



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Electrónica Industrial y Automática

Estudio de los convertidores empleados en instalaciones fotovoltaicas

Autor:

Vega Maestro, Alejandro

Alejandro Vega Maestro

“ESTUDIO DE LOS CONVERTIDORES EMPLEADOS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS”



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Electrónica Industrial y Automática

**Estudio de los convertidores empleados
en instalaciones fotovoltaicas**

Autor:

Vega Maestro, Alejandro

Tutor:

**Buey Cuesta, José Julio
Departamento de Tecnología
Electrónica**

Valladolid, septiembre 2020

A mi tutor, José Julio, con el que, pese a la situación a la que hemos tenido que hacer frente, me ha ayudado en todo lo que he requerido para realizar este trabajo.

A mi familia, padres, hermana y abuelos no por este trabajo en especial, sino por todo el grado. Me han ayudado y animado en cada uno de los momentos difíciles. Son la mejor familia que se puede tener. En especial, gracias a mi abuelo Eloy, al que quería nombrar en este trabajo y que siempre tendré presente.

Finalmente, gracias a Paula; gracias por tener tanta paciencia conmigo y mis estudios durante estos cuatro años. Muchos agobios, mucho tiempo en la biblioteca juntos, pero siempre fundamental y con la que soy feliz.

GRACIAS

“Se mide la inteligencia de un individuo, por la cantidad de incertidumbres que es capaz de soportar”.

Immanuel Kant

RESUMEN

Este trabajo fin de grado se inicia analizando la estructura de una instalación fotovoltaica, hablando sobre sus elementos principales y la tarea que desarrollan. Haremos especial hincapié en el convertidor de potencia continua-alterna, o inversor, encargado de la última etapa de este proceso.

A continuación, nos centraremos propiamente en él, analizando su situación en el mercado actual (topologías y modelos comerciales que clasificaremos de acuerdo a la primera parte del informe).

Además, comentaremos algunas de las limitaciones que presentan las configuraciones estudiadas en cuanto a rendimiento. Se propondrán entonces varias soluciones para incrementarlo, tanto en nuevas topologías como en los materiales utilizados para la fabricación de los semiconductores del convertidor.

Por último, nos centramos en uno de los inconvenientes analizados, realizando varias simulaciones donde se estudiará la posibilidad de dividir la conversión de energía en dos inversores de menor potencia. Obtendremos resultados que nos indicarán cómo hemos de realizar esta partición.

PALABRAS CLAVE

Inversor fotovoltaico, mercado, rendimiento, mejoras, simulación.

ABSTRACT

This final degree project begins by analyzing the structure of a photovoltaic installation talking about its main elements and the task they have. We will take special emphasis on the DC-AC converter, or inverter, which is in charge of the last stage of this process.

Next, we will properly focus on it, analyzing the situation in the current market (topologies and commercial models that we will classify according to the first part of the report).

In addition, we will comment some of the drawbacks which the studied configurations have, in terms of performance. Therefore, several solutions will be proposed to increase it, both in new topologies and in the materials used for the manufacture of converter semiconductors.

Finally, we focus on one of the problems analyzed, carrying out several simulations where the possibility of dividing the energy conversion into two lower power inverters will be studied. We will obtain results that will indicate how we should carry out this partition.

KEYWORDS

Photovoltaic inverter, market, efficiency, improvement, simulation.

ÍNDICE GENERAL

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	Pág. 1
1.1 Introducción	Pág. 3
1.2 Objetivos	Pág. 17
2.- ESTRUCTURA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	Pág. 19
2.1 Paneles solares	Pág. 21
2.1.1 Estructura de una célula solar	Pág. 21
2.1.2 Principio básico de funcionamiento de una célula solar	Pág. 22
2.2 Convertidor CC/CC	Pág. 23
2.2.1 Descripción del convertidor CC/CC	Pág. 23
2.2.2 Algoritmos de seguimiento del MPP	Pág. 25
2.3 Baterías	Pág. 30
2.3.1 Descripción general de los sistemas de almacenamiento	Pág. 30
2.3.2 Tipos de baterías comunes en fotovoltaica	Pág. 31
2.3.3 Grafeno	Pág. 34
2.4 Convertidor CC/CA. Inversor	Pág. 34
2.4.1 Clasificación de los inversores	Pág. 35
2.4.2 Adecuación de la tensión de salida. Filtrado	Pág. 54
3.- ESTADO DEL ARTE	Pág. 61
3.1 Topologías en el mercado	Pág. 63
3.1.1 Inversores conectados a red	Pág. 63
3.1.2 Uso o no de transformador en inversores	Pág. 67
3.1.3 Modelos de inversores de diferentes fabricantes	Pág. 69
3.1.4 Protecciones en inversores comerciales	Pág. 78
3.1.5 Análisis de la hoja de características de un inversor comercial	Pág. 82
4.- RENDIMIENTOS	Pág. 91
4.1 Rendimiento de las células solares	Pág. 93
4.2 Rendimiento del convertidor CC/CC	Pág. 94
4.3 Rendimiento del inversor	Pág. 95
4.3.1 Factor de rendimiento europeo	Pág. 95
4.3.2 Factores que intervienen en el rendimiento de un inversor	Pág. 95

5.- MEJORAS EN RENDIMIENTO DE INVERSORES	Pág. 101
5.1 Disposición de los inversores en la estación fotovoltaica	Pág. 103
5.1.1 Topologías "Team"	Pág. 105
5.1.2 Topología "String"	Pág. 105
5.1.3 Topología "Mix de Fronius"	Pág. 106
5.2 Topologías "transformerless" para una mayor eficiencia	Pág. 107
5.2.1 Monofásicas	Pág. 108
5.2.2 Trifásicas	Pág. 113
5.3 Inversor en fuente "Z" (ZSI)	Pág. 114
5.4 Nuevos materiales para la fabricación de polos de potencia	Pág. 117
5.4.1 Dispositivos de SiC	Pág. 118
5.4.2 Dispositivos de GaN	Pág. 119
6.- SIMULACIÓN	Pág. 121
6.1 Introducción	Pág. 123
6.2 Visión general y parámetros fundamentales	Pág. 124
6.3 Linealización de la curva "Rendimiento Vs. P_{AC} "	Pág. 127
6.3.1 Extrapolación del cálculo de los parámetros "a" y "b" a otros inversores	Pág. 129
6.4 Explicación detallada del algoritmo principal	Pág. 131
6.5 Resultados obtenidos en la simulación del programa base	Pág. 138
6.6 Diagrama de Flujo	Pág. 140
6.7 Variaciones sobre el Programa Base	Pág. 143
6.7.1 Simulación de un día de invierno	Pág. 143
6.7.2 Cambio en la radiación que recibe el sistema	Pág. 147
6.7.3 Cambio en la potencia nominal del sistema	Pág. 155
7.- CONCLUSIÓN Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	Pág. 161
8.- BIBLIOGRAFÍA	Pág. 165

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura		Nº de página
1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS		
01	Emisiones de CO ₂ a nivel mundial	3
02	Esquema básico de una instalación fotovoltaica	4
03	Evolución de los precios del CO ₂ entre 2008 y 2018	5
04	Previsión de los precios del CO ₂ a 2030	6
05	Potencia acumulada en los principales países del mundo	6
06	Mix de generación a nivel europeo (datos de 2017)	7
07	Evolución de la potencia fotovoltaica en España, en función de la normativa aplicable	10
08	Resultados de las subastas convocadas en 2016 y 2017	11
09	Evolución de la potencia instalada en función del tipo de energía renovable	12
10	Potencia fotovoltaica total instalada (datos de diciembre de 2018)	12
11	Evolución del precio del panel solar	13
12	Evolución del precio del inversor solar fotovoltaico	14
13	Número de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico por Sección y Tipo	16
2.- ESTRUCTURA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO		
14	Corte transversal de una célula solar	22
15	Convertidor Boost	24
16	Convertidor Buck	24
17	Convertidor Buck-Boost	24
18	"Potencia Vs. Tensión/Intensidad" para una célula solar	25
19	Problema en el cambio repentino de las condiciones atmosféricas	26
20	Relación entre potencia y tensión para una célula solar	27
21	Diagrama de flujo del algoritmo de conductancia incremental	28
22	Batería monoblock AGM	32
23	Inversor en fuente de tensión, VSI	36
24	Inversor en fuente de corriente, CSI	36
25	Inversor con tensión de entrada variable	36
26		
a	Esquema del circuito de un inversor de dos niveles	37
b	Forma onda de tensión de salida de un inversor de dos niveles	37
27		
a	Esquemas de circuitos de inversores multinivel	37
b	Forma onda de tensión de salida de un inversor de tres niveles	37
28	Inversor con topología push-pull	38
29	Tensión de salida usando el control por variación de continua en inversor monofásico	39
30	Tensión de salida fase-fase usando el control por variación de continua en inversor trifásico	40

Figura		N° de página
31	Inversor monofásico con topología en puente	40
32	Esquema de activación de polos de potencia para un inversor monofásico usando la técnica de control por desplazamiento de fase	41
33	Control PWM senoidal por pulso múltiple por semiciclo	43
34	Control PWM senoidal por pulso único por semiciclo	43
35	Topología del inversor monofásico en puente completo (full-bridge)	44
36	Puente monofásico con funcionamiento bipolar. Formas de onda de la tensión en cada semipuerto, V_{AO} y V_{BO} , y forma de onda de la tensión de salida del puente completo, V_{AB}	45
37	Puente monofásico con funcionamiento unipolar. Formas de onda de la tensión en cada semipuerto, V_{AO} y V_{BO} , y forma de onda de la tensión de salida del puente completo, V_{AB} y estado de los polos de potencia	46
38	Comparación del contenido armónico para modulación bipolar (superior) y modulación unipolar (inferior) en el caso de un inversor monofásico en puente completo	47
39	Introducción de un tiempo muerto, t_p , en la señal de activación de los polos de potencia	48
40		
a	Sistema tridimensional compuesto por tres funciones arbitrarias	49
b	Proyección de 40a en un sistema de dos dimensiones	49
41	Aplicación de la transformada α - β a un sistema X-Y	49
42	Modelo genérico y nomenclatura de un inversor trifásico ideal	50
43	Estados de conmutación de un inversor trifásico representados en forma vectorial	51
44	Diagrama vectorial de los ocho vectores a partir de los estados de conmutación del inversor trifásico	51
45	Secuencia de activación de los polos 1 y 2	53
46	Comparativa de tipos de inversores en cuanto a la calidad de la onda de la tensión de salida	54
47	Desarrollo de Fourier de una onda cuadrada	55
48	Esquema general de un filtro electrónico	57
49	Clasificación de los filtros en función de su respuesta en frecuencia	59
 3.- ESTADO DEL ARTE		
50	Inversor central	64
51	Inversor cadena o "string"	65
52	Inversor módulo	66
53	Eficiencia, peso y volumen de diferentes clases de inversores relativas al uso, o no, de transformador	68
54	Modelo inversor trifásico "Sungrow SG100K3"	70
55	Modelo inversor trifásico "Sungrow SG500KTL"	71
56	Modelo genérico de inversores trifásicos "SolarMax Serie TP"	72
57	Modelo genérico de inversores trifásicos "IngeconSunSmart"	73
58	Modelo genérico de inversores monofásicos "IngeconSunLite"	75

Figura		N° de página
59	Modelo genérico de inversores monofásicos "IngeconSunLite" TL	76
60	Modelo genérico de inversores monofásicos "IngeconSunLite" TL con varios MPPT	77
61	Modelo "Aurora Ultra 1400 kW" del fabricante Power-One	79
62	Modo isla o "islanding"	81
63	Hoja de características del Modelo SG60KU-M del fabricante Sungrow	83
64		
a	Factor de potencia en retraso	87
b	Factor de potencia en adelanto	87
4.- RENDIMIENTOS		
65	Curva "Intensidad Vs. Voltaje" de una célula solar	94
66	Curva "Rendimiento Vs. P_{AC} " para un inversor genérico y distintos factores de potencia	96
67	Curva I-V de una célula solar. Influencia de la temperatura	98
68	Circuito equivalente de una célula solar	99
69	Disminución de rendimiento por aumento de temperatura (caída de tensión en resistencia serie)	99
5.- MEJORAS EN EL RENDIMIENTO		
70	Curva "Rendimiento Vs. P_{AC} " para un inversor genérico	104
71	Configuración "Team"	105
72	Configuración "String" I	105
73	Configuración "String" II	106
74	Topología del inversor de puente	108
75	Topología H5 de SMA	109
76	Topología H6 de INGETEAM	110
77	Topología HERIC	110
78	Topologías en semipuerto con convertidor CC/CC a la entrada del inversor	112
79	Topología de 5 niveles de ULTRA-ETA	113
80	Topología del inversor en fuente ZSI	114
81	Circuito equivalente del inversor para Modo I	116
82	Circuito equivalente del inversor para Modo III	116
83	Los ocho estados clásicos de conmutación de un inversor trifásico	117
84	Explicación gráfica de la "brecha de banda"	117
85	Comparativa de la tensión de bloqueo para distintos tipos de semiconductores de Silicio y de Carburo de Silicio	119
6.- SIMULACIÓN		
86	Curva "Rendimiento Vs. P_{AC} " para un inversor genérico	123
87	Esquema genérico del sistema CMM en sustitución del sistema 0	126
88	Linealización de la curva "Rendimiento Vs. P_{AC} "	128
89	Curva "Rendimiento Vs. P_{AC} en inversor 0 (INV), inversor 1 (INV-1) e inversor 2 (INV-2) con factor de división, x, de 0,22	135

Figura	Nº de página
90 Salida por pantalla que nos proporciona la mejora del sistema CMM para cada valor que toma el factor de división	138
91 Curva "Rendimiento europeo (%) Vs. Factor de división, x"	140
92 Diagrama de Flujo	
I	141
II	142
93 Salida por pantalla de un día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW	145
94 "Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)". Día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW	146
95 "Potencia de salida inversores 1 y 2 (W) Vs. Potencia continua de entrada (W)". Día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW	146
96 "Rendimiento de inversores 0, 1 y 2 (%) Vs. Potencia continua de entrada (W)". Día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW.	147
97 Forma genérica de la radiación solar incidente a lo largo de un día	148
98 Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de verano. Forma de doble rampa en la potencia recibida	150
99 Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de invierno. Forma de doble rampa en la potencia recibida	151
100 Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de verano. Forma de campana de Gauss en la potencia recibida	153
101 Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de invierno. Forma de campana de Gauss en la potencia recibida	154
102 Salida por pantalla de un día de verano. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 50 kW	156
103 Salida por pantalla de un día de invierno. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 50 kW	156
104 Salida por pantalla de un día de verano. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW	158
105 Salida por pantalla de un día de invierno. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW	158
106 "Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)". Día de verano. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW	159
107 "Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)". Día de invierno. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW	159

1.- INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1.- INTRODUCCIÓN

Es un dato constatado que el 70% de los gases que se emiten a la atmósfera asociados al cambio climático, se originan en procesos en los que están implicados combustibles fósiles. Al mismo tiempo, la capacidad de las energías renovables para producir energía a un precio competitivo y sin perjuicio para el medio ambiente, está demostrada; a ello se debe añadir el hecho de que España no tiene yacimientos de gas ni de petróleo, pero sí una gran cantidad de radiación solar que llega a su superficie. Esto nos permite competir en la producción, distribución y consumo energético a nivel mundial. Sin embargo, no debemos descuidarnos y retrasarnos en este proceso de transformación del sector energético, ya que eso sería nefasto desde el punto de vista económico, pero también para nuestra sociedad de bienestar y aún más, para mantener el equilibrio ecológico y medioambiental.

España, como miembro de la UE, pretende pasar del 27% al 35% en lo que se refiere a la producción energética de renovables, antes de 2030, tal y como se firmó en el **Acuerdo de París**¹. La recomendación es que se refuercen los incentivos a la inversión a la vez que se establece el derecho al autoconsumo.

El intento es que sectores como el transporte, o el de calefacción y refrigeración aumenten de forma significativa su consumo en renovables, ya sea mediante electrificación o mediante el empleo de biocombustibles de nueva generación. Sin embargo, la **Agencia Internacional de la Energía, AIE**, se muestra poco optimista en la consecución de los objetivos al advertir que las inversiones en renovables se están paralizando.

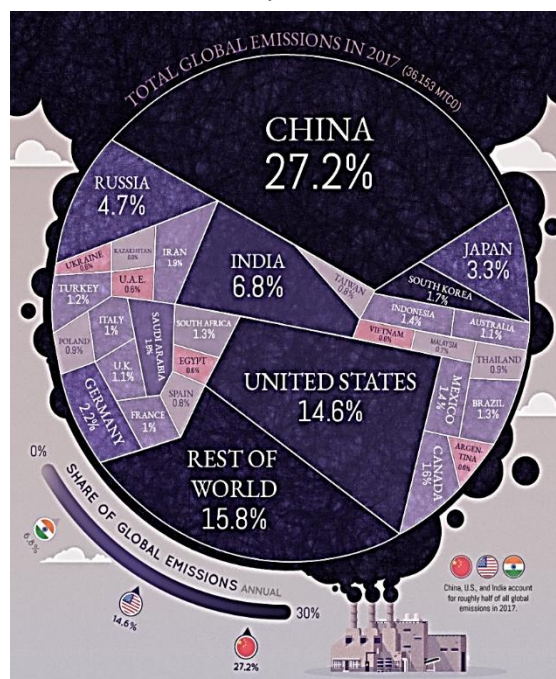


Figura 01. Emisiones de CO₂ a nivel mundial.

¹ Fue negociado durante la Conferencia sobre el Cambio Climático por los 195 países miembros y adoptado el 12 de diciembre de 2015, con el objetivo de intentar frenar el calentamiento global mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. EE.UU. se retiró de este acuerdo el 1 de junio de 2017.

Esto podría suponer la no consecución de los objetivos marcados por la **ONU** y el **G20**².

De entre todas las renovables, la fotovoltaica parece ser la que puede ayudar en mayor medida en el cumplimiento de los objetivos marcados; ¿por qué? En gran medida se debe a las ventajas que presentan tanto sus instalaciones como la propia energía. Entre otras, podemos destacar el poco impacto ambiental generado debido a sus emisiones de CO₂ mínimas, su capacidad de adaptación a todo tipo de lugares con un número mínimo de horas de sol, o los avances producidos en la fabricación e instalación de sus componentes que han conseguido aumentar la eficiencia.

La figura refleja el posible esquema de una instalación fotovoltaica básica.

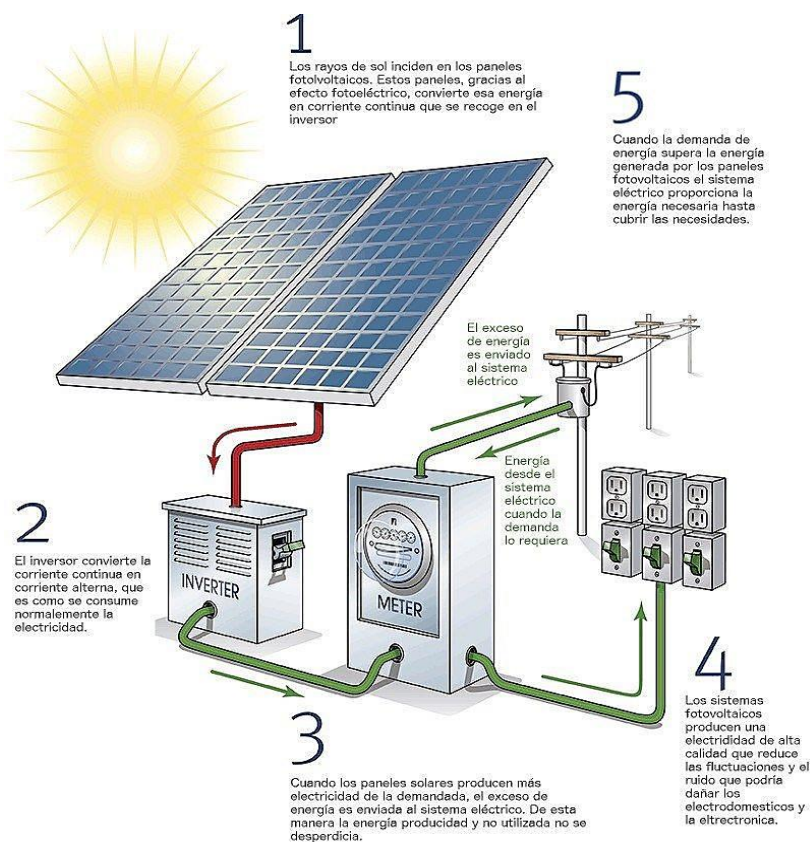


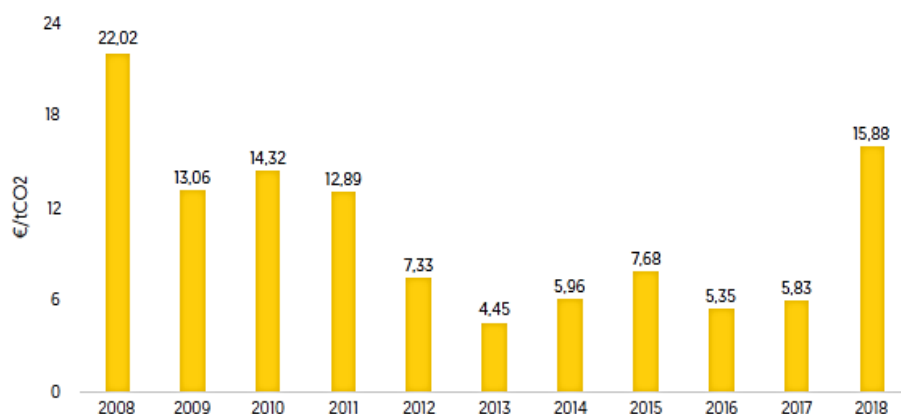
Figura 02. Esquema básico de una instalación fotovoltaica.

