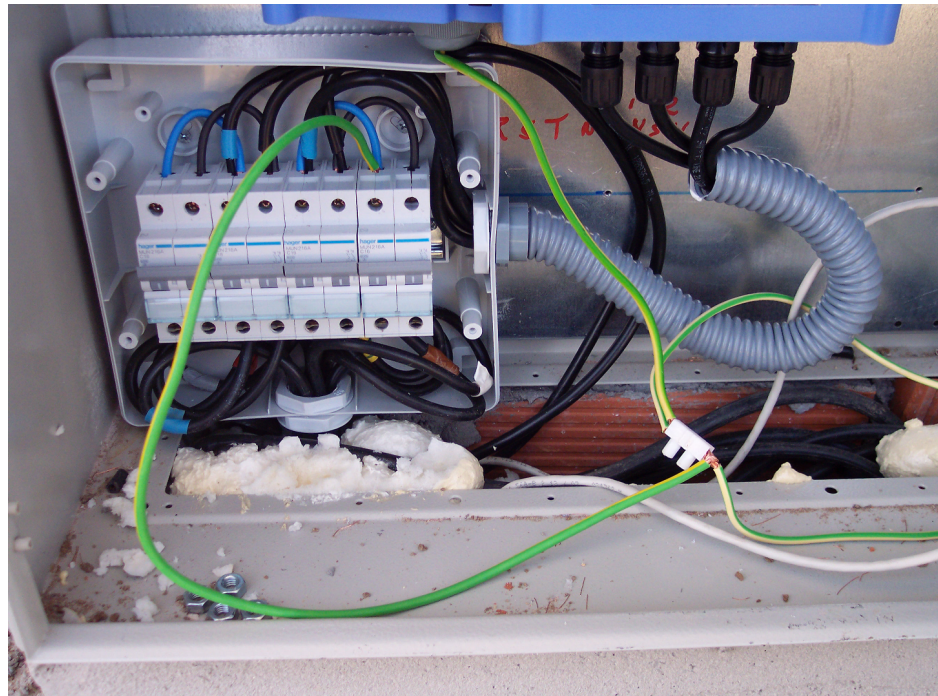


Fig. 32 Caja de interruptores de placas en c.c. bajo un inversor, con un defecto de aislamiento provocado (cable verde) entre un conductor activo en c.c. y la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.