² Es el grupo de países industrializados y emergentes. Fundado el 26 de septiembre de 1999 está formado por 19 países y la UE. Su actual presidente es Shinzō Abe. Aglutina el 66% de la población mundial y el 85% del Producto Bruto mundial, por lo que es el principal foro de discusión política y económica mundial. Los países que lo forman son: Alemania, Arabia Saudita, Argentina, Australia, Brasil, Canadá, China, Corea del Sur, EE.UU., Francia, India, Indonesia, Italia, Japón, México, Reino Unido, Rusia, Sudáfrica, Turquía y la UE. Incluye también organizaciones internacionales como, por ejemplo, la Organización de Naciones Unidas, ONU, el Fondo Monetario Internacional, FMI, o la Organización Internacional del Trabajo, OIT.

Pese a varias de las ventajas que nos ofrecen este tipo de instalaciones, es interesante seguir trabajando en la reducción de costes de producción, ya bastante mejorado, y en la integración con el entorno para minimizar el impacto visual y estético.

El ya citado *Acuerdo de París* pretende, en líneas generales, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero respecto de la primera mitad del siglo XXI, así como conseguir evitar que se alcancen los 2°C de calentamiento. Por otra parte, los países se comprometen a informar cada 5 años de los logros alcanzados y políticas que han llevado a cabo para conseguirlo.

Para ello se crean los llamados “*derechos de emisión*”, como un crédito que se otorga a una instalación concreta, generalmente de los sectores más contaminantes, para poder emitir gases con efecto invernadero a la atmósfera. De ellos, más de las tres cuartas partes de su comercio lo regula la UE a través de la Directiva 2003/87/CE.



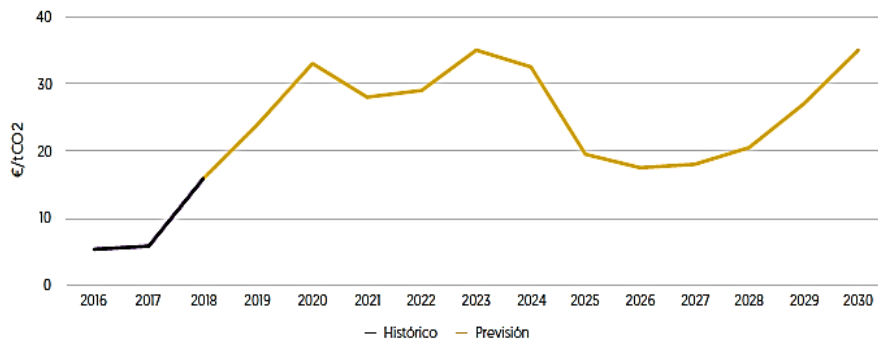
Fuente: Sendeco2

Figura 03. Evolución de los precios del CO₂ entre 2008 y 2018.

Para 2020 las previsiones se sitúan en torno a los 33,0 €/t, lo que supone un incremento del precio del 21,8% respecto al año anterior.

A más largo plazo los expertos vaticinan unos valores similares a los actuales para el período 2023-2026, si bien se volverían a acercarse a los 30,0 €/t al llegar a 2030, tal y como puede verse en la *Figura 04* de la página siguiente.

“ESTUDIO DE LOS CONVERTIDORES EMPLEADOS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS”



Fuente: BloombergNEF

Figura 04. Previsión de los precios del CO₂ a 2030.

A nivel mundial, entre 2000 y 2017 se pasó de 85,0 GW a más de 900,0 GW de capacidad energética total en renovables, siendo la fotovoltaica la principal fuente de generación con más de 300,0 GW. 2017 fue el año de la consolidación de la fotovoltaica a nivel mundial, llegando a los 400,0 GW (de los que 100,0 GW fueron nuevos), superando por primera vez los 393,0 GW nucleares; para ello fue necesario realizar una inversión de 160 M\$, el 57% de la inversión mundial en renovables.

En 2018 la instalación de fotovoltaica llegó a los 102,0 GW lo que, pese a todo, supuso un menor crecimiento que en años anteriores.

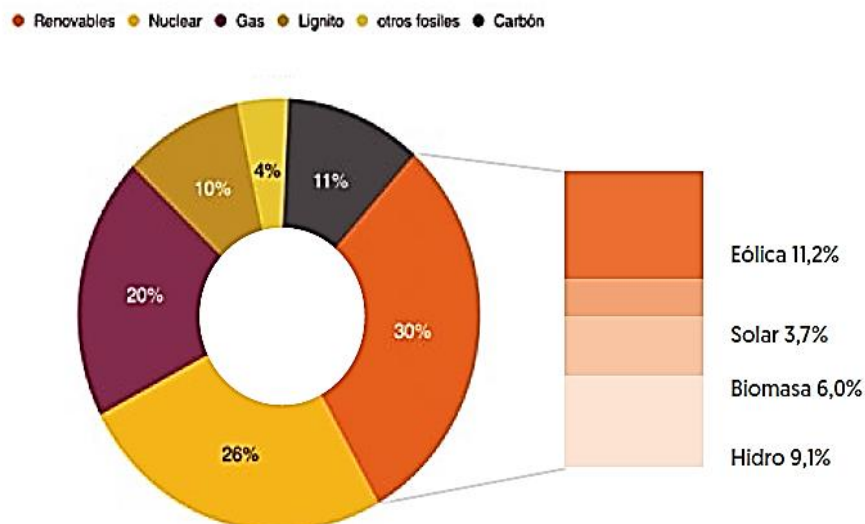
En la siguiente tabla se recogen datos de los países más importantes en lo que se refiere a esta forma de generación:

PAISES	2018	
	ACUMULADA [GW]	ACUMULADA [%]
Rep. Popular China	175,4	35%
Estados Unidos	61,6	12%
Japón	55,6	11%
Alemania	45,9	9%
India	26,6	5%
Italia	19,9	4%
Reino Unido	13,0	3%
Australia	12,5	2%
Francia	8,9	2%
Corea	7,6	2%
Resto del mundo	77,9	15%
Total mundial	504,9	100%

Fuente: IRENA y SolarPower Europe

Figura 05. Potencia acumulada en los principales países del mundo.

Por continentes, Europa destaca, fundamentalmente, por el gran número de pequeños mercados que conviven con alguna gran potencia como Alemania, debido al compromiso que la UE ha alcanzado para con sus ciudadanos de impulsar la economía y luchar contra el cambio climático, pero garantizando una energía asequible, segura y sostenible. En este proceso de descarbonización de la economía se confía para minimizar la emisión de gases con efecto invernadero. Así, en 2017, por primera vez, se generó el 30% de la electricidad mediante tecnologías renovables.



Fuente: Agora Energiewende. The European Power Sector

Figura 06. Mix de generación a nivel europeo (datos de 2017)

En este punto parece viable que algunos países alcancen el objetivo fijado: reducción de las emisiones de CO₂ en, al menos, el 40% respecto a lo que se emitía en 1990. Sin embargo, hay un grupo de países que se encuentran lejos de lograr el objetivo, por lo que la UE debe reforzar los compromisos adquiridos para poder ser la abanderada en la lucha contra el cambio climático.

Para ello parece fundamental dar un paso más en esta lucha y reconocer el derecho de los ciudadanos a generar, almacenar, consumir y vender energía en condiciones justas; es en este punto donde entran los conceptos de autoconsumo y autogeneración. Ambos están cobrando especial importancia en la transformación del actual modelo energético.

El análisis de la situación en España nos demuestra que la evolución de la fotovoltaica ha dependido de las diferentes normativas que en cada época hayan sido de aplicación. Haciendo una rápida revisión se pueden diferenciar los siguientes períodos:

① Los orígenes del sector (hasta 2004)

La normativa de aplicación, en ese momento, era:

- Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.
- RD 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica con renovables.
- RD 1663/2000, sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Si bien es cierto que este marco legislativo no era del todo adecuado para las renovables, empezaba a existir un cierto interés para desarrollarlas e implementarlas a nivel estatal. Esto se recogía en el *Plan de Fomento de Energías Renovables*³ de 1999 en el que se pretendía poner en marcha más de 11.000 MW renovables hasta 2010.

② El inicio de la expansión fotovoltaica (2004-2007)

El RD 436/2004 establecía una normativa retributiva estable que se basaba en un sistema de incentivos, tomando como base la *Tarifa Media de Referencia* (TMR) del año en curso. Esta TMR se encontraba definida en el RD 1432/2002. Si bien se notó un aumento en el número de proyectos y en el tamaño medio de los mismos, aspectos como el conexionado con la red de media tensión, la regulación del acceso y el vertido a la red de las grandes instalaciones, seguían sin solucionarse. Además, los costes de la tecnología FV eran todavía demasiado elevados, obligando a realizar inversiones nada o muy poco atractivas. En 2005 se publica el *Plan de Energías Renovables* (PER), que sustituye al anterior *Plan de Fomento*; en él se fijan los objetivos de crecimiento e implantación de las renovables hasta 2010, en la línea de las decisiones que se estaban adoptando a nivel europeo. En dicho plan ya se hablaba de la energía FV como una fuente a tener muy en cuenta en el “mix energético”.

③ La expansión de la energía FV (2007-2010)

Mediante el RD 661/2007 se derogaba el RD 436/2004 y se pretendía dar un impulso definitivo al desarrollo del sector fotovoltaico al ver que éste estaba siendo menor de lo esperado, mediante un sistema de incentivos.

Las retribuciones, que estaban en función del tamaño de la instalación, se ligan al IPC en vez de a la TMR, lo que, sin duda, ofrecía una mayor estabilidad al sector.

³ https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf

Mediante el RD 1578/2008 se quiso establecer un marco normativo que se mantuviera hasta 2011; en él se programan unas revisiones de tarifas que se ajustasen a la evolución del mercado internacional.

④ Primeros recortes retroactivos (2010-2013)

2009 supone el inicio de la adopción de una serie de medidas que van a castigar de manera muy importante al sector de las energías renovables.

- El RD 1565/2010 acertó de manera sensible la vida retributiva de las instalaciones.
- La Ley 14/2010 limitó las horas de producción de energía FV, de manera que la energía producida fuera de ese horario no percibía ningún tipo de remuneración adicional, tan sólo el precio de mercado. Esto significó, como promedio, la reducción de los ingresos percibidos en un 25% durante 2011 y 2012.
- El RD 1544/2011 estableció un peaje de acceso a las redes de distribución y transporte de todos los productos, con un coste de 0,5 €/MWh.
- Más tarde, el RD-L 1/2012, suspendió todas las tarifas a las fuentes de generación sujetas a régimen especial, a excepción de las que ya estaban en fase de ejecución; esto implicó la paralización de cualquier nuevo proyecto, lo que no dejaba de estar en contraposición con los objetivos de expansión fijados en el segundo PER⁴ aprobado por el Consejo de Ministros el 11 de noviembre de 2011.
- Mediante la Ley 15/2012 se fijó un impuesto que gravaba con un 7% todos los ingresos brutos percibidos por los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas.
- Finalmente, con el RD-L 2/2013 se sustituyó la referencia del IPC por el IPC-IC, un índice específico aplicado exclusivamente al sector eléctrico, lo que de nuevo suponía un recorte en los ingresos de los propietarios.

⑤ La reforma energética (2013-2017)

- El RD-L 9/2013 habilitaba al Gobierno para establecer un nuevo régimen jurídico y económico, que más tarde fue fijado mediante el RD 413/2014, para sustituir el sistema de tarifas fijado en el RD 661/2007.
- La Ley 24/2013 derogaba a la Ley 54/1998 y desarrollaba los principios expuestos en el RD 9/2013.

⁴ Este documento fijaba la necesidad de incrementar en más de un 60% el parque de energías renovables en un período de 10 años.

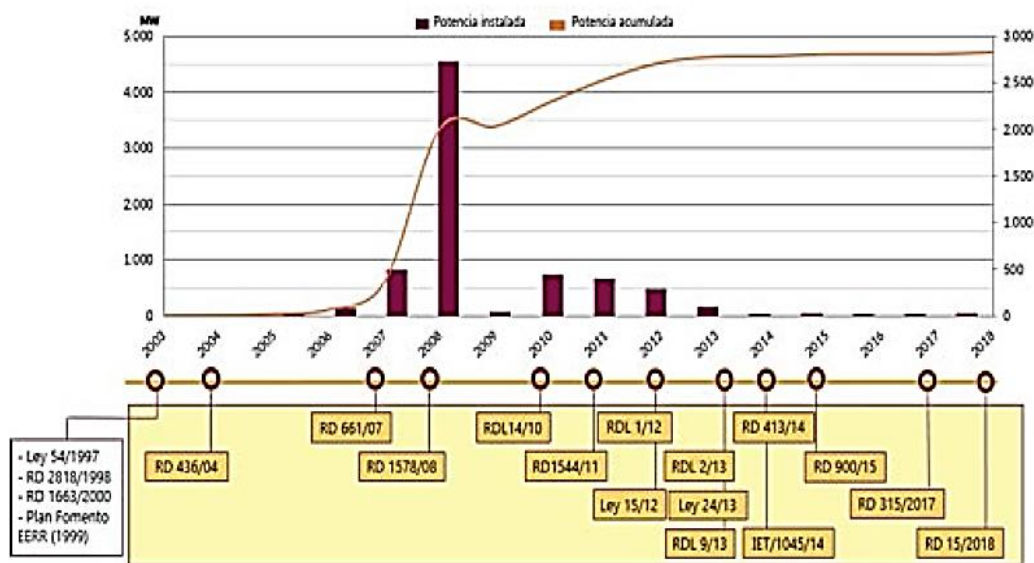
- Finalmente se publicarían el RD 413/2014 y su orden de acompañamiento, Orden IET 1045/2014.

Todo ello para establecer que las retribuciones a percibir serían las correspondientes al precio de mercado y, en algunas ocasiones, una retribución específica.

© Las nuevas subastas de renovables (2017)

Todos los cambios de regulación supusieron que los inversores en renovables perdieran el interés por ello, lo que podía suponer el incumplimiento de los compromisos adquiridos con Europa. Por ese motivo, el Gobierno fijó un sistema de subastas cuya finalidad última no era otra que la de poner en marcha nuevas instalaciones. Así se establecía un valor de inversión inicial por cada unidad de potencia y los participantes pujaban ofertando un porcentaje de reducción de dicho valor inicial. Esta reducción llevaba consigo la reducción del término de Retribución a la Inversión para toda la vida útil de la instalación. Hasta la fecha se han convocado tres subastas y en todas ellas los porcentajes de reducción ofertados por los pujantes han sido tan altos, que la Retribución por Inversión ha sido nula.

El gráfico siguiente muestra cómo ha sido la evolución de la fotovoltaica en función de las normativas de aplicación.



Fuente: Elaboración propia

Figura 07. Evolución de la potencia fotovoltaica en España, en función de la normativa aplicable.

Se ve como a partir de 2012 se produjo un estancamiento en la instalación de fotovoltaica; esto ha supuesto que España haya pasado de ser un referente a nivel mundial, a un mero actor secundario que, además, tiene complicado

cumplir con el firmado **Acuerdo de París**. Para incentivar la instalación de esta tecnología, el Gobierno, a partir de 2016, propuso este sistema de subastas que permite a los beneficiarios obtener una rentabilidad razonable, pero, a cambio, sólo se permite participar a instalaciones nuevas que no dispongan de autorización de explotación definitiva y que no hayan sido inscritas en el **Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, RAIPREE**. El resultado de adjudicación de cada una de las tres celebradas se muestra en el siguiente gráfico:

Datos en MW	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	Total
Año convocatoria	2016	2017	2017	
Eólica	500	2.979	1.128	4.607
Biomasa	200	20	-	220
Fotovoltaica	-	1	3.903	3.904
Total	700	3.000	5.031	8.731

Fuente: Informes de supervisión de las subastas para la asignación del régimen retributivo específico publicados por la CNMC

Figura 08. Resultados de las subastas convocadas en 2016 y 2017.

Pese a estos datos, se hace necesario establecer objetivos más ambiciosos, lo que se ha intentado con el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2023, PNIIEC**; con él se pretende, fundamentalmente, conseguir que la mayor parte de la energía final utilizada proceda de fuentes renovables.

Sin embargo, a fecha actual, y según datos de **Red Eléctrica Española**, tan sólo 95,0 GW de nueva potencia renovable han sido solicitados (23,0 GW eólicos y 72,0 GW fotovoltaicos). En la tabla de la página siguiente (**Figura 09**) se muestra la evolución de la potencia instalada en nuestro país, en función de las distintas tecnologías renovables.

Por otra parte, según datos de esta misma fuente, constatamos que la generación de energía usando como fuente la fotovoltaica, tan solo cubre el 3,0% de la demanda nacional. Además, el reparto por comunidades autónomas es muy desigual, dependiendo, sobre todo, de los factores climáticos del lugar (**Figura 10**).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica convencional y mixta	17.035	17.032	17.049	17.049	-	-	-	-	-	-
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	-	-	-	-	-	-
Hidráulica	20.363	20.361	20.378	20.378	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	-	-	-	-	-	-
Carbón	10.004	10.004	10.030	10.030	-	-	-	-	-	-
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.490	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	11	11	11	11	-	-	-	-	-	-
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	23.052	23.130	23.503	23.503	-	-	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	4.695	4.688	4.708	4.708	-	-	-	-	-	-
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	857	859	864	864	-	-	-	-	-	-
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	5.994	5.821	5.740	5.733	-	-	-	-	-	-
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	497	497	491	491	-	-	-	-	-	-
Residuos renovables ⁽⁴⁾	162	162	162	162	-	-	-	-	-	-
Total	104.664	104.115	104.682	104.075	-	-	-	-	-	-

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). A partir de 2015 están incluidas en hidráulica convencional y mixta.

⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

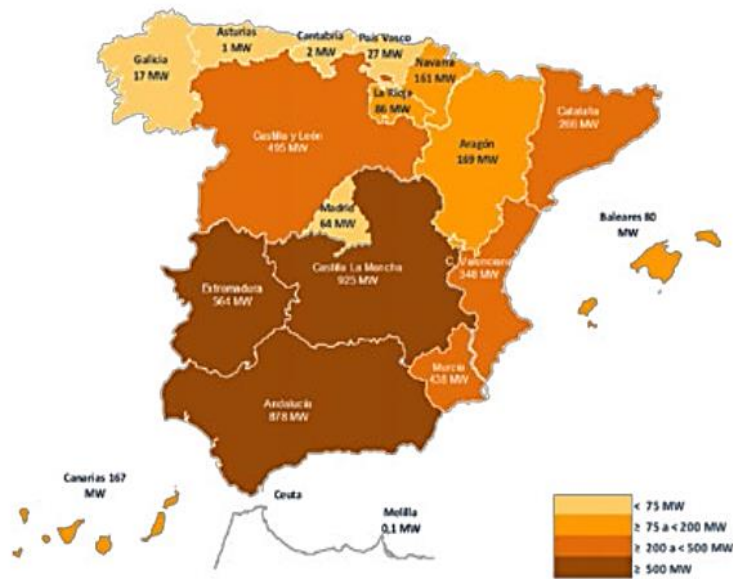
⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014 en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.