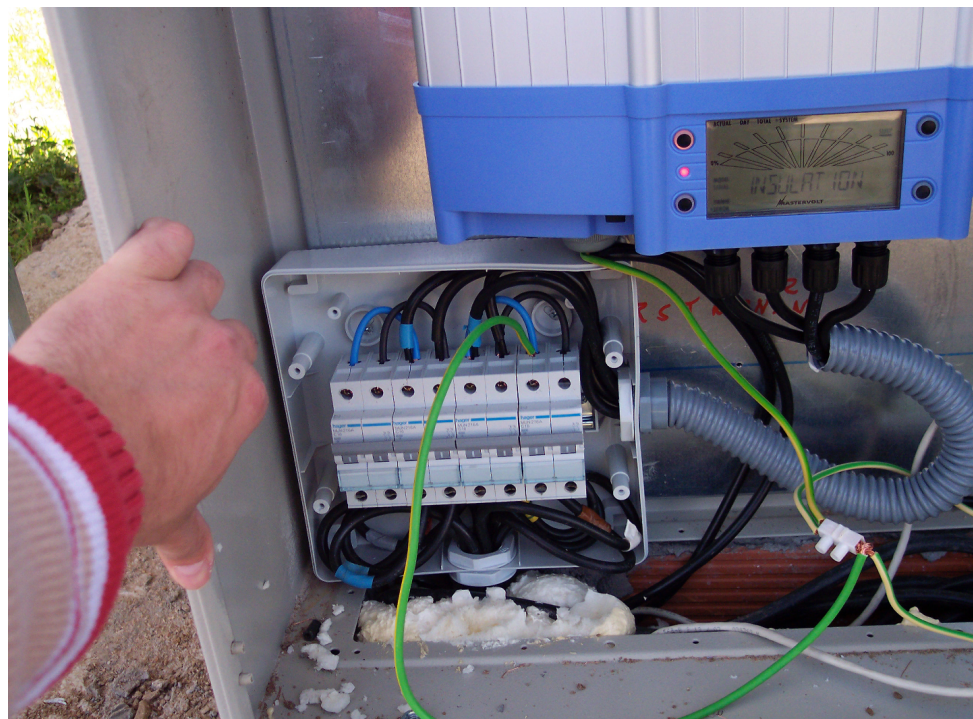


Fig. 33 El fallo de aislamiento en c.c. ha provocado la alerta "Insulation" en el display del inversor, se enciende el piloto rojo a su izquierda y el inversor se apaga (cesa la conversión de energía). Baja el rendimiento de la planta y el mantenedor debe localizar la causa enseguida. Se aprecia también que el contacto de la mano con el armario metálico es inofensivo.

3.3.3 Protección contra el funcionamiento en isla: mínima tensión

Todas las protecciones vistas hasta ahora que consisten en el corte automático de la alimentación están en el lado de corriente alterna. Deben actuar, por ejemplo, ante el caso del cortocircuito '3' de la Fig. 34. El interruptor automático de 250 A con bloque diferencial asociado cortará sin problemas la corriente aportada al cortocircuito por la parte inferior (color verde), pero la corriente aportada por el convertidor, que entrega los 100 kW de potencia de origen fotovoltaico, debe ser interrumpida también o el defecto no será eliminado. Esto último lo hace el convertidor cuando actúe su protección contra el funcionamiento aislado de la red, funcionamiento *en isla*.

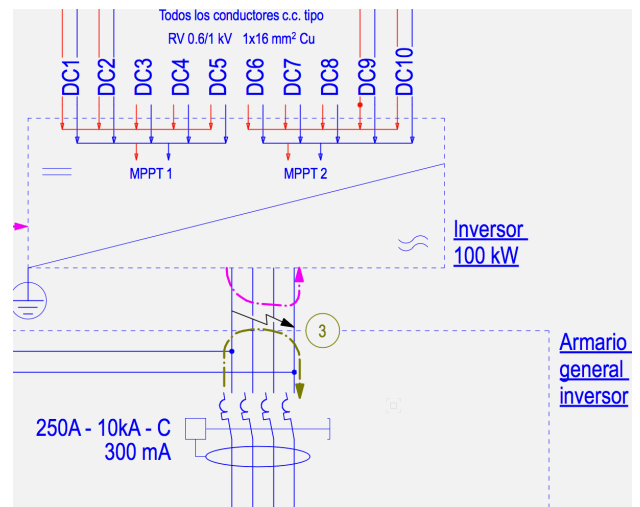


Fig. 34 Fallo eléctrico en la parte de corriente alterna

Resulta esencial, por tanto, que esta protección esté implementada en el convertidor y que funcione perfectamente, es decir, lo más rápidamente posible, pues mientras no lo haga el aparato estará alimentando el cortocircuito con riesgo para las personas. Su protección interna contra cortocircuitos en el lado c.a. también debe actuar.

El art. 7 de la ITC BT 40 pide que la protección actúe en un tiempo inferior a 0.5 s cuando la tensión descienda por debajo del 85% de su valor nominal.

3.3.4 Otras protecciones de tensión y frecuencia

El mismo art. 7 de la ITC BT 40 pide que haya una protección contra *sobretensión permanente* que actuará en menos de 0.5 s a partir del umbral del 110% de la tensión nominal de la red. El RD 1699/2011, art. 14, requiere, sin embargo, que la actuación se produzca en 0.2 s.