Datos a 31 de diciembre. Para el año 2019 datos a enero de 2019.

Fuente: Red Eléctrica de España

Figura 09. Evolución de la potencia instalada en función del tipo de energía renovable.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Figura 10. Potencia fotovoltaica total instalada (datos de diciembre de 2018).

Por último, no podemos concluir el planteamiento inicial del tema sin hablar del concepto de “**generación distribuida**”. Éstas son aquellas fuentes que generan energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de energía, generalmente con potencias inferiores a 3 kW, y que están conectadas a la red a nivel de distribución, o directamente al consumidor, por lo que se ubican próximas a los consumos. Hacen que disminuyan los costes en cuanto a

grandes infraestructuras, así como provocar menores costes en lo referido al transporte.

Todo esto está ligado también al concepto de “*autoconsumo*”, en el que los propios consumidores generan toda o parte de la energía eléctrica que precisan para sus consumos.

En la actualidad, éste se ve favorecido por la mejora de la tecnología fotovoltaica en cuanto a eficiencia, muy lejos de la aparición de la primera célula solar⁵ fabricada en 1954 por los laboratorios *Bell Telephone* de EE.UU., cuya eficiencia de tan sólo el 6,0%. Estas mejoras introducidas, se traducen en un abaratamiento del coste del kilovatio-hora, tal y como se refleja en el gráfico siguiente, *Figura 11* y el de inicio de la página siguiente, *Figura 12*.

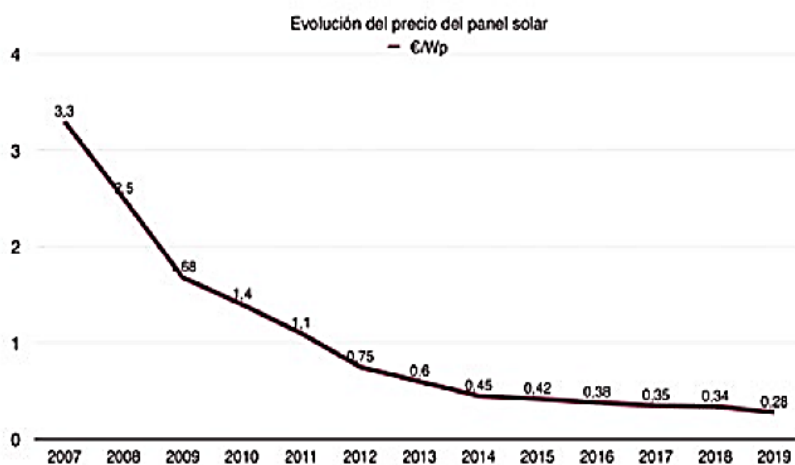
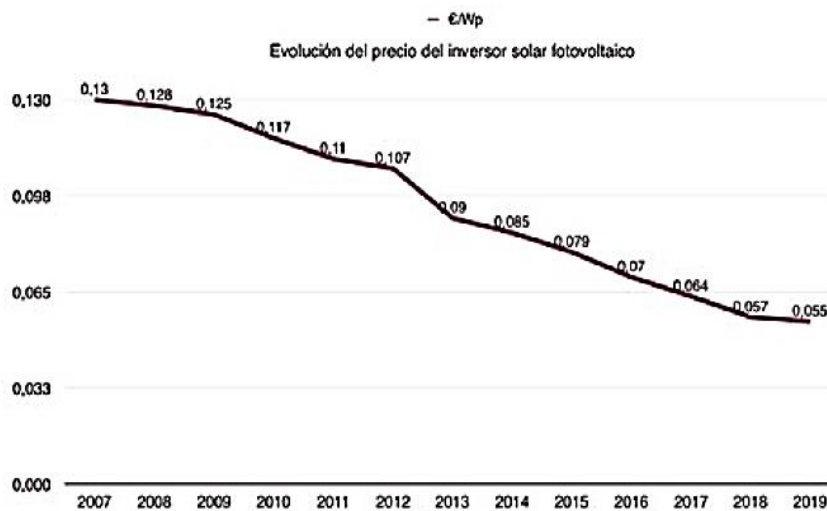


Figura 11. Evolución del precio del panel solar

A esto se debe unir el hecho de que ha habido cambios en la normativa que favorecen y reconocen el derecho de los usuarios al autoconsumo. Tras la derogación del llamado “*impuesto al sol*” a través del RD-L 15/2018, en abril de 2019 se aprobó el RD 244/2019 por el que se establecen las condiciones económicas, técnicas y administrativas del autoconsumo, dando continuidad a lo que se establecía en el RD-L 15/2018.

⁵ Los paneles solares comerciales actuales se acercan al 20%, si bien en los laboratorios de investigación se han alcanzado eficiencias del 44,5% utilizando células fotovoltaicas que incluyen *perovskita híbrida*; se trata de híbridos orgánico-inorgánicos (halógenos como yodo y bromo, junto con plomo). Su formación a temperaturas muy bajas, incluso a temperatura ambiente, unido al bajo coste y elevada disponibilidad de los materiales precursores, junto con los valores de eficiencia obtenidos, hacen de las perovskitas materiales muy competitivos comparados con el silicio, para el que su proceso manufacturación es largo y su coste mayor.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Figura 12. Evolución del precio del inversor solar fotovoltaico.

De forma muy general se establecen dos (o tres, depende cómo se mire) modalidades de autoconsumo:

- Sin excedentes; precisan de un mecanismo anti vertido que impida la inyección de energía a la red. De acuerdo con la Ley 24/2013 se les considera “*sujetos consumidores*”.
- Con excedentes; aquellos que sí que pueden inyectar energía a la red. En esta modalidad se diferencia entre dos figuras: el “*sujeto consumidor*” y el “*sujeto productor*”. A su vez se encuentran divididos en:
 - Excedentes acogidos a compensación ⇨ aquellos que verifiquen todos los condicionantes recogidos en el RD (que sea una tecnología renovables, con potencia menor o igual a 100 kW, que el auto consumidor tenga firmado un contrato de compensación de excedentes...).
 - Excedentes no acogidos a compensación ⇨ cualquiera que no cumpla **todos** los requisitos establecidos para el tipo anterior.

Además de fijar las modalidades de autoconsumo, y de los tipos de auto consumidores, el RD 244/2019 introduce otra serie de modificaciones, algunas de ellas de gran relevancia; entre otras podemos mencionar algunas de las que atañen propiamente a la generación de energía, al haber una gran cantidad de medidas relacionadas con el tema económico...

- ✓ Permite que el propietario y el consumidor de la instalación sean personas distintas.

- ✓ Para instalaciones fotovoltaicas, define como la potencia instalada como la potencia máxima del inversor fotovoltaico.
- ✓ Establece los equipos de medida a instalar.

A día de hoy, el nuevo Registro aún no está elaborado, por lo que la única referencia disponible para el territorio español es el “**Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica**”, que dejó de actualizarse tras la entrada en vigor del RD-L 15/2018. El Registro se estructuraba en tres apartados que abarcaban las dos modalidades existentes antes de la introducción del citado RD-L. Éstas⁶ eran:

- Tipo 1: no estaban inscritas en el Registro de Producción, no podían cobrar vertidos a la red y no podían conectarse varios consumidores. Se diferenciaba entre:
 - ✗ Las de menos de 10 kW, que se encontraban en la 1ª Sección del Registro.
 - ✗ Las de más de 10 kW, que se encontraban en la 2ª Sección del Registro.
- Tipo 2: estaban inscritas en el Registro de Producción, podían cobrar los vertidos a la red, pero tampoco podían conectarse varios consumidores. Éstas debían inscribirse en la 2ª Sección del Registro.

Con los datos de este Registro se puede elaborar la tabla que se muestra en la página siguiente (**Figura 13**), donde se recoge el número de instalaciones de autoconsumo, por tipo y CC.AA.

De esta tabla, lo que más destaca es el notable incremento del número de instalaciones respecto de finales del 2017; por otra parte, la potencia instalada sólo creció en un 40%, un valor pequeño si tomamos como referencia el gran número de nuevas instalaciones. Esto significa que la mayor parte de estas instalaciones fueron de pequeño tamaño.

Además, nos parece importante señalar que el autoconsumo no sólo se circunscribe al ámbito doméstico, sino que cada vez son más los sectores en los que se va introduciendo:

- | | |
|----------------------|-----------------------------|
| ⇒ sector residencial | ⇒ pymes |
| ⇒ grandes industrias | ⇒ administraciones públicas |
| ⇒ centros educativos | ⇒ hospitales |
| ⇒ polideportivos | ⇒ sector agrícola |
| ⇒ ... | |

⁶ Información obtenida del Art. 4.1 del RD 900/2015.

Comunidad Autónoma	Potencia Instalada (kW)				Número de Instalaciones			
	Sec.1	Sec.2		Total	Sec.1	Sec.2		Total
	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2		Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2	
Andalucía	591	1.966	2.204	4.761	162	69	38	269
Aragón	23	93	805	921	6	3	10	19
Asturias	19	23	100	142	8	4	1	13
Baleares	86	279	1.000	1.364	25	14	14	53
C. Valenciana	131	162	530	823	32	10	7	49
Canarias	40	496	654	1.190	10	19	11	40
Cantabria	1	3	12	15	1	1	1	3
Castilla-La Mancha	139	327	266	732	35	18	4	57
Castilla y León	26	391	728	1.145	6	16	12	34
Cataluña	495	1.093	4.743	6.330	150	77	72	299
Ceuta	0	24	0	24	0	1	0	1
Extremadura	19	53	10	82	7	5	1	13
Galicia	37	1.556	4.294	5.888	6	49	32	87
La Rioja	18	53	0	71	5	4	0	9
Madrid	141	463	632	1.236	46	21	17	84
Melilla	0	0	0	0	0	0	0	0
Murcia	130	248	802	1.180	43	18	11	72
Navarra	43	399	286	728	14	17	6	37
País Vasco	8	85	332	424	3	3	8	14
TOTAL	1.947	7.714	17.397	27.058	559	349	245	1.153

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.

Figura 13. Número de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico por Sección y Tipo.

Para llevar a cabo estas instalaciones, la mayor parte de las ayudas que las CC.AA. dan se apoyan en el **Fondo Europeo de Desarrollo Regional, FEDER**, con las particularidades de cada región. Así, en el año 2018 en Castilla y León, las subvenciones a renovables se han dirigido los sectores empresarial, agrícola y ganadero, con una dotación total de casi 1,5 M€, adjudicando entre el 25% y el 40% dependiendo del proyecto⁷ que se tratase.

⁷ Orden de 10 de octubre de 2018.

1.2- OBJETIVOS

A nivel mundial se está produciendo un cambio de modelo económico que está obligando a que todos los países prioricen la obtención de energías más limpias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI's), responsables del calentamiento global. En esta transición energética hacia la descarbonización, la UE se ha propuesto liderar este proyecto, comprometiéndose a medio plazo, 2030 y 2050, mediante la firma del Acuerdo de París.

Por climatología, España puede ser uno de los países más beneficiados, ya que tiene un importante número de horas de sol, con una elevada irradiancia. Eso le da la posibilidad de estar a la cabeza en cuanto a la producción de energía fotovoltaica, una de las energías renovables de mayor incidencia económica, sin olvidar también a la eólica.

El presente Trabajo de Fin de Grado se va a desarrollar en el terreno de la generación de electricidad mediante energía fotovoltaica.

En estas instalaciones, el elemento básico es el panel solar. Si bien en la actualidad sus rendimientos son bastante pobres, en torno al 16-17%, son muchas las investigaciones que están en curso dedicadas a intentar mejorar esa ratio y, por ello, este trabajo hace también una pequeña revisión de los componentes de una instalación fotovoltaica.

Centrado el tema, el **objetivo** concreto del TFG se focalizará en el estudio exhaustivo de la otra parte fundamental de estas instalaciones, aquella que posibilita que podamos utilizar la electricidad que los paneles nos suministran como corriente continua, transformándola en corriente alterna para uso en electrodomésticos o para inyectar a la red; este es el inversor.

Partiendo de un estudio del mercado actual y aplicando una visión crítica, intentaremos aportar mejoras y soluciones, ya sean referidas a nuevas topologías, nuevos materiales a utilizar en los polos de potencia de estos convertidores, etc... Con ello lo que se pretende es incrementar su ya elevado rendimiento, lo que, a la postre, redundará en la eficiencia de todo el sistema fotovoltaico y, así, se posibilitará el acercamiento al objetivo de minimización de emisiones de GEI's, en todo el mundo.

En este sentido, planteamos la simulación de una de las posibles situaciones con las que lograr este incremento de rendimiento. Como veremos en el correspondiente apartado, las mejoras obtenidas en los parámetros de eficacia, harán que sea la analizada, una de las posibles medidas a adoptar.

2.- ESTRUCTURA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1.- PANELES SOLARES

Empezaremos analizando el generador solar; aquello que nos permite obtener una circulación de electrones, es decir, una corriente, a partir de la incidencia de luz solar sobre el dispositivo. Está compuesto por una serie de paneles fotovoltaicos. Como he dicho, gracias a la incidencia de la luz solar sobre dichos paneles, se genera la corriente continua que pasará a la siguiente etapa del proceso.

2.1.1- Estructura de una célula solar

Cada uno de estos paneles fotovoltaicos, a su vez, lo forman varias células solares; cada una de ellas consiste en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, típicamente silicio, además de una capa antirreflexiva, unos dedos de contacto metálicos situados en la parte superior y, también, otro contacto metálico posterior. Estas partes tendrán una función específica dentro de la cadena. Son las siguientes:

- *Capa antirreflexiva*: evita que los rayos que le lleguen a la célula puedan reflejarse. De esta forma, se consigue aumentar el porcentaje de energía solar que absorbe la célula.
- *Dedos de contacto*: son los contactos metálicos a través de los cuales se producirá la circulación de corriente hacia la carga o, en nuestro caso, hacia la siguiente etapa de nuestra estación fotovoltaica. Su forma alargada se debe a la necesidad de no restar superficie para la captación de luz y también por la menor resistencia eléctrica que así ofrecen, ya que...

$$Resistencia\ eléctrica = \rho \frac{Longitud}{Superficie} \quad Ec. 1$$

Donde ρ es la resistividad, un valor determinado que dependerá del material del que esté hecho el conductor. De tal forma que, “a mayor superficie, menos resistencia ofrecerán”.

- *Contacto metálico posterior*. Se localiza en la parte “baja” de nuestra célula; es el otro elemento metálico con el que se podrá extraer la corriente continua generada a causa del movimiento de los electrones y huecos.

En la página siguiente, presentamos un sencillo esquema en el que se pueden ver todas estas partes comentadas (*Figura 14*).

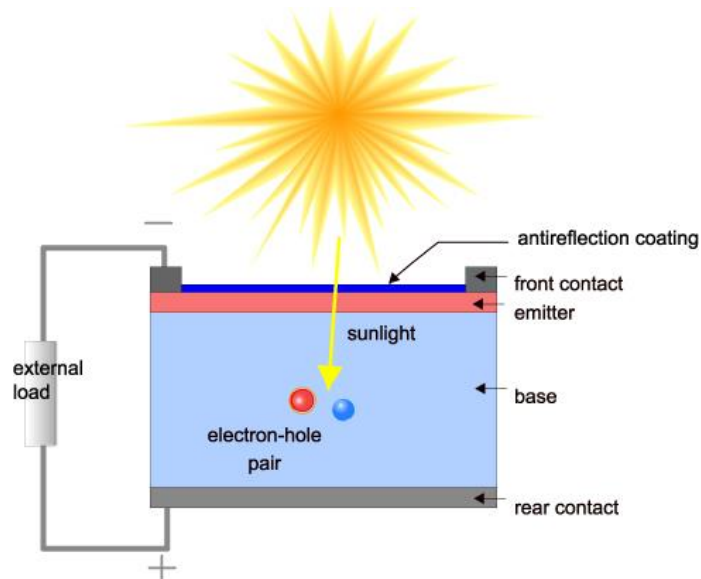


Figura 14. Corte transversal de una célula solar.

2.1.2- Principio básico de funcionamiento de una célula solar

Una vez descritas las “capas” que constituyen una célula solar, explicaremos de forma somera cómo se produce la generación de corriente en cada una de ellas.

Partimos, como hemos dicho, de una región *tipo n*, dopada con fósforo y por tanto con cinco electrones en la capa de valencia, uno más que el silicio (los electrones son mayoritarios); además, otra región *tipo p*, dopada con boro y con tres electrones en la capa de valencia, es decir, uno menos de los que tiene el silicio (los huecos o, la “ausencia de electrones”, son mayoritarios). Estas regiones son las “zonas neutras” del semiconductor.

Cuando la luz solar incide sobre la superficie antirreflexiva, los fotones que la componen, con energía igual o mayor que la energía del ancho de la banda prohibida (y que será necesario superar para que los electrones promocionen a la banda de conducción), generan un par electrón-hueco. Estos electrones y huecos se moverán en direcciones opuestas a lo largo del semiconductor atraídos por las regiones de cargas estáticas, dando lugar a la generación de corriente continua que podremos extraer. Luego la utilizaremos en las futuras etapas de la estación fotovoltaica.

2.2.- CONVERTIDOR CC/CC

2.2.1- Descripción del Convertidor CC/CC

El objetivo que siempre se persigue dentro de una instalación fotovoltaica es el de conseguir operar en el punto de mayor rendimiento posible, para poder exprimir al máximo los recursos disponibles. Este punto no siempre será el mismo ya que dependerá de las condiciones climatológicas que tengamos en cada momento. Es por lo que necesitaremos adaptarnos de la forma más rápida posible a estos cambios para sacar el mayor rendimiento a la instalación.

De esto se ocupa el convertidor continua-continua. Éste podrá tener diferentes configuraciones en función del objetivo que se persiga, pero, básicamente, serán circuitos constituidos por diodos, polos de potencia, inductancias y condensadores.

Para simplificar la explicación, se deben de hacer una serie de consideraciones con respecto a este circuito base que constituye el convertidor:

- ✓ El condensador de salida tiene una capacidad elevada, por lo que la tensión de salida se puede considerar constante.
- ✓ El circuito opera en régimen permanente.
- ✓ La corriente por la bobina es siempre positiva, es decir, estaremos trabajando en lo que se llama “modo de conducción continua”.
- ✓ Los semiconductores presentan un comportamiento ideal, es decir, se pueden considerar interruptores. No hay pérdidas en ellos y por tanto la potencia se conserva. Esto implica lo siguiente:

$$Potencia_{entrada} = Potencia_{salida} \quad \text{Ec. 2}$$

$$V_{entrada} \cdot I_{entrada} = V_{salida} \cdot I_{salida} \quad \text{Ec. 3}$$

Nos encontraremos con tres tipos de convertidores CC/CC dependiendo de su cometido. Para cada uno de ellos existirá una relación entre la potencia de entrada y de salida, dada por el ciclo de servicio, D. Éste será el parámetro que podremos modificar para conseguir alcanzar los niveles de tensión o corriente queridos para cada caso. Se presentan a continuación:

- *Boost/Elevador*: obtenemos una tensión de salida superior a la de entrada (**Figura 15**, en página siguiente).

$$\frac{V_{salida}}{V_{entrada}} = \frac{1}{1 - D} \quad \text{Ec. 4}$$

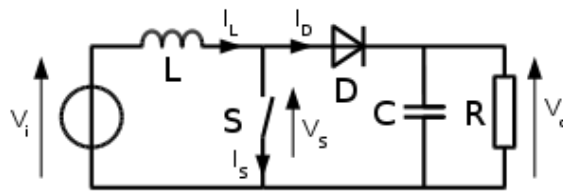


Figura 15. Convertidor Boost.

- *Buck/Reductor*: la tensión de salida es inferior a la de entrada (**Figura 16**).

$$\frac{V_{salida}}{V_{entrada}} = D \quad \text{Ec. 5}$$

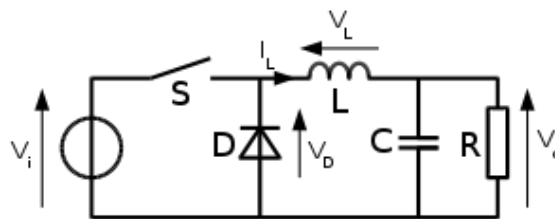


Figura 16. Convertidor Buck.

- *Buck-boost/Reductor-elevador*: en función del valor del ciclo de servicio se consigue aumentar o disminuir dicha tensión de salida (**Figura 17**).

$$\frac{V_{salida}}{V_{entrada}} = \frac{D}{1 - D} \quad \text{Ec. 6}$$

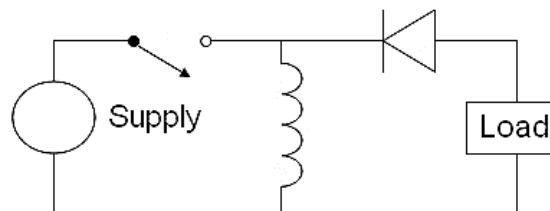


Figura 17. Convertidor Buck-Boost.

Además, si las potencias son iguales, en caso por ejemplo de que consigamos aumentar la tensión de salida, la intensidad de salida deberá disminuir para que la igualdad continúe. La relación de las tensiones con el ciclo de servicio del convertidor es, por consiguiente, inversa a la de las intensidades.

Una vez descritos de forma general estos convertidores, nos centramos en su objetivo primordial, desde el punto de vista de la instalación fotovoltaica: conseguir que el sistema opere en el “*punto de máxima potencia*” (MPP).

Como hemos comentado, el valor del condensador de salida de cada uno de ellos se considera muy elevado, lo que significa que la tensión a la salida la podremos decir que es un valor constante y deberemos de modificar la tensión de entrada a fin de lograr el objetivo.

Para conseguirlo nos basamos en una serie de algoritmos, que a continuación se comentan, mediante los cuales se generarán señales para conseguir regular la activación de los polos de potencia de los convertidores, es decir, modificar su ciclo de servicio; con ello se conseguirá cambiar el valor de la tensión de entrada para acercarnos lo más posible a aquella que nos da el funcionamiento en el punto de máxima potencia querido.

2.2.2- Algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia

• Ascenso sobre la curva y perturbación-observación

Los dos se basan en lo mismo; sin embargo, el primero de ellos introduce una perturbación en el ciclo de servicio del convertidor (y por consiguiente en su tensión) mientras que en el segundo, la perturbación afecta a la tensión o corriente del generador de forma directa.

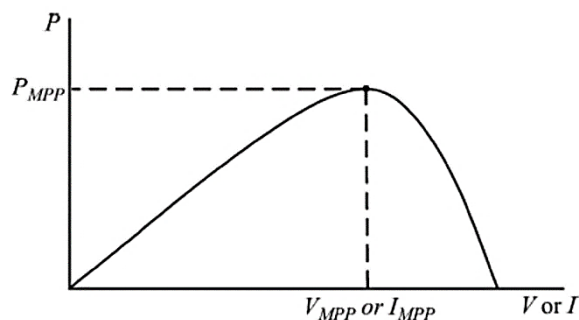


Figura 18. “Potencia Vs. Tensión/Intensidad” para una célula solar.

Si nos fijamos en la gráfica superior (**Figura 18**) vemos que, a la izquierda del punto de máxima potencia, al incrementar la tensión, aumenta la potencia; por el contrario, si la disminuimos, la potencia también lo hace. A la derecha de este punto, ocurre justo lo contrario.

Basándonos en esto, explicaremos únicamente el algoritmo de “perturbación-observación”, aunque se trataría de una forma similar en caso de utilizar el de “ascenso sobre la curva”.

De tal forma que, consistirá en introducir una perturbación en la tensión y observar cómo es el cambio de la potencia (si aumenta o disminuye) respecto del valor que teníamos en la iteración anterior. En función del resultado, se

decidirá si la siguiente perturbación en el voltaje consistirá en aumentarle o disminuirle.

Esto se repite de forma periódica hasta que se alcanza un marco del punto de máxima potencia, oscilando el sistema en torno a éste.

Sin embargo, encontramos dos problemas importantes para este algoritmo: el tamaño de la perturbación y un posible cambio brusco en las condiciones atmosféricas.

En el primer caso, si el tamaño de la perturbación es muy grande, no se logra demasiada precisión para conseguir situarnos en el punto MPP concreto y, si la perturbación es muy pequeña, se solucionaría el primer problema, pero se tardaría mucho tiempo en alcanzar dicho punto; el sistema no sería demasiado eficiente. La solución para este primer problema es de compromiso entre ambas situaciones haciendo que la magnitud de la perturbación sea variable.

Para el segundo inconveniente, nos encontramos con que un cambio en las condiciones meteorológicas, provocaran una variación del MPP instantáneo. La solución es emplear datos de varios puntos anteriores para poder decidir de forma adecuada cómo ha de ser la perturbación que introducir en la tensión.

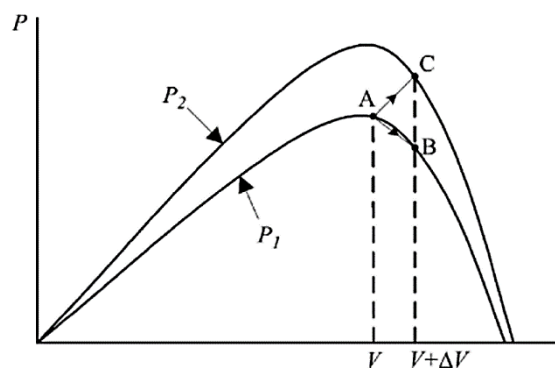


Figura 19. Problema en el cambio repentino de las condiciones atmosféricas.

• **Conductancia incremental**

Este algoritmo es parecido al anterior en cuanto a que se basa en observar el valor de la pendiente de la curva de “potencia frente a tensión”; de tal forma que:

- A la izquierda de MPPT tenemos que $dP/dV > 0$.
- A la derecha de MPPT tenemos que $dP/dV < 0$.

➤ En MPP tenemos que $dP/dV=0$.

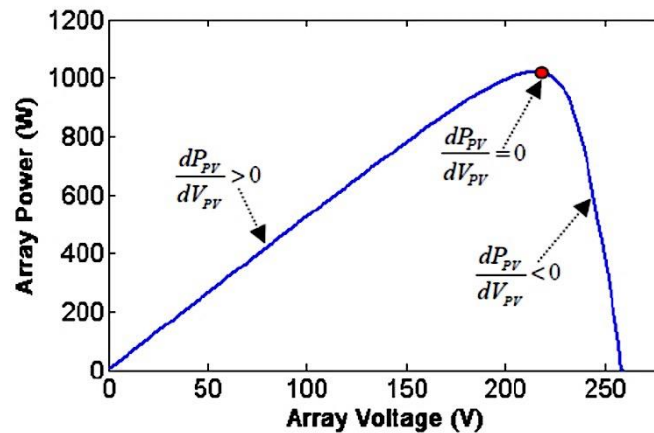


Figura 20. Relación entre potencia y tensión para una célula solar.

Sabemos que

$$P = V \cdot I \quad \text{Ec. 7}$$

Luego entonces...

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad \text{Ec. 8}$$

Si igualamos esta expresión a cero (en el punto MPP, **Figura 20**) tendríamos...

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \quad \text{Ec. 9}$$

Observando las diferentes zonas de esta misma figura y, aplicando el mismo procedimiento, obtenemos:

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \text{ estaremos a la izquierda del punto de máxima potencia.}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \text{ estaremos a la derecha del punto de máxima potencia.}$$

Por tanto, este algoritmo lo que hace es comparar la conductancia que tenemos en el momento (I/V , conductancia instantánea) con la incremental ($\Delta I/\Delta V$). En función del lugar en que nos encontremos en la curva de potencia, se tomará la decisión de aumentar, disminuir o mantener igual el valor de la tensión de referencia.

Todo esto se muestra en el siguiente diagrama de flujo (**Figura 21**) que resume el algoritmo:

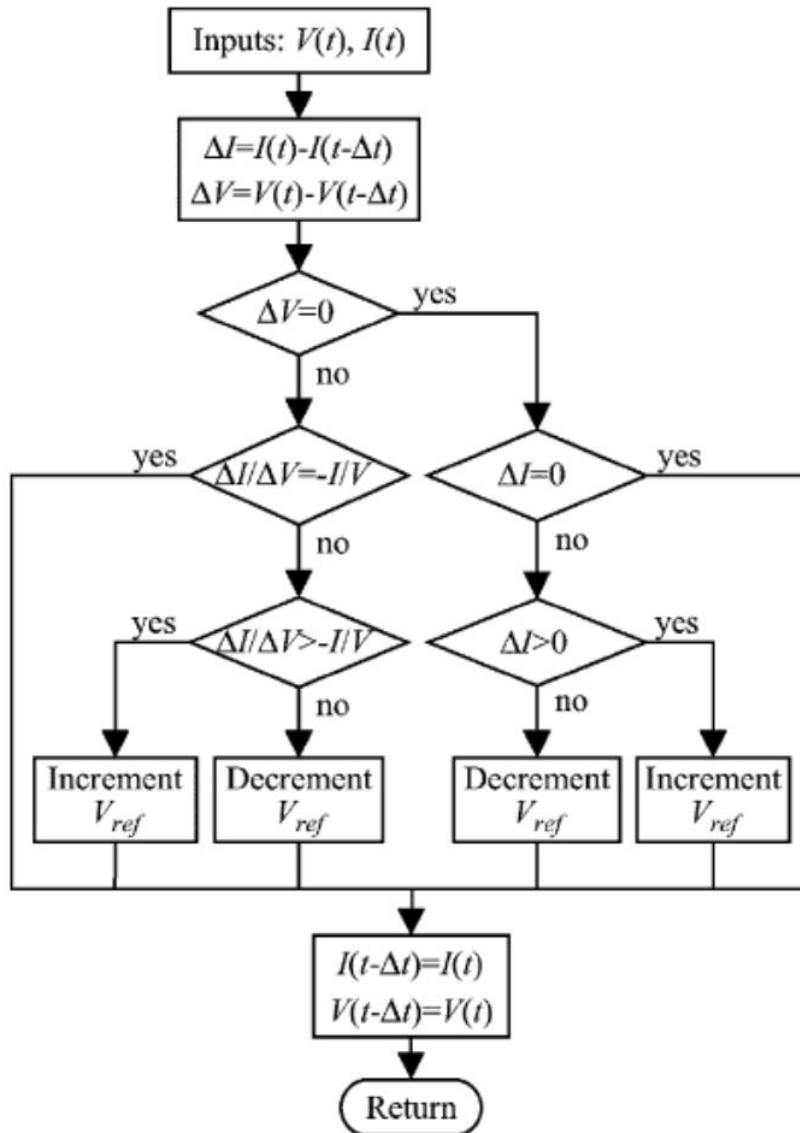


Figura 21. Diagrama de flujo del algoritmo de conductancia incremental.

• **Método de la tensión en circuito abierto**

Este algoritmo se basa en la idea de que la tensión del punto de máxima potencia es una fracción de la tensión de circuito abierto. Se cumple, por tanto, la siguiente relación:

$$V_{MPPT} \approx K_1 \cdot V_{OC} \quad \text{Ec. 10}$$

Siendo K_1 una constante dependiente de las características del generador fotovoltaico; su valor se concreta midiendo V_{MPP} y V_{OC} del generador para

distintos niveles de irradiancia y temperatura. El resultado es que, de forma general, K_1 oscila entre 0,70 y 0,78 para todos los paneles.

Es una manera sencilla de hacer un seguimiento del punto de máxima potencia, sin embargo, presenta un inconveniente principal: hay que medir de forma casi continua V_{OC} , es decir, desconectar momentáneamente el generador, lo cual se traduce en una pérdida de potencia constante. Para evitar hacer esto se suelen utilizar las llamadas “*células piloto*” y así obtener V_{OC} para aplicar al algoritmo. Sin embargo, éstas deben de ser exactamente iguales a las del generador y encontrarse en las mismas condiciones, cosa que casi nunca ocurre, haciendo que disminuya la eficacia del método.

Las ventajas de este algoritmo son su facilidad de implementación además de no ser caro. Por lo que puede ser un método suficiente en función de la aplicación a la que se destine.

• **Método de la corriente de cortocircuito**

Es muy similar al anterior. Se basa en la idea de que la intensidad en el punto de máxima potencia es proporcional a otra constante determinada de forma experimental, K_2 . De forma que se cumple:

$$I_{MPPT} \approx K_2 \cdot I_{SC} \quad \text{Ec. 11}$$

Los valores de esta constante suelen oscilar entre 0,78 y 0,92 para todos los paneles.

Sin embargo, también aquí la medida de la corriente de cortocircuito es problemática. Se puede hacer cortocircuitando el generador de forma periódica y medir la corriente con un sensor. Pero aumenta el coste al introducir una mayor cantidad de componentes y puede que no compense la inversión para el lugar donde se vaya a utilizar.

2.3.- BATERÍAS

2.3.1- Descripción general de los sistemas de almacenamiento

Una vez tenemos la corriente generada debido a la incidencia solar, en el caso de sistemas no dedicados únicamente a la venta de electricidad a la red, será necesario almacenar esta energía producida; así será posible disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz o en días nublados con malas condiciones climatológicas, pudiendo de esta forma hacer frente a la demanda de potencia existente. Esta tarea es llevada a cabo por las baterías, también llamadas acumuladores o, de forma genérica, sistemas de almacenamiento.

Su funcionamiento se basa en ciclos de carga (mediante la conversión de energía eléctrica en energía química) y descarga (energía química en eléctrica), gracias a una reacción química reversible en la que se produce el intercambio de iones entre cada uno de los electrodos y el electrolito.

Por otra parte, hay que comentar que el parámetro fundamental, el que define a una batería, es su capacidad nominal, que es la máxima. Sin embargo, nunca se alcanzará durante el proceso de carga. De la misma forma, tampoco en ninguna ocasión se descargará por completo. El motivo de esta limitación se encuentra en un deterioro de la misma:

- Si se sobrepasa el límite superior establecido por el fabricante durante la carga, se producirá una descomposición del electrolito, produciéndose un desprendimiento de gases y un aumento de la temperatura. Si se sigue sobrecargando se reducirá de forma considerable su vida útil.
- De la misma forma si la descarga es profunda, por debajo del límite establecido, se dificulta la reversibilidad de la reacción química pudiendo provocar daños irreparables.

Como consecuencia, el rendimiento de un acumulador nunca será el máximo posible e irá disminuyendo a medida que pase el tiempo, como consecuencia de la degradación que sufren.

La capacidad se mide en “Amperios-hora” (Ah) y hace referencia a la energía (producto entre corriente eléctrica y tiempo) que una batería va a acumular durante la carga y que nos devolverá durante la descarga. Por ejemplo, una capacidad nominal de 300 Ah.

Siguiendo con este apartado, haremos una revisión de algunos de los tipos de baterías que más se usan en fotovoltaica, con algunas de sus características y usos más comunes.

2.3.2- Tipos de baterías comunes en fotovoltaica

• *Baterías monoblock*

Las baterías “*monoblock*” son baterías compuestas por varias celdas de 2 V formando un solo bloque con dos terminales de conexión, uno positivo y otro negativo. Las tensiones de funcionamiento suelen ser de 6 V y 12 V y las capacidades pueden ir desde unos pocos amperios-hora hasta los 800.

Se utilizan por lo general, en pequeñas instalaciones aisladas. Sin embargo, requieren de un mantenimiento anual del nivel de electrolito. No pueden ser instaladas en lugares cerrados sin ventilación como consecuencia de la evaporación de gases que sufren. Por otra parte, su vida útil es más reducida que las estacionarias, que más adelante veremos; en cambio son más baratas.

Se clasifican, a su vez, en varios grupos:

Monoblock plomo-ácido abiertas. Baterías en las que se utiliza el plomo tanto para la placa positiva como para la negativa. El material activo de la placa positiva es óxido de plomo IV (PbO_2) y el de la negativa es plomo puro esponjoso. El electrolito a través del cual se producirá el intercambio de iones es una disolución de ácido sulfúrico (H_2SO_4).

Soportan ciclos de descarga del 20% aproximado y deben de protegerse para evitar la auto descarga. Son las más económicas y su aplicación se destina a consumos bajos y discontinuos. Hay que comentar que, como consecuencia de la evaporación de gases que en ellas se produce, deben rellenarse con agua destilada de forma periódica para evitar su más rápida degradación. Su esperanza de vida está entre los 2 y 4 años.

Monoblock ciclo profundo. Siguen siendo baterías plomo-ácido por lo que requieren de manteniendo para reponer el electrolito perdido por la gasificación durante el proceso de carga de la batería. Sin embargo, presentan una profundidad de descarga del 70-80% de forma continuada sin dañar la batería, lo que las hace ideales para las aplicaciones fotovoltaicas.

Su esperanza de vida es de las mayores dentro de este grupo, llegando como máximo hasta unos 15 años.

Al ser del tipo “*monoblock*” están compuestas por 3 o 6 celdas internas de 2 V conectadas en serie para alcanzar su tensión típica de funcionamiento que, como ya hemos visto, se encuentra entre los 6 y 12 V.

Monoblock AGM (“*Absorbent Glass Mat*”, en español, *fibra de vidrio absorbente*)

Son unas baterías del tipo VRLA (batería de plomo-ácido regulada por válvula) al contar con válvulas de seguridad presurizadas para mantener el

gas en su interior y evitar fugas. Las baterías AGM se conocen con el sobrenombre de baterías “secas” por no incorporar electrolito líquido libre. En cuanto a su fabricación, las placas de plomo y óxido de plomo de la batería se intercalan con paneles de fibra de vidrio absorbentes, saturados en un 90% con electrolito (disolución de H_2SO_4); lo restante se utiliza para absorber el ácido. Esto permite que trabajen a mayor presión, lo que se traduce en un aumento de la durabilidad cíclica, es decir, frente a ciclos continuados de cargas y descargas.

Al contrario que en las vistas anteriormente, son baterías “sin mantenimiento”. Además de tener una gran duración media como consecuencia de la mayor presión de trabajo, soportan golpes, vibraciones, temperaturas bajas..., es decir, se trata de acumuladores bastante robustos. Por otra parte, no requieren demasiada ventilación, por lo que se pueden colocar casi en cualquier lugar disponible.

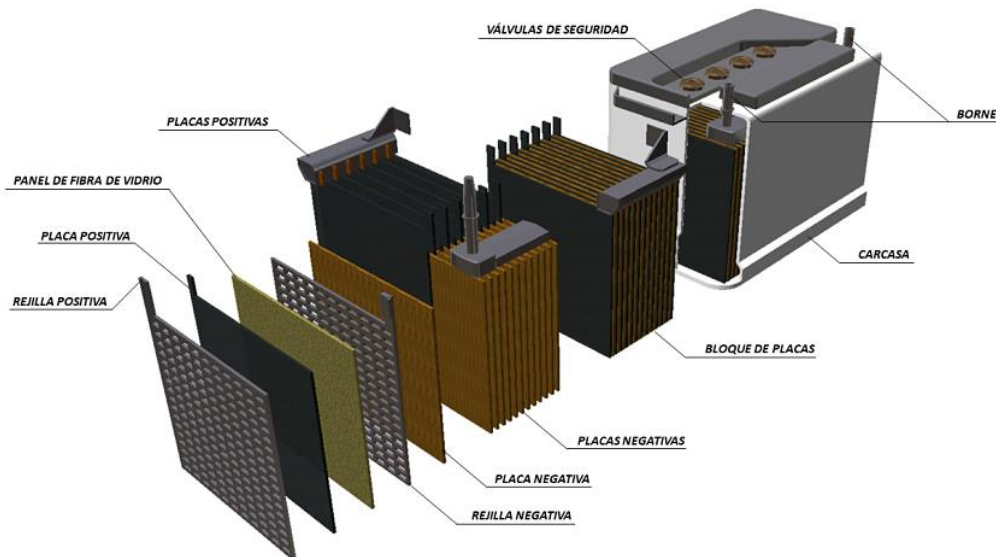


Figura 22. Batería monoblock AGM
(se observa su estructura en varias capas).