La ITC BT 23 pide proteger la instalación también contra *sobretensiones transitorias*, para lo que se instalaría un descargador de categoría II (o tipo 2) como el de la Fig. 35, siguiendo la UNE-EN 61643-11.

Si el riesgo de tormentas es alto también se ponen en el lado de corriente continua.

Por último, la ITC BT 40 también requiere que se implemente una protección de *sub y sobre frecuencia*, que actúe cuando se detecte que la frecuencia de la tensión de red está fuera del rango 49.0 - 51.0 Hz durante 5 períodos de la onda de 50 Hz consecutivos (durante 100 ms consecutivos).

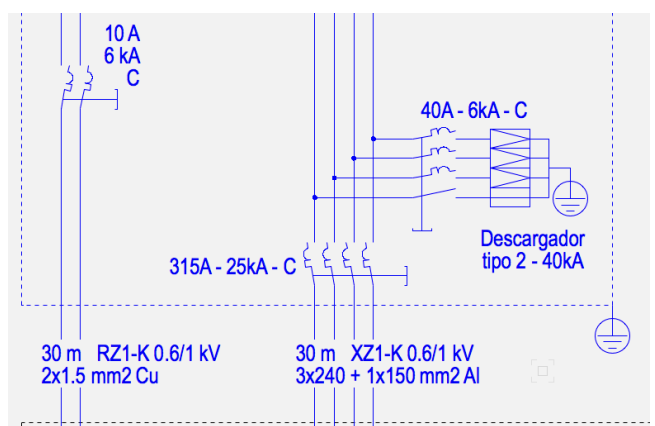


Fig. 35 Descargador de sobretensiones en el lado de corriente alterna

3.3.5 Independencia eléctrica entre la parte de corriente continua y la de alterna, y puestas a tierra

La *independencia eléctrica* de la parte de corriente continua respecto de la parte de corriente alterna pretende que los fallos a tierra en una parte no produzcan tensiones de contacto peligrosas en la otra en el sentido de la instrucción MIE RAT 13.

Cuando no haya conexión a la red de c.a. porque la instalación fotovoltaica alimenta a una red de consumo aislada, la ITC BT 40 dice en el art. 8.2.1 que no deben aparecer tensiones respecto a tierra superiores a 50 V en cualquier punto de otra instalación próxima cuando por la aislada se esté derivando a tierra la máxima intensidad de defecto a considerar en ella.

Antaño la independencia quedaba totalmente asegurada por los transformadores con aislamiento galvánico de que venían dotados los inversores antiguos (transformadores *separadores de circuitos*) como vimos en la Fig. 17. Este transformador aseguraba que la instalación IT de c.c. quedara completamente *flotante*, aislada respecto de todo lo demás.

Pero modernamente carecen de él, lo cual tampoco es un problema porque la instalación de corriente alterna tiene protección diferencial. Gracias a ella cualquier defecto a tierra en corriente continua que realmente origine la circulación de corriente causará la actuación instantánea del diferencial.

La puesta a tierra de las masas de la instalación c.c. y de la instalación c.a. pueden ser distintas o la misma. Pero para mantener el régimen TT que puede tener la instalación en la parte de c.a. los electrodos de puesta a tierra de esas masas y del neutro deben seguir siendo diferentes, o estaríamos pasando a un sistema TN.

3.3.6 Fusibles de corriente continua

Siempre que se conecten *tres o más series de placas en paralelo* hay que considerar la necesidad de poner fusibles en la red de corriente continua que se forme, para proteger a los cables y paneles de las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer.

Consideremos el ejemplo de la Fig. 37:

- Hay 20 series de placas puestas en paralelo: se ponen primero en paralelo en cinco grupos de cuatro (DC1, DC2, DC3, DC4 y DC5), pero luego todos ellos se ponen a su vez en paralelo a través del MPPT1 del convertidor.
- Aparece un cortocircuito permanente entre un cable positivo y otro negativo en el punto señalado como '4'.
- La intensidad nominal de un grupo DC_ es cuatro veces más, 40 A. Y así sucesivamente se puede ir calculando la intensidad de cada tramo, que son los valores que aparecen en *color verde*.

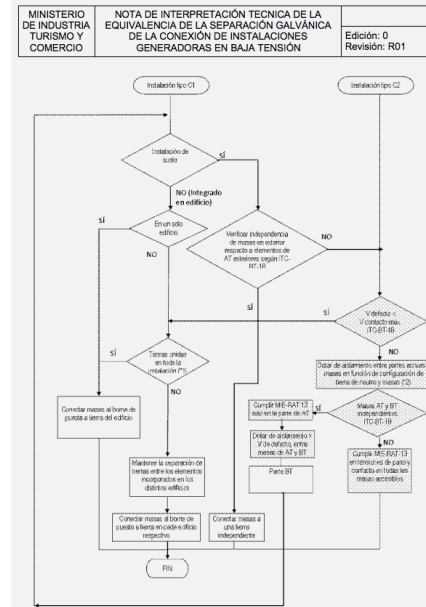


Figura 1.
 (*1) La unión equipotencial entre tierras de diferentes edificios está contemplada en el reglamento en la ITC-BT-26 del REBT, apartado 3.1.
 (*2) En caso de poner protectores de sobretensión entre fases y tierra su tensión de funcionamiento continuo será mayor que la tensión asignada al aislamiento.

Fig. 36 Interpretación técnica oficial sobre separación c.c. / c.a.