Monoblock GEL. Son, al igual que las anteriores, del tipo VRLA, por lo tanto, no requieren mantenimiento ni presentan fuga de gases. Presentan la particularidad de que el electrolito está inmovilizado en forma de gel. Esto tiene la ventaja de que se puedan colocar en cualquier posición sin posibilidad de derrame de líquido o escape de gases.

Son muy apropiadas para aplicaciones en las que se requiere una larga vida útil de baterías, con consumos en los que no aparezcan picos de corriente de forma frecuente.

Por último, comentar que han sido relegadas a un segundo plano en favor de las AGM, debido principalmente a su más elevado coste.

• **Baterías ión-litio**

Son las mejores baterías del mercado sea cual sea su uso, y por tanto también para fotovoltaica. Esto se debe en gran medida a las propiedades intrínsecas del litio: material liviano (lo que hace que estas baterías tripliquen la densidad energética de las de plomo-ácido llegando hasta los 120 Wh/kg), además, tiene un gran potencial electroquímico y es el mayor contenedor de energía. También, presentan una baja auto-descarga, excelente respuesta frente a descargas profundas y no tienen efecto memoria.

Sus características diferenciadoras frente a las de plomo-ácido son, sobre todo:

- ✓ Mayor rapidez de carga y descarga. Al disponer de un mayor voltaje por celda, necesitan menor corriente para introducir la misma cantidad de energía. Como máximo requieren de unas 4 horas mientras que las de plomo-ácido necesitan entre 8 y 12 horas de carga.
- ✓ Mayor vida útil. Comparándolas con las mejores baterías de plomo-ácido en lo que se refiere a esta característica: las estacionarias, con 4.000 ciclos de carga-descarga a un 50% de descarga máxima, las de ión-litio igualan el número de ciclos, pero con un 80% de profundidad de descarga.

Sin embargo, no todo son ventajas al ser más caras e inestables que las de plomo-ácido. Es por lo que requieren de un controlador BMS (*Battery Management System*). Éste es un circuito electrónico que se encarga de regular la correcta carga y descarga de las baterías evitando chispazos, explosiones, incendios... y es muy útil sobre todo en este tipo de baterías que usan el litio en alguno de sus electrodos por su característica inestabilidad.

• **Baterías estacionarias**

Por último, vemos otras baterías que también usan el plomo-ácido. Están constituidas por vasos o pilas de 2 V que se asocian en serie para conseguir alcanzar la tensión de trabajo de la instalación solar. Esto tiene la ventaja de, pese a ser bloques pesados, ofrecer la posibilidad de transportarlos por separado al contrario de lo que puede ocurrir con otros modelos.

Tienen una duración mucho mayor, tres o cuatro veces mayor que las “*monoblock*” alcanzando en torno a los 20 años de vida útil. Están pensadas no para un uso esporádico, sino diario, soportando muy bien ciclos de carga y descargas continuados con picos de corriente moderados. Suelen estar destinadas a instalaciones fotovoltaicas de gran envergadura.

De acuerdo con lo analizado en esta clasificación, la tecnología de las baterías que actualmente se utilizan en el mercado fotovoltaico gira en torno al uso del plomo y del litio. Su funcionamiento está muy probado de ahí su uso tan

cotidiano. Sin embargo, existe otro material cuya aplicación a las baterías sería definitiva y con el que podríamos solucionar el problema del almacenaje de energía limitado que tenemos con estas dos tecnologías. Este material es el **grafeno**.

2.3.3- Grafeno

El grafeno es un material nanométrico bidimensional, consistente en una sola capa de átomos de carbono fuertemente cohesionados mediante enlaces con hibridación sp^2 ; tiene una estructura semejante a la de un panal de abejas debido a su configuración hexagonal.

Es el material obtenido de forma experimental más resistente que se conoce en la naturaleza: más fuerte que el acero y más duro que el diamante; sin embargo, su grosor es mínimo (entre 1 y 10 átomos de carbono). Con gran conductividad térmica y eléctrica se calienta menos al conducir la corriente y consume menos electricidad para una misma tarea que el silicio.

Se puede hablar, por tanto, de un “supermaterial”.

Desde el punto de vista de su aplicación en acumuladores, con él se lograría mejorar las propiedades del litio, demostrando tener un 45% más de capacidad para su uso en baterías; además se recargarían cinco veces más rápido.

Por otra parte, es todavía más ligero que el litio y con más poder energético ya que, aproximadamente, el litio tiene 180 Wh/kg de densidad energética mientras que el grafeno alcanzaría los 1.000 Wh/kg, unas siete veces superior. También presenta la ventaja de ser mucho más estable.

El gran problema y la razón por la que todavía no se comercializa en grandes cantidades es el coste. Una vez se encuentre la manera de obtener grafeno a bajo coste, se dará un salto, casi definitivo, en el almacenaje de energía. Esto afectará a todos los tipos de industria, no solo la fotovoltaica sino, por ejemplo, también la relacionada con el transporte solar.

2.4.- CONVERTIDOR CC/CA. INVERSOR

La energía que recibimos de las etapas anteriores ya descritas, es corriente continua. Sin embargo, la mayor parte de los usos en industria o en viviendas requieren de corriente alterna; es necesario por consiguiente un convertidor de potencia que permita la transformación de la corriente continua resultado de la luz incidente sobre el campo fotovoltaico, en corriente alterna usada por la mayor parte de aparatos. Además, en el caso de que se trate de una conexión a red, ésta también es alterna, por lo que será también necesario el inversor de la misma manera.

Una vez visto brevemente cuál es la función de estos elementos dentro de un campo fotovoltaico, pasamos a hacer una clasificación en base a diferentes criterios:

2.4.1.- Clasificación de los inversores

Ⓓ En función de la necesidad, o no, de conexión a una fuente CA

Inversores autónomos, conmutados o auto-guiados.

- No requieren de conexión a una fuente AC.
- La tensión de salida se puede controlar en amplitud, frecuencia y fase.
- Los polos de potencia necesitan ser forzados a bloqueo.
- Pueden funcionar como inversor, pero también como rectificador (AC/CC).

Estos inversores están destinados normalmente a aplicaciones típicas de viviendas aisladas y requieren de conexión a un sistema de almacenamiento. De esta forma las baterías siempre les proporcionan la energía necesaria en su entrada para poder llevar a cabo la conversión; se podrá en este caso, utilizar esta energía en electrodomésticos o cargas durante horas de oscuridad o en situaciones de malas condiciones ambientales.

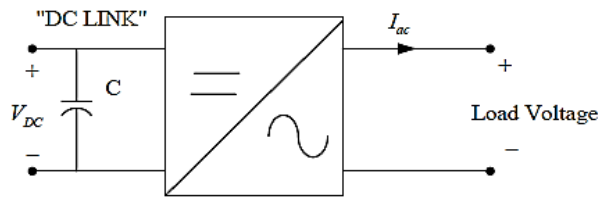
Inversores controlados o guiados (no autónomos)

- Son convertidores controlados por ángulo de fase.
- Sólo permiten controlar la magnitud de la tensión de salida, no su frecuencia.
- Necesitan de conexión a una fuente AC, típicamente la red. Esta fuente es la que se ocupa de la conmutación de los polos de potencia.

En estos casos no se requiere de un sistema de almacenamiento ya que toda la energía que se obtiene del campo fotovoltaico se inyecta a la red en el mismo momento en que se genera. Es por lo que se prescinde del uso de baterías y la tensión de salida del CC/CC es directamente la de entrada al inversor. La onda de salida del inversor tendrá que cumplir unas condiciones estrictas a fin de no introducir perturbaciones en la red.

② En función de la fuente de continua de entrada al inversor

Inversores en fuente de tensión (VSI: Voltage Source Inverters)



La alimentación en el lado de continua es una fuente de tensión constante. Son los más empleados (**Figura 23**).

Figura 23. Inversor en fuente de tensión, VSI.

Inversores en fuente de corriente (CSI: Current Source Inverters)

La alimentación en el lado de continua es una fuente de corriente continua constante. No son muy comunes y se usan casi de forma exclusiva en accionamiento de motores de corriente alterna de muy alta potencia (**Figura 24**).

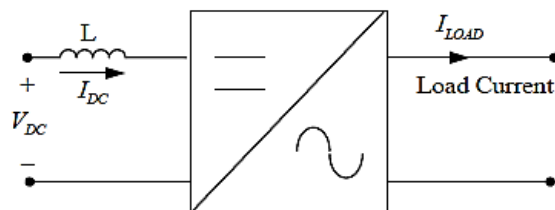


Figura 24. Inversor en fuente de corriente, CSI.

Inversores con DC link variable

Son inversores donde la tensión de entrada es variable (**Figura 25**).

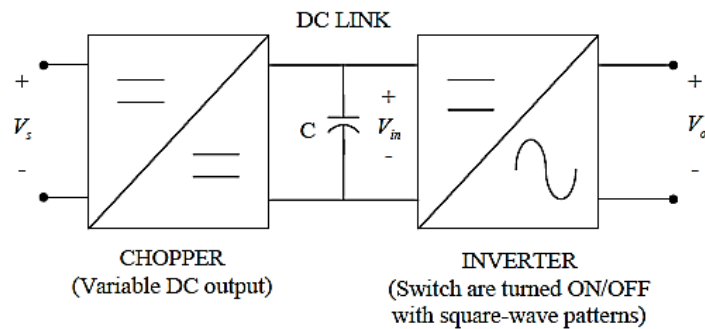


Figura 25. Inversor con tensión de entrada variable.

③ En función del número de niveles en la salida

Inversores de dos niveles.

La tensión de salida presenta dos niveles.

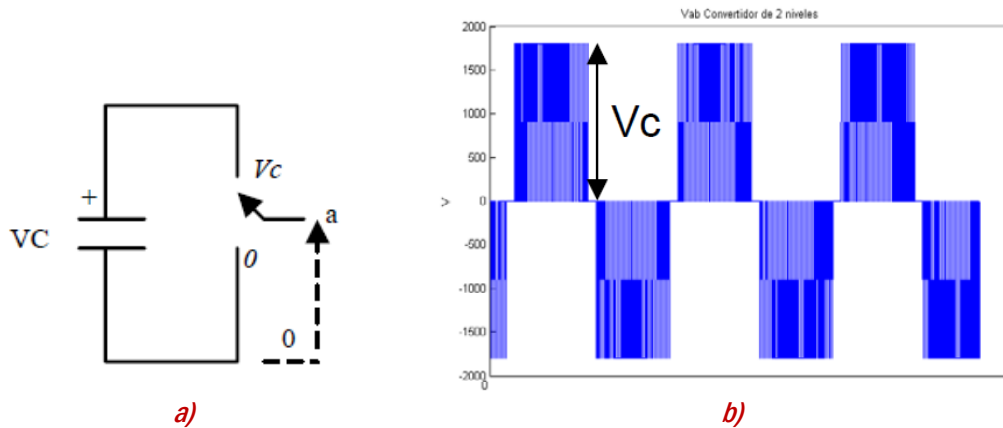


Figura 26. Esquema del circuito de un inversor de dos niveles, a). Forma de onda de la tensión de salida en un inversor de dos niveles, b).

Inversores multinivel.

La tensión de salida presenta tres o más niveles.

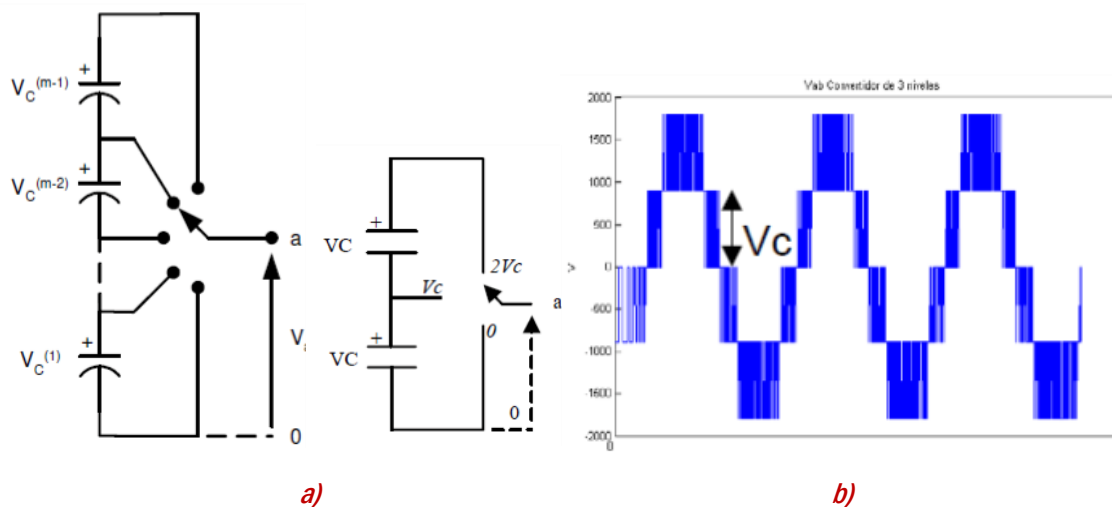


Figura 27. Esquemas de circuitos de inversores multinivel, a). Forma de onda de la tensión de salida en un inversor de tres niveles, b).

④ En función de la topología y fases de la etapa de potencia

Dependiendo del número de fases que presenten en su salida podemos clasificarlos en dos grupos destacados:

- **Inversores monofásicos:** una única fase en la salida. Por ejemplo, podrían alimentar cargas como una radio o una televisión.

- **Inversores trifásicos:** tres fases en la salida. Típicamente son los conectados, por ejemplo, a la red eléctrica.

Por otra parte, a su vez, los monofásicos pueden presentar otras dos topologías: medio puente (o en inglés *half-bridge*) o puente completo (en inglés *full-bridge*).

En el siguiente criterio de clasificación de inversores (punto ⑤), utilizaremos alguna de estas topologías para conseguir explicar algunos de los métodos de control utilizados. Pero antes hablaremos brevemente sobre un tercer tipo de configuración mucho menos utilizada, como son los inversores en *push-pull*:

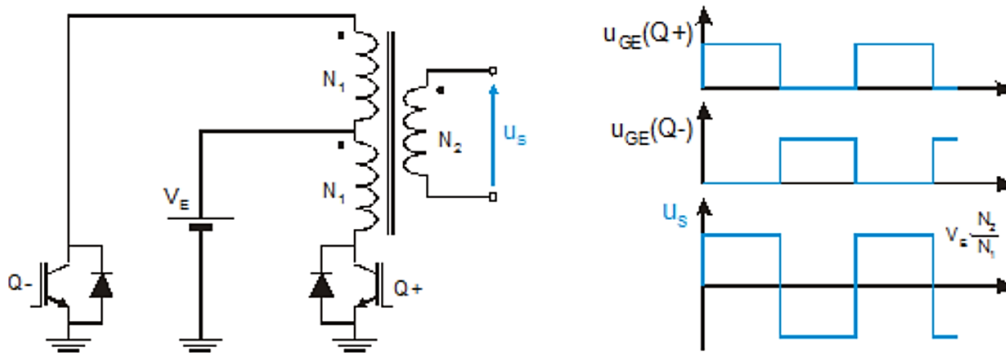


Figura 28. Inversor con topología push-pull.

En esta topología (**Figura 28**) se usa un transformador con toma media en el primario y dos semiconductores de potencia. Para su control se utiliza una señal de forma complementaria, es decir, cuando uno está abierto el otro se encuentra cerrado, como hasta ahora hemos visto.

La señal de tensión de salida es una onda cuadrada de alterna.

Su funcionamiento es simple: con Q+ cerrado se aplica una tensión en el semidevanado inferior del primario del transformador, que induce una tensión de salida positiva, U_s . Cuando se abre Q+, se cierra Q- y la situación se invierte, quedando aplicada tensión en el semidevanado superior que induce una tensión de salida negativa en el secundario, $-U_s$.

Este montaje presenta alguna característica diferente a los analizados anteriormente como son:

- Amplitud de la tensión de salida no es controlable. Sería necesario un convertidor previo.
- Frecuencia de salida variable.
- La tensión máxima que soportan los polos de potencia es el doble de la tensión de alimentación.

Por último, hay que decir que tendrá un alto contenido en armónicos al tratarse de una onda cuadrada en la salida; habrá que eliminarlos mediante el filtrado.

⌚ *En función de la técnica de control empleada para los polos de potencia*

Existen varios métodos con los que poder controlar la tensión de salida que nos proporciona el puente inversor. Al fin y al cabo, éste será el objetivo que nos planteemos cuando hablamos de la palabra “control” en este tipo de apartados.

Principalmente, los podemos clasificar en dos estrategias de control:

- Onda cuadrada.
- PWM.

A su vez, al grupo que hemos llamado “onda cuadrada”, lo podremos dividir en otras dos formas, ligeramente distintas entre sí, que pasamos a explicar a continuación.

- Control por variación de continua

Es la estrategia de control más simple de todas y se puede aplicar tanto a los inversores monofásicos como trifásicos. En ella cada polo de la rama inversora se activa una sola vez por cada período de la señal de tensión de salida, conduciendo cada uno durante 180° . Por lo tanto, la frecuencia de esta señal será la establecida por la conmutación de los polos de potencia.

Además, la calidad de la onda de voltaje que obtendremos será bastante mala, aunque puede que suficiente en función de la aplicación. La forma de la señal que se obtiene, en el caso de un inversor monofásico, es la mostrada a continuación (**Figura 29**):

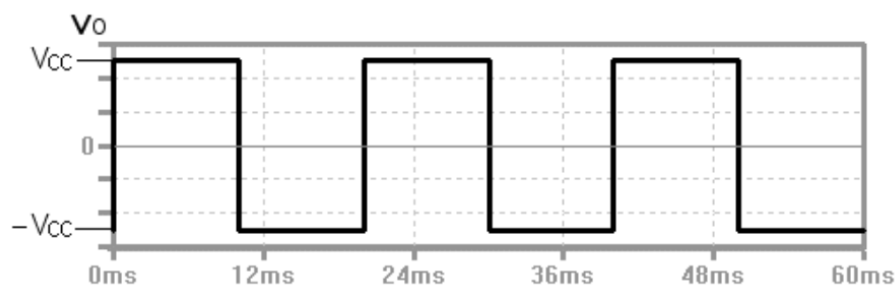


Figura 29. Tensión de salida usando el control por variación de continua en inversor monofásico.

En el supuesto de que el inversor tenga tres fases en la salida, ésta (**Figura 29**) sería la forma de la onda de salida para cada una de las fases; pero como sabemos, cada una de ellas estaría desplazada 120° respecto de la anterior, por lo que la forma de onda que presentará la tensión fase-fase a la salida en este otro tipo de convertidores será...

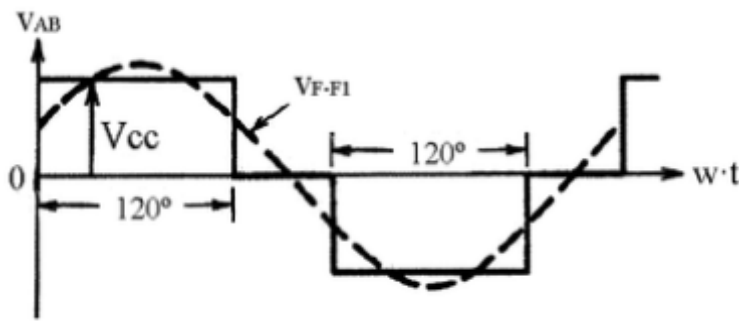


Figura 30. Tensión de salida fase-fase usando el control por variación de continua en inversor trifásico.

Por tanto, la manera de controlar el valor de tensión eficaz de salida del inversor pasaría por modificar la tensión de continua en la entrada, de ahí el nombre que se le ha dado a este tipo de control.

Lógicamente podemos observar esta dependencia en la ecuación que rige el valor de la tensión de salida eficaz del armónico fundamental. Para el caso de la configuración monofásica en puente...

$$V_{1\text{ RMS}} = \frac{4 V_{DC}}{\pi} \text{sen}(\omega t) \quad \text{Ec. 12}$$

También lo apreciamos en la que fija el valor de tensión fase-fase en el caso de la topología, que para el armónico fundamental es de la siguiente forma:

$$V_{AB} = \frac{4 V_{DC}}{\pi} \text{sen}\left(\frac{\pi}{3}\right) \text{sen}\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) = \frac{2\sqrt{3} V_{DC}}{\pi} \text{sen}\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) \quad \text{Ec. 13}$$

- Control por desplazamiento de fase

Antes de comenzar con la explicación de este método, hemos de comentar que sólo es válido en el caso de inversores monofásicos, sin practicarse para los trifásicos.