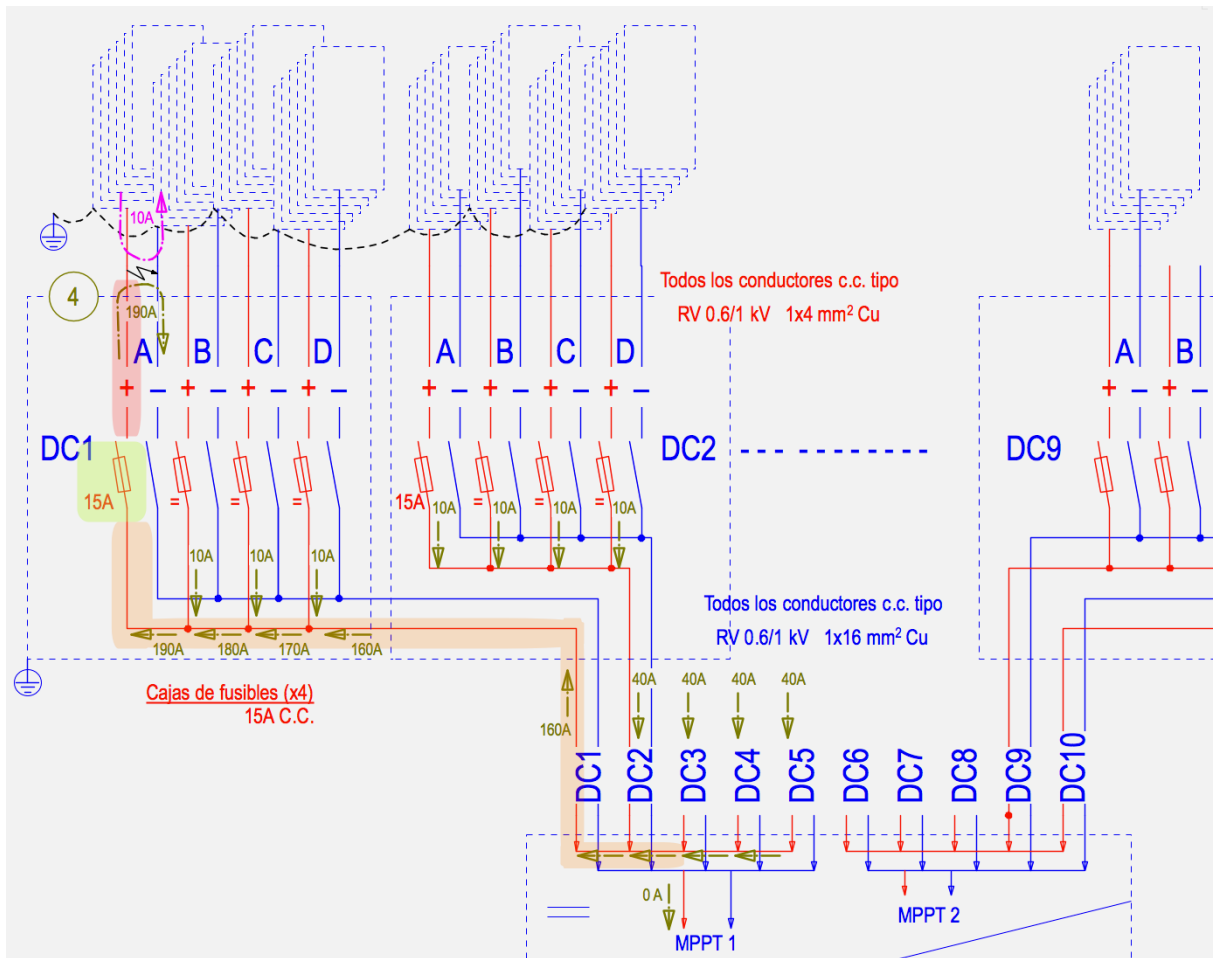


Fig. 37 En ausencia del fusible señalado en verde, un cortocircuito permanente en '4' implicará intensidades de entre 120 y 190 A circulando por cables de 16 mm² cuya intensidad admisible son 115 A. Y en el tramo de 4 mm² es peor.

- La intensidad de las corrientes aportadas al cortocircuito desde cada lado de la red de corriente continua se calcula así:
 - Si cada placa aporta 10 A cuando sus bornas están a tensión cero (en cortocircuito, 10 A sería la intensidad de cortocircuito de cada placa, ligeramente superior a su intensidad de máxima potencia como es habitual), la intensidad nominal de cualquier serie es también de 10 A.
 - Desde la serie afectada se aporta su intensidad de cortocircuito por la parte de arriba, lo que representa la corriente de *color rosa*. Serán 10 A.
 - El resto del circuito ve que, por culpa del cortocircuito en '4', la tensión entre el polo positivo y el polo negativo se hace cero, con lo que también circularán por las demás series sus respectivas intensidades de cortocircuito, 10 A por cada una señaladas en *color verde*.
 - Pero el cortocircuito en '4' es un camino franco, cuya resistencia es enormemente inferior a la del otro camino, el que atraviesa por dentro al convertidor. Por ello se puede considerar que a través del MPPT1 no circulará corriente y que toda ella preferirá cerrar el circuito a través de '4'.
 - A partir de aquí simplemente hay que ir sumando las intensidades por cada tra-



- mo para llegar a la conclusión de que algunos cables de 16 mm² soportarán una intensidad superior a 115 A, que es su intensidad admisible en régimen permanente. Son los sombreados en color naranja.
- En el tramo sombreado en rojo la situación es peor, porque los cables son solo de 4 mm² cuya intensidad admisible en régimen permanente es de solo 36 A.
 - Afortunadamente el fusible de 15 A sombreado en verde fundirá instantáneamente a causa de los 190 A que circularán por él, con lo que:
 - Los cables sombreados en rojo y naranja volverán a su situación inicial, soportando la intensidad nominal para la que fueron diseñados. Con la excepción del cable DC1-convertidor, que llevará la intensidad de solo 4 series y no de 5, porque la serie 'A' se desconecta al fundir su fusible.
 - El cortocircuito permanente en '4' se verá alimentado solo por dicha serie 'A', que aportará los 10 A como antes (en rosa). Pero esto ya no es un problema ni aunque se mantenga durante años, pues el cable soporta los 36 A que se dijeron antes.
 - El rendimiento de la instalación de producción fotovoltaica bajará, pero eso dará lugar a la investigación de las causas, a la localización del fusible fundido, y a la búsqueda y reparación del cortocircuito en '4' que lo fundió.