Para ello, partimos de la forma genérica de este tipo de convertidores:

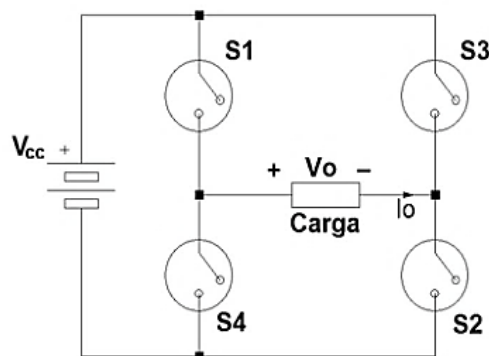


Figura 31. Inversor monofásico con topología en puente.

En este caso, y al igual que en el control anterior, cada par de polos cruzados se mantienen activos durante 180° , sin embargo, ahora el período de activación de cada pareja se solapa un ángulo α , que se puede modificar. El esquema de activación es el siguiente:

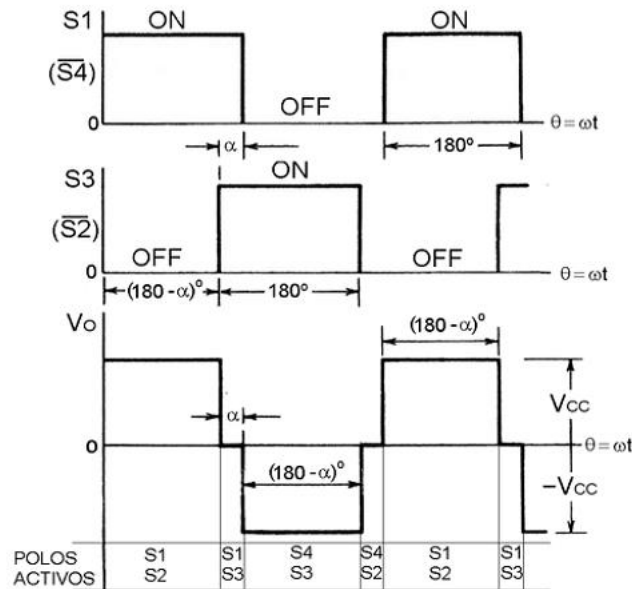


Figura 32. Esquema de activación de polos de potencia para un inversor monofásico usando la técnica de control por desplazamiento de fase.

De tal forma que, como podemos apreciar en la figura anterior, la tensión de salida seguirá siendo cuadrada pero su valor eficaz será función del valor de dicho ángulo. El valor eficaz del armónico fundamental de la tensión será:

$$V_{1,RMS} = \frac{4 V_{DC}}{\sqrt{2}\pi} \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = 0.9 V_{DC} \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad \text{Ec. 14}$$

Volviendo atrás, vimos que la otra forma para el control de inversores era el PWM (que viene de las siglas en inglés *Pulse Width Modulation* o Modulación por Ancho de Pulso).

Esta técnica posibilita el control tanto del valor eficaz de la tensión de salida como de su frecuencia. Sin embargo, no todo son ventajas, ya que presentará mayores pérdidas en los semiconductores, fruto de la elevada frecuencia de conmutación de los mismos.

Dentro de esta modulación PWM, la más habitual es el PWM senoidal, sin embargo, también existen otras como la modulación PWM basada en espacios vectoriales (SVPWM), un método algo más complejo que nos proporciona mejores prestaciones.

Para la primera de ellas, a su vez, podemos distinguir dos técnicas de control:

- PWM senoidal con control por pulso único por semiciclo.
- PWM senoidal con control por pulso múltiple por semiciclo

Ambas se basan en el empleo de una señal senoidal, siendo la primera un caso particular de la segunda. Para comprender estos dos tipos, es necesario hablar sobre la señal portadora y de la señal moduladora...

La señal portadora es, normalmente, una señal triangular cuya frecuencia determina la frecuencia de conmutación de los polos de potencia del inversor. Su amplitud es constante y se suele establecer en 1V, como valor de la tensión de pico.

La señal moduladora es la señal senoidal y establece la amplitud, frecuencia y fase del armónico fundamental de la tensión de salida del inversor, que será el que nos interese intentando eliminar siempre los demás.

La relación entre la frecuencia y amplitud de ambas señales viene determinada por dos factores:

- Índice de modulación de frecuencia (m_f o k)

$$m_f = k = \frac{\text{frecuencia señal portadora } (f)}{\text{frecuencia señal moduladora } (f_s)} \quad \text{Ec. 15}$$

- Índice de modulación de amplitud (m_a o x)

$$m_a = x = \frac{\text{amplitud moduladora}}{\text{amplitud portadora}} \quad \text{Ec. 16}$$

Estas dos señales se comparan y en función de si la señal moduladora (señal senoidal) sea mayor, menor o igual que la portadora, (señal triangular) tendremos pulso único o pulso múltiple por semiciclo. Lo que explica la afirmación anterior de que “el control por pulso único por semiciclo es un caso particular del control por pulso múltiple por semiciclo”.

En la **Figura 33** que sigue se observan dos representaciones. En la superior, se aprecia como la señal moduladora “corta” varias veces a la triangular, es decir, se hace mayor y menor que ésta varias ocasiones durante su período. Tendríamos, por tanto, la modulación por “pulso múltiple por semiciclo”; en la segunda de las gráficas, se muestra el estado de los teóricos polos de potencia

(ON/OFF) resultado de la comparación de las señales portadora y moduladora (a la que también se la puede llamar referencia).

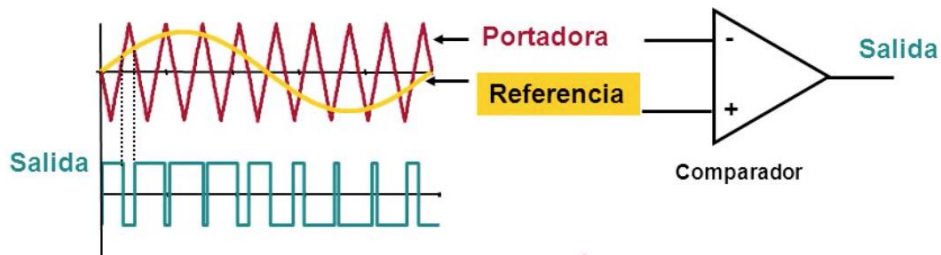


Figura 33. Control PWM senoidal por pulso múltiple por semiciclo.

Por otra parte, está el caso de "pulso único por semiciclo", más simple y del que, por consiguiente, se obtendrán peores prestaciones en cuanto a la forma de la onda de salida; lo observamos en la imagen que sigue, **Figura 34**.

Para este caso, la amplitud de la señal moduladora es muy superior a la de la triangular. Ambas señales no se "cortan" salvo una vez en cada semiperíodo, de ahí que la activación de los polos de potencia sea de la forma que se muestra en el segundo de los esquemas de esta misma figura:

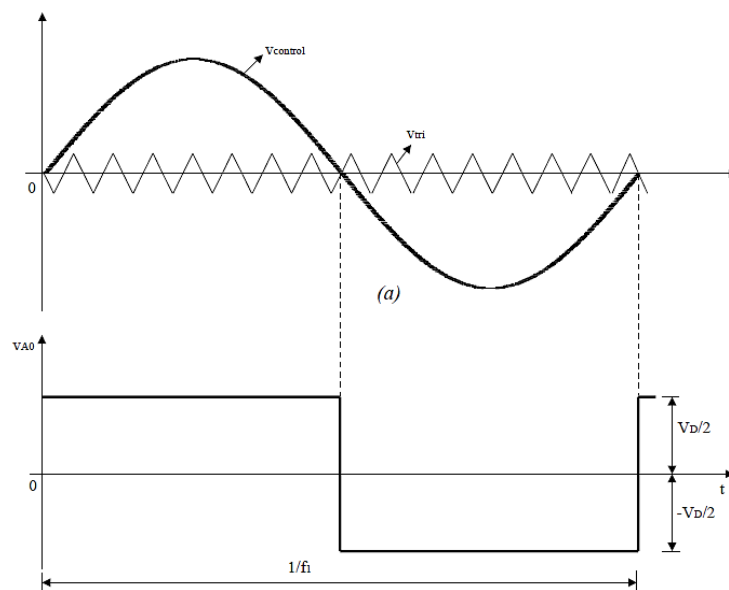


Figura 34. Control PWM senoidal por pulso único por semiciclo.

Además, dentro de esta estrategia de control PWM senoidal, se pueden encontrar dos variantes: la conmutación bipolar y la unipolar.

- Funcionamiento bipolar

Para la explicación de este modo de conmutación, tomamos como referencia una de las topologías ya revisadas con anterioridad, el esquema de un inversor monofásico en puente completo....

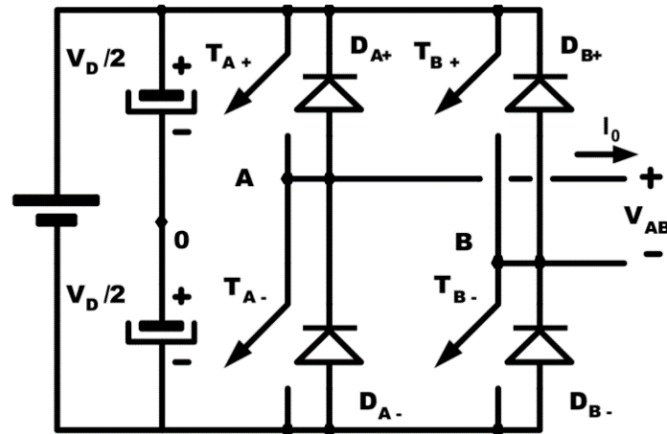


Figura 35. Topología del inversor monofásico en puente completo (full-bridge).

En este caso, los polos se activarán por parejas, de forma “cruzada”: primero T_{A+} y T_{B-} , y luego T_{B+} y T_{A-} . Para ello sólo se hace uso de una única señal moduladora para cada una de estas dos ramas inversoras.

Del mismo modo que acabamos de describir, los pulsos se generarán por la comparación de ésta con la señal triangular. De tal forma que se pueden dar dos situaciones:

- La señal de control (señal senoidal) es mayor que la portadora (señal triangular): conducirá la pareja de polos T_{A+} y T_{B-} .
- La señal de control es menor que la portadora: conducirá la pareja de polos T_{B+} y T_{A-} .

Por tanto, cada una de las tensiones de los semipuentes serán en cada momento contrarias, fruto de la conmutación “cruzada” de cada pareja de polos. Las formas de onda de salida de cada una de estas tensiones, así como de la tensión del puente monofásico total, se muestra en la siguiente imagen. La notación empleada corresponde a la utilizada en la **Figura 35**.

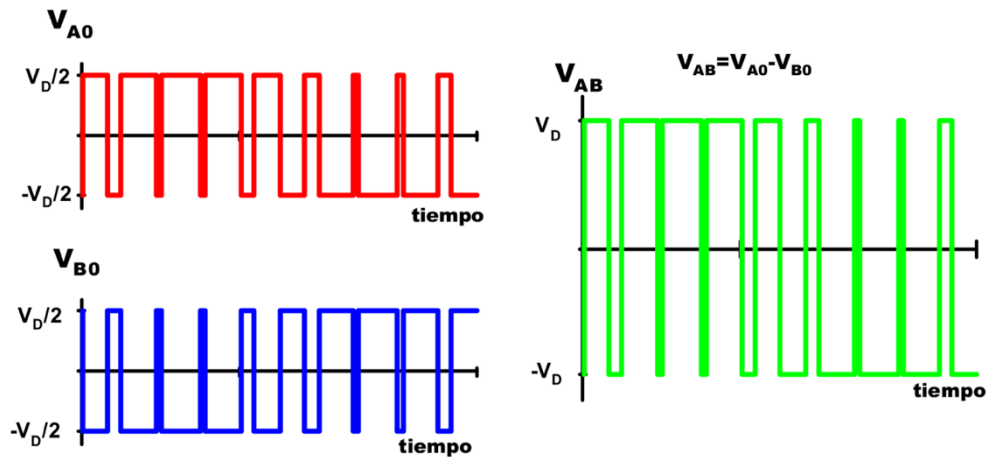


Figura 36. Puente monofásico con funcionamiento bipolar. Formas de onda de la tensión en cada semipunto, V_{A0} y V_{B0} , y forma de onda de la tensión de salida del puente completo, V_{AB} .

Como se puede ver en la figura anterior, cada semipunto alcanzará como mayores máximo y mínimo, la mitad del valor total de continua; mientras que la tensión del puente completo, al ser fruto de la “diferencia” de las dos anteriores tensiones opuestas, llegará hasta el doble de valor.

Finalmente, respecto al espectro armónico que presenta este modo de control, más adelante, en la **Figura 38**, podremos verlo y apreciar las diferencias existentes con el modo de conmutación unipolar, que seguidamente pasamos a analizar...

- Funcionamiento unipolar

Para este caso los polos de potencia de cada rama inversora se controlan de forma independiente mediante la comparación de su propia señal senoidal moduladora con la portadora. Se necesitarán, en el caso monofásico, dos señales moduladoras desfasadas 180° ; mientras que en caso de que el inversor tenga tres fases de salida, nos serán necesarias tres señales senoidales moduladoras, desfasadas 120° . Todas ellas se compararán con la misma triangular para la generación de los pulsos de cada rama.

Con objeto de observar algunas diferencias entre éste y el anterior modo de conmutación de los polos, explicamos cómo sería este control en el caso de un inversor monofásico, por lo que empleamos el mismo esquema que en el caso anterior (**Figura 35**). En este caso, los polos no conmutan en cruz como en el caso bipolar ya que los polos T_{A+} y T_{B-} utilizan diferentes referencias para conmutar. Lo mismo ocurre con la otra pareja de polos.

El resultado son las formas de onda que se muestran a continuación, observando una diferencia clara respecto del caso bipolar: ahora la tensión de salida tiene tres posibles valores, $+V_{DC}$, 0 y $-V_{DC}$, al contrario de lo que vimos en la modulación bipolar, que solo tenía dos, $+V_{DC}$ y $-V_{DC}$.

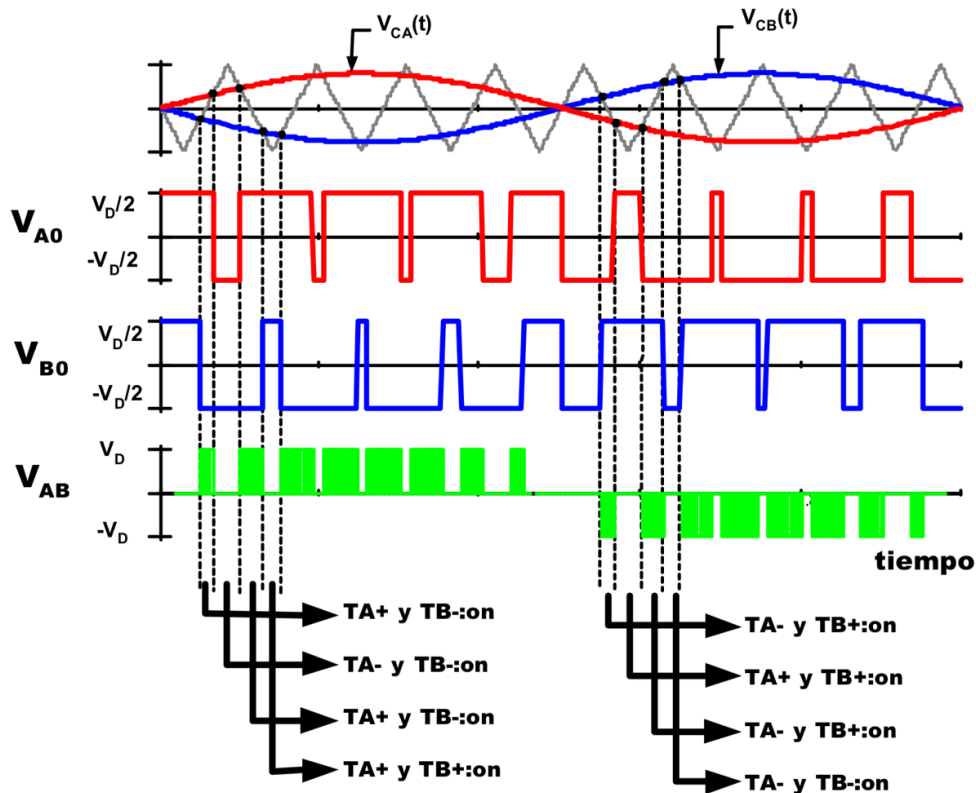


Figura 37. Puente monofásico con funcionamiento unipolar. Formas de onda de la tensión en cada semipuerto, V_{A0} y V_{B0} , forma de onda de la tensión de salida del puente completo, V_{AB} y estado de los polos de potencia.

En ésta se comenta además cuál es el estado de los polos de potencia en cada momento, de acuerdo también a la nomenclatura utilizada en [Figura 35](#).

Sin embargo, este modo de conmutación presenta otra peculiaridad sobre el bipolar: pese a que los semiconductores siguen conmutando a la frecuencia que marca la señal moduladora, f , el espectro armónico se desplaza hasta $2f_s$ y sus múltiplos. De esta forma, al utilizar PWM unipolar se mejora considerablemente el espectro armónico respecto de lo que ocurría en el caso bipolar, además de facilitar el filtrado de esta tensión de salida.

A continuación, se observa lo comentado de una forma mucho más visual...

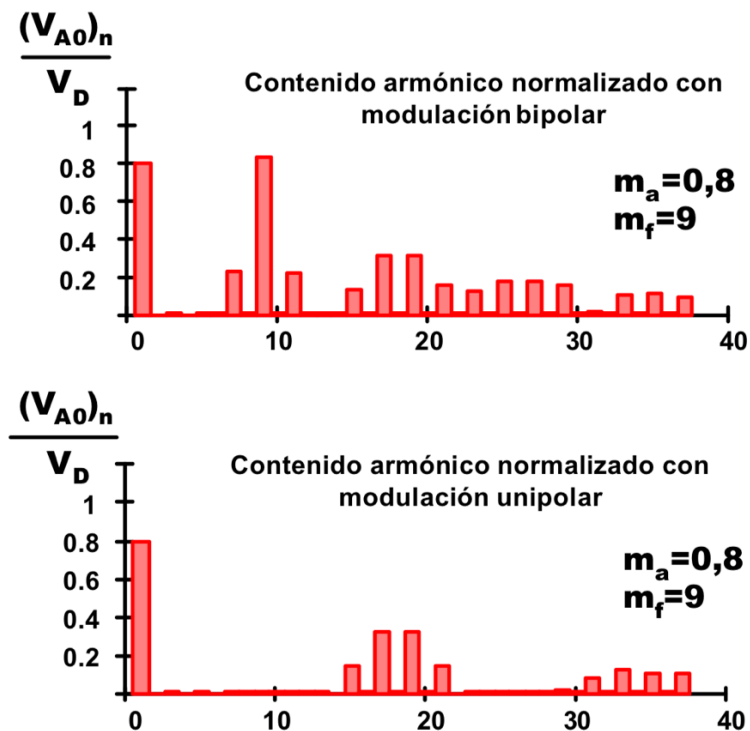


Figura 38. Comparación del contenido armónico para modulación bipolar (superior) y unipolar (inferior) en el caso de un inversor monofásico en puente completo.

Una vez hecha esta clasificación de los inversores en monofásicos y trifásicos, y vistas también los modos de control fundamentales para conseguir adecuar la tensión de salida a los valores deseados, aprovechamos para introducir una problemática común a este tipo de inversores, ya sea con estructura en medio puente o puente completo, monofásicos o trifásicos... Provoca que su rendimiento sea algo menor del que pudiera ser y sucede al conmutar los polos de potencia...

Para obtener la onda cuadrada en la salida (que luego será senoidal al filtrarla) se hace conmutar los interruptores de manera alternativa, evitando idealmente que conduzcan los transistores de una misma rama de manera simultánea. Sin embargo, esto no ocurre realmente así. En la práctica, los tiempos de encendido y apagado de los semiconductores no son idénticos; esto, añadido a los retrasos que se pueden dar en el circuito de control, hace que se produzcan pequeños cortocircuitos en cada rama que hacen disminuir ligeramente el rendimiento.

Este problema se soluciona de forma sencilla introduciendo un “tiempo muerto” entre la señal de encendido de uno y apagado de otro (*Figura 39*), y que será despreciable para el análisis del circuito.

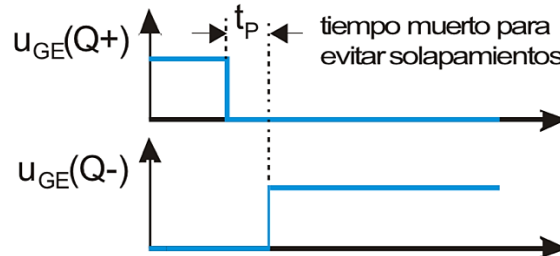


Figura 39. Introducción de un “tiempo muerto”, t_p , en la señal de activación de los polos de potencia.

Esto no es más que una solución circunstancial ya que continúa sin lograrse el obtener las mejores prestaciones. Este problema se abordará en apartados posteriores del proyecto, proponiendo una topología que lo soluciona: el inversor en fuente Z, o inversor ZSI.

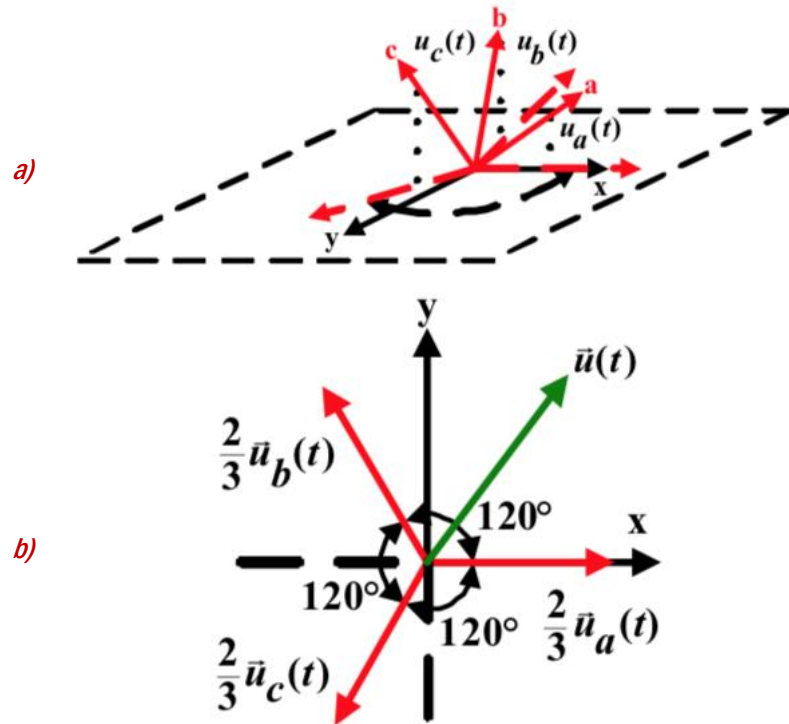
Sin embargo, como ya comentamos al inicio de este apartado, este control por modificación del ancho de pulso para el pilotaje de los polos de potencia es muy sencillo y, aunque se utilice en gran medida, resulta algo limitado para algunas aplicaciones.

Es por ello por lo que, a continuación, se expone el otro de los tipos de modulación más utilizada para conseguir la tensión querida en la salida del inversor: la modulación PWM por espacios vectoriales. Su uso es sobre todo extendido a la hora del control de motores de continua por medio del uso de un inversor, consiguiendo un control independiente de su par y velocidad. Aun así, en este apartado no nos centraremos en esto al no ser objeto de estudio en este informe, por lo que nos limitamos a explicar su fundamento general.

Se basa en el hecho de que un solo vector es capaz de representar las tres fases de un sistema trifásico. Este vector se crea a partir de los tiempos de trabajo de los estados de conmutación del inversor, es decir, a través de él se regulará el tiempo que cada combinación de polos de potencia de cada una de las ramas inversoras se encuentra en corte o en conducción.

Pasamos a su explicación...

Partimos de un sistema compuesto por tres funciones arbitrarias, muy parecido a los vectores que constituyen un sistema trifásico; éste se puede expresar en un espacio bidimensional. Haciendo una proyección del plano en tres dimensiones a uno de dos, x-y, obtenemos lo siguiente:



**Figura 40. Sistema tridimensional compuesto por tres funciones arbitrarias, a).
Proyección de a) en un sistema de dos dimensiones, b).**

Este paso de tres a dos dimensiones será posible cuando se cumpla que:

- ✓ Uno de los ejes del espacio en tres dimensiones se proyecte sobre uno de los ejes del plano de dos dimensiones.
- ✓ Que exista una separación de 120° entre cada uno de los tres ejes una vez hayan sido proyectados sobre el plano bidimensional, como podemos observar en la figura anterior.

De tal forma que se cumple que:

$$u_a(t) + u_b(t) + u_c(t) = 0 \quad \text{Ec. 17}$$

Partiendo de esta base, a partir del sistema trifásico de salida del inversor que gira a una velocidad ω , conseguimos transformarlo en una representación en dos dimensiones, en los ejes α - β . Tal y como se muestra en la imagen adjunta:

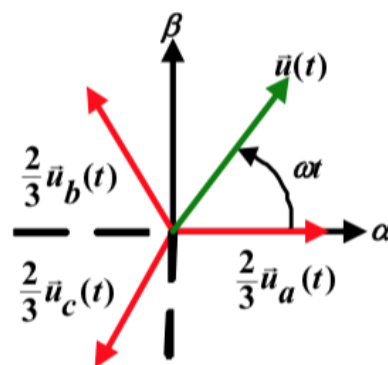


Figura 41. Aplicación de la transformada α - β a un sistema X-Y.

Para ello es necesario aplicar las matrices de rotación; además, considerando que el valor pico del sistema trifásico es V_m , conseguimos expresar este sistema como un único vector...

$$\vec{u}(t) = V_m e^{j\omega t} \quad \text{Ec. 18}$$

Es decir, el vector $u(t)$ es un vector de amplitud V_m que gira a una velocidad constante ω .

Visto de esta manera algo superficial, podemos concluir que sí, es posible representar los voltajes de fase de un inversor trifásico utilizando un único vector.

Una vez hecho esto, por otra parte, podemos ver que en un inversor trifásico tenemos ocho posibles estados de conmutación. Consideramos cada polo de potencia como un interruptor ideal que cuando conduce está cerrado y su estado es ‘1’, y cuando no conduce está abierto y su estado es ‘0’. Además, como dos polos de la misma rama no pueden estar simultáneamente en el mismo estado de conducción, se pueden expresar estos ocho estados mediante la codificación de los polos superiores de cada rama únicamente. Estos vectores tienen la siguiente forma genérica: $V_x = \{S1, S3, S5\}$, de acuerdo con la nomenclatura empleada en la imagen que sigue relativa al modelo ideal de un inversor:

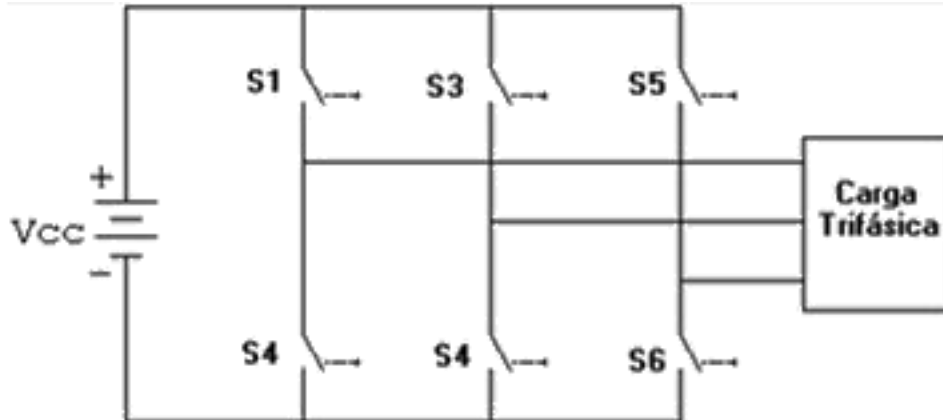


Figura 42. Modelo genérico y nomenclatura de un inversor trifásico ideal.

De tal forma que existen las siguientes posibles combinaciones:

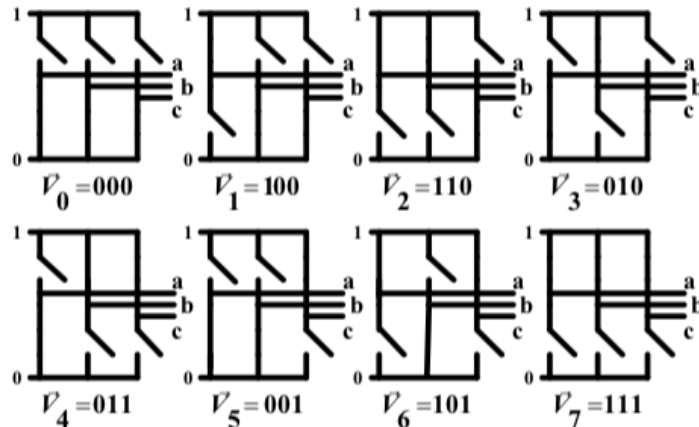


Figura 43. Estados de conmutación de un inversor trifásico representados en forma vectorial.

Por ejemplo, la codificación representada mediante el vector $V_2 = \{1, 1, 0\}$ nos indica que $S_1 = 1$ (cerrado), $S_3 = 1$ (cerrado) y $S_5 = 0$ (abierto); S_2 estará por tanto abierto, igual que S_4 , y S_6 estará cerrado, de acuerdo con la explicación dada unas líneas más arriba.

De estos ocho vectores, a dos de ellos se los llama "vectores nulos"; son V_0 y V_7 . Al resto se les llama "vectores aditivos".

En la figura adjunta (**Figura 44**) se muestra el diagrama vectorial de los ocho vectores obtenidos a partir de los estados de conmutación del inversor.

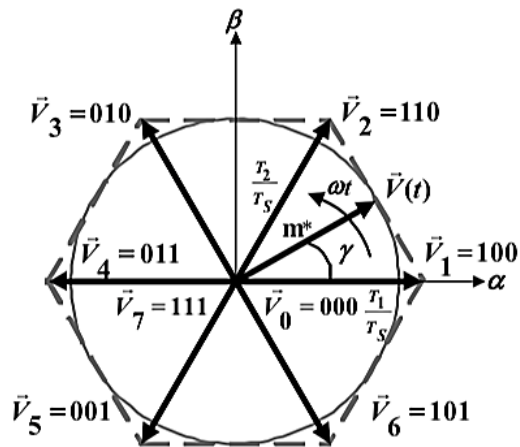


Figura 44. Diagrama vectorial de los ocho vectores a partir de los estados de conmutación del inversor trifásico.

Como vemos, existe una separación de 60° entre cada uno de estos vectores para cubrir los 360° eléctricos totales.

El vector de salida $V(t)$ será la suma del total de vectores y vendrá expresado en función del tiempo de encendido de los polos de potencia. De tal forma que se puede expresar de forma general como...

$$\vec{V}(t) = \frac{T_0}{T_s} \vec{V}_0 + \frac{T_1}{T_s} \vec{V}_1 + \dots + \frac{T_7}{T_s} \vec{V}_7 \quad \text{Ec. 19}$$

Donde los tiempos de encendido de los vectores $\vec{V}_0, \vec{V}_1, \dots, \vec{V}_7$ son $T_0, T_1, \dots, T_7 \geq 0$ y $\sum_{x=0}^7 T_x = T_s$ siendo T_s el período de conmutación

De esta forma, en función del “sector” en el que se encuentre el vector $V(t)$ dentro del diagrama vectorial antes mostrado (**Figura 44**), se expresará siempre en función de los dos vectores nulos, V_0 y V_7 , y en función de los dos vectores aditivos más cercanos a su posición en cada momento. Para el ejemplo de esta misma figura, el vector $V(t)$, se encuentra en el primer sector, y vendría expresado como...

$$\vec{V}(t) = \frac{T_1}{T_s} \vec{V}_1 + \frac{T_2}{T_s} \vec{V}_2 + \frac{T_7}{T_s} \vec{V}_7 + \frac{T_0}{T_s} \vec{V}_0 \quad \text{Ec. 20}$$

Donde $T_7 = T_0 = (T_s - T_1 - T_2) / 2 \geq 0$

Una vez hemos explicado todo este fundamento teórico, planteamos una especie de conclusión o resumen con el objetivo de ver más claro cómo es el funcionamiento de dicho método de control, alejándonos de esta explicación no tan intuitiva...

A partir del sistema trifásico de corrientes de salida del inversor, conseguimos transformarlo, haciendo uso de diversas herramientas matemáticas, en un sistema en el plano de dos dimensiones. Centrándonos en una planta fotovoltaica y dejando de lado su más común aplicación en control de motores DC (control de par y velocidad del mismo), nuestro objetivo será el control de la tensión de salida. Para ello tendremos una referencia que queremos igualar y, en tal caso de que no sea similar a la tensión medida a la salida del inversor, existirá un error, como ocurre en cualquier sistema con donde se implementa un lazo de control.

Este error se tratará en controladores, por ejemplo, del tipo PI (Proporcional-Integral), dando lugar a este vector que hemos comentado con anterioridad, variable en el tiempo, tanto en módulo como en orientación.

La función del control SVPWM será intentar “seguir” a ese vector variable en el tiempo, mediante combinaciones de los otros ocho que puede generar el inversor. De tal forma que el vector referencia es variable, cambiando en función del cuadrante en el que nos encontremos, dando lugar a diferentes estados de los polos del inversor, que se alargarán durante el tiempo que sea necesario para conseguir igualar a la referencia.

Es precisamente esta variación de tiempo lo que va generando las señales modificadas en ancho de pulso (PWM) que regulan el funcionamiento del inversor.

Al final, obtenemos para cada rama inversora, al ser el funcionamiento de los polos "complementario", una secuencia de activación similar a la que enseñamos a continuación:

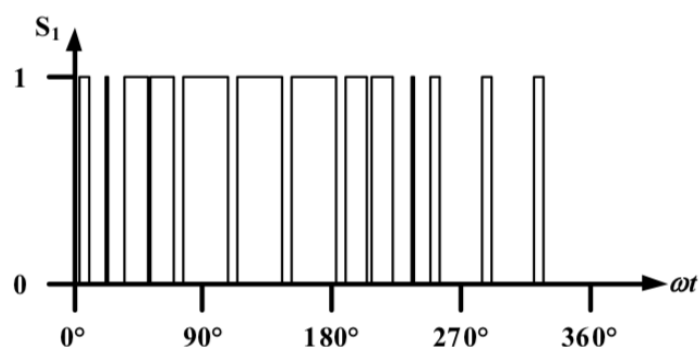


Figura 45. Secuencia de activación de polos 1 y 2 (de acuerdo con la notación empleada).

© En función de la forma de onda de la tensión de salida

Inversores de onda cuadrada.

Son los más económicos, pero también los de peor calidad. La onda de tensión resultante tiene un gran contenido armónico por lo que no se parece demasiado a una onda senoidal pura. La distorsión armónica total, factor que ahora veremos, es bastante elevada, en torno al 40% y su rendimiento es del 50-60%. Se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas.

Inversores de onda semi-senoidal o senoidal modificada.

La distorsión armónica total es menor, en torno al 20% y alcanza rendimientos mayores que los de onda cuadrada. Son los más utilizados en el mercado como, por ejemplo, en la electrificación rural para alimentar a electrodomésticos, ordenadores o equipos de música.

Inversores senoidales.

Presentan en su salida una señal senoidal casi perfecta. Llevan a cabo un cuidadoso filtrado de dicha señal generada. Lógicamente son los más adecuados para alimentar a las distintas cargas de alterna, sin embargo, puede que a veces supongan un gasto innecesario. Cargas como equipos de instrumentación delicada pueden requerir de este tipo de onda. Serán los que se utilicen también en caso de que se quiera inyectar energía a la red eléctrica.

En la imagen que sigue (**Figura 46**) se puede observar una comparativa de las distintas formas de onda que nos proporciona cada uno de los tres tipos de inversores analizados dentro de esta clasificación.

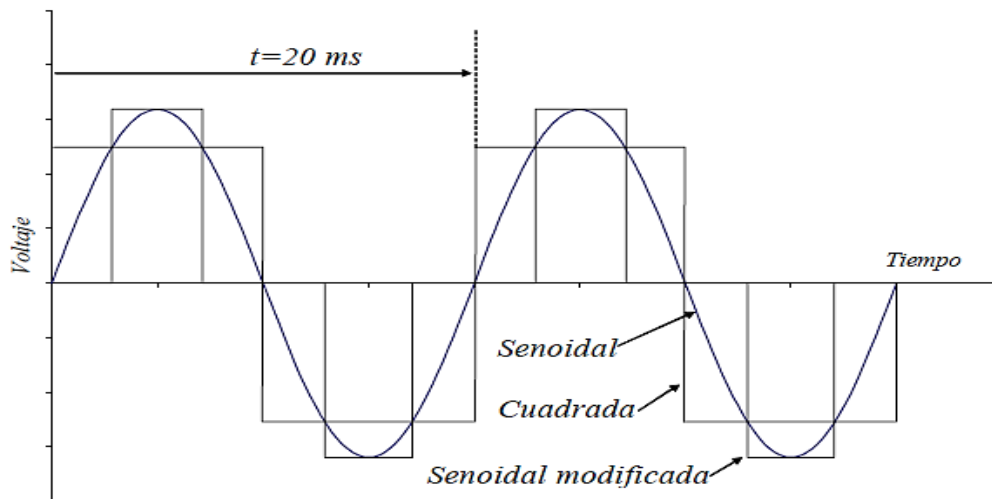


Figura 46. Comparativa de tipos de inversores en cuanto a la calidad de la onda de la tensión de salida.

Una vez comentada la utilidad de estos convertidores y establecida una extensa clasificación de los mismos en base a diferentes criterios, se ha visto que la señal de tensión de salida tendrá un contenido armónico, mayor o menor en función de la topología utilizada. De manera que, para intentar que esta onda se acerque lo más posible a una senoidal perfecta, necesitaremos de un filtro que nos permita eliminar estas componentes...

2.4.2.- Adecuación de la tensión de salida. Filtrado

La señal de salida de un inversor no es una onda senoidal perfecta. Utilizando la transformación de Fourier podemos descomponer esta onda periódica no senoidal en la suma de varias ondas senoidales con distintas frecuencias y amplitudes (**Figura 47**). De todas ellas, la que nos proporciona el mayor rendimiento de la instalación y con la que nos queremos quedar, es con la principal: el armónico fundamental.

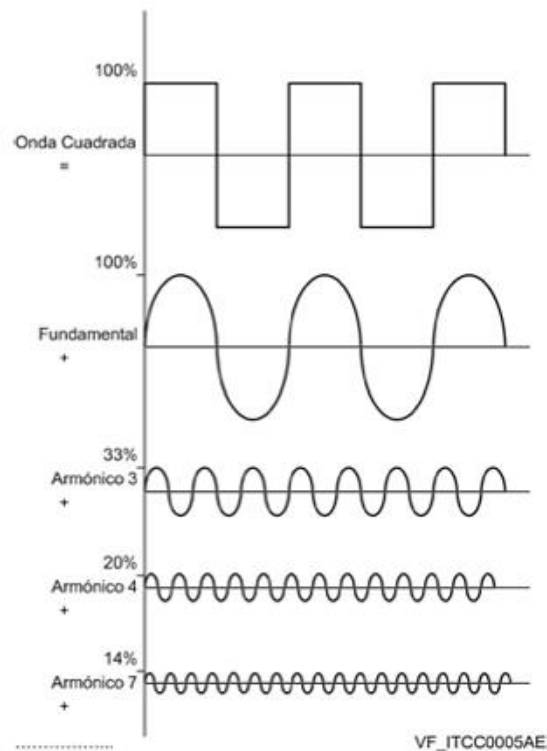


Figura 47. Desarrollo de Fourier de una onda cuadrada

Se intenta prescindir por tanto de las demás ondas, de los armónicos de orden superior que la componente principal lleva asociados. Por ejemplo, en un motor de inducción la componente fundamental de la tensión de salida (armónico fundamental) es la única que produce el par útil para su giro; mientras que los demás se traducen en pérdidas, empeorando el rendimiento del motor.