3.3.7 Evitar vertido de energía hacia la red (autoconsumo sin excedentes)

La ITC BT 40 incorporó en 2019 un anejo donde se requiere que las instalaciones de generación interconectadas destinadas a producir energía exclusivamente para *autoconsumo sin excedentes*, no viertan nunca energía hacia la red. Las soluciones que propone este Anejo son las siguientes:

- Colocar un vatímetro:
 - Fig. 38 izquierda: en el punto de conexión de la red interior con la red pública de distribución para medir el intercambio de energía entre ambas. El vatímetro debe poder identificar el sentido del flujo de energía, distinguiendo la que se absorbe de la que se entrega a la red pública de distribución. Puede ser una conexión en BT o en AT.
 - Fig. 38 derecha: el vatímetro puede colocarse en la derivación hacia la instalación consumidora, por lo que solo contabilizaría el consumo y no el saldo total, como en la solución anterior. En este caso no necesita distinguir el sentido del flujo de energía y estará colocado en una conexión normalmente de BT.
- Utilizar la información de ese vatímetro para reaccionar, cuando se detecte flujo saliente o entrega hacia la red, de una de estas dos maneras:
 - *Color verde* Fig. 38: cortar automáticamente la conexión con la red, actuando sobre el interruptor. Esta solución no es el normalmente adoptada.
 - *Color azul* Fig. 38: limitar automáticamente la energía generada. Mediante un sistema de comunicación con el convertidor éste conoce cuánta energía puede seguir inyectando en cada momento a la red interior: en el caso de la izquierda, hasta que la energía absorbida de la red sea casi nula; en el de la derecha, hasta casi igualar el consumo de la instalación receptora.

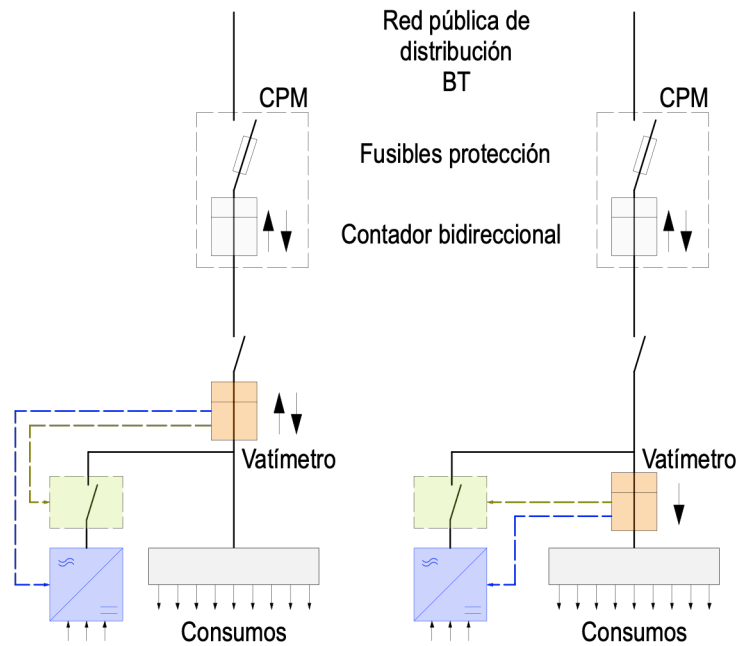


Fig. 38 El vatímetro (naranja) puede colocarse en dos sitios distintos.

Importante:

Es imprescindible *legalizar* perfectamente la posibilidad de verter excedentes antes de conectar una instalación que pueda generarlos, porque de lo contrario la energía que se vierta serán considerada como consumida en todas las facturas eléctricas que se reciban hasta la legalización de esa posibilidad.