Existen varios parámetros con los que poder medir la calidad de una onda. Para nuestro caso, los aplicaríamos a la onda de salida del inversor. Estos son:

- Factor armónico del n-ésimo armónico (HF_n)

Nos indica la contribución individual de cada armónico a la distorsión total. Se calcula así:

$$HF_n(\%) = \frac{V_{nRMS}}{V_{1RMS}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 21}$$

Siendo “n” el número de armónico para el que se efectúa el cálculo, y “RMS” el valor eficaz de cada una de las tensiones que intervienen.

- Distorsión armónica total (THD, Total Harmonic Distortion)

Es una medida de cuánto una señal de voltaje o corriente se aleja o distorsiona respecto de la onda ideal. Para calcular la distorsión armónica total de una onda de tensión, tendríamos...

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{V_{2\text{RMS}}^2 + V_{3\text{RMS}}^2 + V_{4\text{RMS}}^2 + \dots}}{V_{1\text{RMS}}} \cdot 100$$

$$= \frac{1}{V_{1\text{RMS}}} \sqrt{\sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} V_{n\text{RMS}}^2} \quad \text{Ec. 22}$$

Siendo "RMS" el valor eficaz, en este caso de las tensiones de los distintos armónicos (2,3,4...) y $V_{1\text{RMS}}$ el valor eficaz de la tensión del armónico fundamental.

De aquí se deduce que cuanto mayor sea la amplitud de las tensiones de los armónicos, mayor será THD. Además, a fin de conseguir que el cálculo sea menos complicado, en ocasiones el THD se calcula de una forma aproximada, limitando el número de armónicos que participan en el cálculo a 4 o 5, al ser los más significativos.

- Armónico de orden más bajo (LOH, Lowest Order Harmonic)

Es aquel componente armónico cuya frecuencia se acerca más a la del fundamental, y su amplitud es mayor o igual al 3% de la componente fundamental. Cuanto más cerca se encuentre este armónico de orden más bajo de la frecuencia del fundamental, no significa que la onda tenga peor o mejor calidad, ya que esto dependerá de la amplitud de éste y de los demás; sin embargo, será más complicado realizar el filtrado. De ahí la utilidad, por ejemplo, de realizar una modulación PWM unipolar frente a la bipolar al conseguir alejar la frecuencia de aparición de los demás armónicos del fundamental: aunque se obtiene menos amplitud de onda total pero la calidad de la onda después del filtrado será mucho mejor.

Calcular estos tres parámetros en distintas ondas, podría hacernos ver cuáles de ellas son mejores en cuanto a calidad, antes de realizarlas ningún tipo de filtrado. Al realizar estos cálculos, seguramente nos daríamos cuenta de que no son ondas que cumplen con las expectativas.

Por tanto, podemos decir que la función de los filtros es la de permitir el paso de una determinada banda de frecuencias, y por consiguiente de una serie de armónicos, mientras que el resto de las señales que no estén dentro de esa banda son atenuadas, es decir, los armónicos de orden superior.

Sin embargo, puede que realizar el filtrado no sea siempre algo sencillo; como ya hemos dicho, el objetivo será dejar pasar el armónico de tensión fundamental y atenuar los demás, sin embargo, a veces esto no es fácil debido a que los secundarios se encuentran muy cerca de él (en lo que a frecuencias se refiere).

Una solución para facilitararlo podría ser elevar el índice de modulación de frecuencia (m_f). Por contra, esto presenta el inconveniente de que deberíamos de elevar la frecuencia de la señal moduladora, incrementando por tanto la frecuencia de conmutación de los polos de potencia. En este punto podemos encontrar dos problemas.

- ✘ Los propios polos de potencia no puedan conmutar tan rápido, por su propia naturaleza.
- ✘ Sí que lo puedan hacer, pero las pérdidas que se produzcan en ellos sean tan elevadas que no sea rentable.

Al final, esto hace que decaiga la eficacia en la conversión de un tipo de energía a otro. La solución la trataremos cuando veamos las maneras de incrementar el rendimiento; una de ellas podría ser el empleo de nuevos materiales de banda ancha en la fabricación de los polos de potencia.

La mayor parte de los filtros tienen configuración típica en L, como se muestra en la **Figura 48**. Dedicaremos las siguientes líneas a comentar los parámetros que los definen, así como algunas de las clasificaciones y tipos con los que nos podemos encontrar.

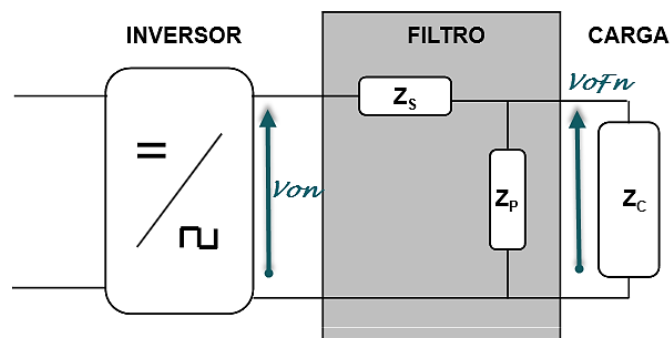


Figura 48. Esquema general de un filtro electrónico.

A la hora de definir el filtro hay dos parámetros característicos. Que son:

- **Función de transferencia.** Nos indica la relación que existe entre la tensión de entrada y la de salida del filtro.
- **Frecuencia o pulsación de corte.** A partir de esta frecuencia se deberían de atenuar los armónicos que se encontraran por encima de ella, de forma ideal.

De manera que deberemos de ajustar los valores de los componentes electrónicos del filtro para conseguir los requerimientos de ganancia y frecuencia de corte.

• **Tipos de filtros**

Podemos hacer una primera clasificación de los mismos en función de los métodos utilizados para reducir el contenido armónico. De tal forma que tendríamos:

✓ **Filtros pasivos.** Se componen de resistencias, inductancias o capacitancias.

Su fundamento es el de ofrecer a las corrientes armónicas un camino de más baja impedancia, para que circulen por el filtro y no por la red exterior. Así no se inyectarían armónicos a la red de distribución.

✓ **Filtros activos.** Se componen de resistencias, inductancias, capacitancias y amplificadores operacionales.

Se basan en el empleo de IGBT's para reducir los armónicos y mejorar el factor de potencia. Lo que hacen este tipo de filtros es medir la magnitud de la corriente armónica que se desea eliminar y crear esta misma corriente original pero opuesta. Ambas corrientes al ser de la misma magnitud, pero contrarias, se anulan entre sí consiguiendo eliminar casi por completo el contenido armónico.

El principal inconveniente de este tipo de filtro es su gran tamaño y la generación de armónicos de tensión, debido a que tienen componentes resistivas de elevada magnitud.

✓ **Filtros híbridos.** Es una combinación de los dos anteriores y ofrece las ventajas de éstos.

Por otra parte, una segunda clasificación, en función de su respuesta en frecuencia, se muestra como imagen en la **Figura 49**:

✓ **Filtro pasa bajo.** Introducen poca atenuación en las frecuencias menores que su frecuencia de corte. Mientras que, para las frecuencias superiores a ésta, la atenuación es bastante significativa.

✓ **Filtro pasa alto.** Al contrario del anterior, atenúa levemente las frecuencias mayores que la de corte y aplica gran atenuación en las frecuencias menores de dicho valor.

✓ **Filtro pasa banda.** Como su propio nombre indica, deja pasar una banda de frecuencias, entre dos valores de frecuencia determinados. El filtro consigue atenuar las frecuencias menores de la frecuencia de corte inferior y las mayores que la frecuencia de corte superior (f_1 y f_2 respectivamente, en la figura).

✓ **Filtro elimina banda o rechaza banda.** Similar al anterior, pero en este caso el filtro consigue eliminar las frecuencias situadas entre la frecuencia de corte superior y la inferior (f_1 y f_2 respectivamente en la figura).

A continuación, podemos ver gráficamente el efecto que provocan estos filtros en lo referido a la atenuación de frecuencias.

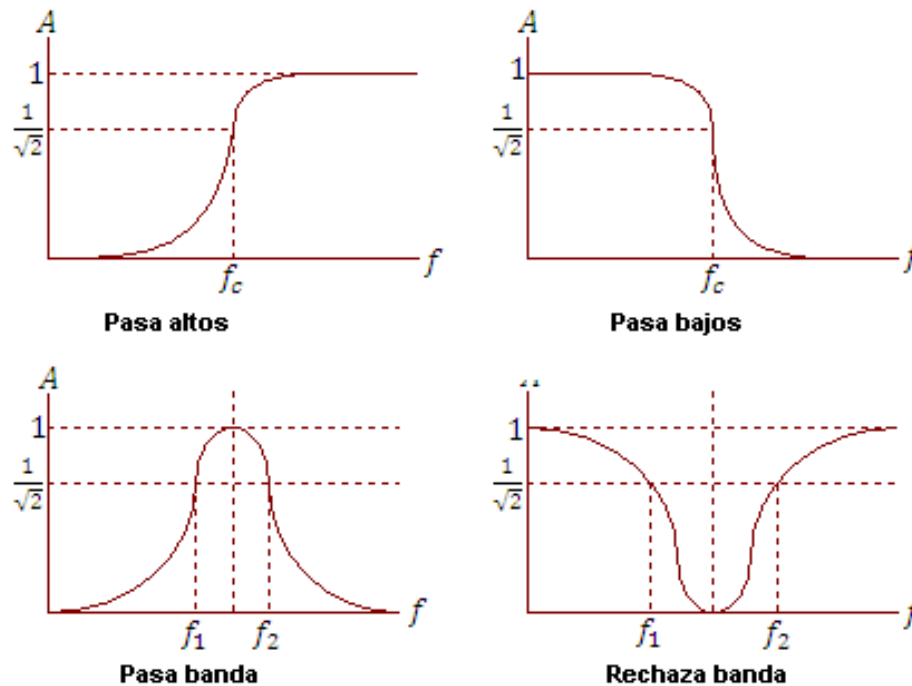


Figura 49. Clasificación de los filtros en función de su respuesta en frecuencia.

Por tanto, al final de todo este proceso, utilizando el tipo de filtro que nos haya sido necesario para la consecución de los objetivos en cuanto a la calidad de la onda querida, tendremos, en nuestro caso, una forma de onda de tensión más cercana a la senoidal perfecta.

Podremos conocer la cantidad de distorsión armónica que queda en esta forma de onda después de haberla sometido al filtrado correspondiente. Sabremos la eficacia del filtro en la reducción de armónicos no deseados.

De esto nos da idea un último factor de medida de calidad: el factor de distorsión (DF, *Distortion Factor*). Se calcula de la siguiente forma...

$$\begin{aligned}
 DF(\%) &= \frac{\sqrt{\left(\frac{V_{2\text{RMS}}^2}{2^2}\right) + \left(\frac{V_{3\text{RMS}}^2}{3^2}\right) + \left(\frac{V_{4\text{RMS}}^2}{4^2}\right) + \dots}}{V_{1\text{RMS}}} \cdot 100 \\
 &= \frac{1}{V_{1\text{RMS}}} \sqrt{\sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} \left(\frac{V_{n\text{RMS}}}{n}\right)^2} \quad \text{Ec. 23}
 \end{aligned}$$

3.- ESTADO DEL ARTE

En este apartado veremos cuáles son las estructuras o configuraciones que se utilizan en la actualidad en los sistemas fotovoltaicos, más en concreto, en lo relativo a nuestro objeto de estudio: los inversores.

Además, en base a estas topologías, iremos planteando algunos problemas que podemos encontrar en ellas para, en apartados posteriores, poder proponer soluciones y mejoras en cuanto a rendimiento se refiere.

Una vez hecho esto, veremos las protecciones que suelen incorporar los inversores fotovoltaicos a fin de evitar posibles accidentes que se pudieran producir en caso de cualquier tipo de fallo. Para terminar, analizaremos las hojas de características que nos proporcionan los fabricantes; en concreto los parámetros de mayor importancia a los que habrá que prestar especial atención en la elección de estos convertidores.

3.1.- TOPOLOGÍAS EN EL MERCADO

3.1.1.- Inversores conectados a red

Los inversores de conexión a red son aquellos que necesitan estar sincronizados con la red eléctrica, a la que verterán la energía que generan, obteniendo una rentabilidad por ello. En este tipo de instalaciones fotovoltaicas no se instalarán baterías ya que no será necesario almacenar energía; toda la que se genere irá a parar a la red.

De esta forma, podemos establecer una clasificación de los inversores dedicados a este fin, y que a continuación analizaremos más en profundidad. Es la siguiente:

- Inversores centrales.
- Inversores cadena o *string*.
- Inversores módulo.

Hay que comentar aquí a lo que hemos denominado “cadena”; es la asociación de varios módulos fotovoltaicos en serie. Esta configuración tendrá la ventaja de no necesitar antes de la etapa inversora, en la mayor parte de las ocasiones, un convertidor CC/CC elevador; ya que, al estar conectados en serie, la tensión total será la suma de las tensiones individuales.

Por el contrario, el hecho de que se produzca una avería en alguno de los paneles, hará que se corte prácticamente el suministro de energía al inversor correspondiente a dicha cadena, al quedar limitada la corriente total a la que pasa únicamente por el que está averiado.

A continuación, se desarrolla más en detalle cada una de estas topologías, además de ir comentando algunos de los inconvenientes o limitaciones que presentan cada una de ellas.

• Inversores centrales

Esta tecnología está basada en la conexión de un gran número de módulos fotovoltaicos en serie y luego en paralelo, conectados a un único inversor (*Figura 50*).

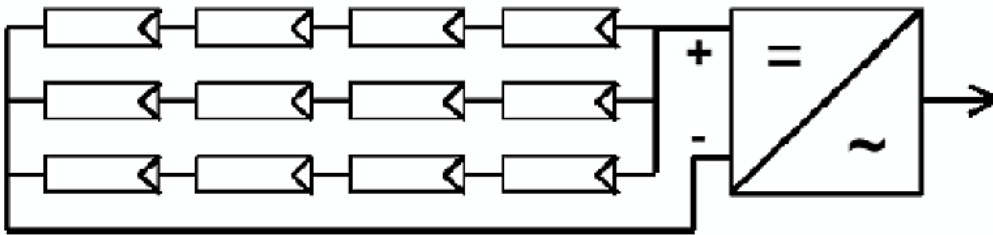


Figura 50. Inversor central.

Son divididos en series de acuerdo con la tensión querida (al estar en serie, la tensión resultante será la suma de las tensiones individuales). La asociación en paralelo se hace para conseguir aumentar la potencia ya que aumenta la intensidad total y, por consiguiente, el producto “tensión por corriente” se hace más elevado.

Los inversores centrales suelen estar contruidos con tres fases en puente con transformadores de baja frecuencia. Como polos de potencia se utilizan IGBT´s de silicio y que, aunque son polos de potencia especiales para su aplicación fotovoltaica, presentarán pérdidas por conducción y por conmutación. En los apartados posteriores veremos nuevos materiales usados para la fabricación de semiconductores que, sin ser todavía tecnologías maduras, su aplicación en los próximos años hará que se consiga mejorar en este aspecto y estar más cerca de la conversión ideal a energía alterna.

Volviendo al uso de los inversores centrales, es una de las tecnologías más antiguas, de las primeras que se empezaron a utilizar; tiene la ventaja de que es muy simple y más barata en comparación con otras. Además, una de sus principales ventajas es la alta eficiencia del inversor, al trabajar casi siempre en la zona adecuada de su curva de carga. Motivos por los cuales todavía sigue siendo la primera opción que se instala en aplicaciones a gran escala (grandes parques solares o grandes superficies en tejados) cuando las condiciones de zonas oscuras y sombras afectan por igual a los módulos, las orientaciones son similares... Se puede decir que es una tecnología bastante robusta.

Sin embargo, esta configuración presenta varias limitaciones. Seguidamente se enumeran algunas de ellas:

- ✗ Se da un alto voltaje en el cableado de corriente continua, entre los módulos y el inversor. Lo que puede ser bastante peligroso.
- ✗ Pérdida de potencia debido al seguimiento del punto de potencia centralizado, esto es, uno único para todo el campo fotovoltaico al trabajar con un solo inversor.
- ✗ Pérdidas de *missmatch*⁸ entre los módulos.
- ✗ Mala calidad de la corriente inyectada a la red.

• *Inversores cadena o string*

Al contrario de lo que ocurriría en el caso anterior, esta configuración (*Figura 51*) se usa para aplicaciones de menor tamaño como, por ejemplo, tejados de casas individuales donde los módulos pueden tener distintas orientaciones, pueden estar expuestos a distintas zonas de sombra... y por consiguiente cada una de las ramas manejará un punto óptimo de trabajo.

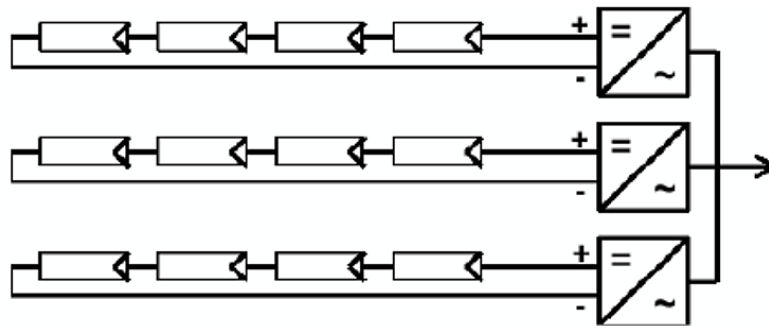


Figura 51. Inversor cadena o "string".

En este caso, no hay conexión en paralelo de diferentes ramas a un mismo inversor; sino que cada una de las ramas acaba en un inversor de tamaño más pequeño que el caso del inversor central. Esto posibilita dar un tratamiento más individualizado, de manera que cada cadena tiene su propio seguidor del punto de máxima potencia, MPPT. Además, no suele ser necesario utilizar un convertidor CC/CC para elevar el nivel de tensión de entrada al inversor, por lo mismo que comentamos en la topología anterior.

Sin embargo, esta configuración tiene un notable inconveniente, al igual que la que sigue; éste es que se pueda producir una zona de sombra o una avería en

⁸ La conexión de módulos en serie cuyas potencias no son exactamente iguales, va a producir pérdidas al quedar limitada la intensidad de la serie a la que permite el módulo de menor corriente. Esto son precisamente las pérdidas por "missmatch". Puede suceder, por ejemplo, al instalar módulos de diferentes fabricantes.

un módulo fotovoltaico de una serie. Entonces la corriente por esa rama quedará limitada a la que pueda dar ese módulo y, al ser más reducida de lo que debería, el rendimiento será significativamente menor.

- **Inversores módulo o módulo AC**

Integra, dentro del mismo módulo fotovoltaico, al inversor de potencia...

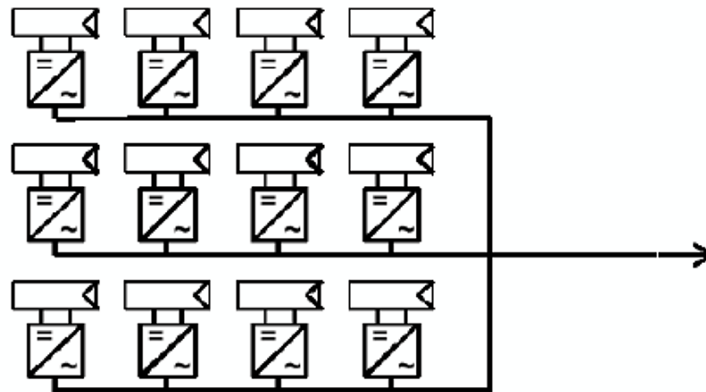


Figura 52. Inversor módulo.

El inversor realiza la conversión CC/CA, pero también es el encargado de tareas como el seguimiento del punto de máxima potencia propio del módulo solar al que corresponde, amplificar la tensión de continua que entrega el módulo etc... Se trata de dispositivos bastante pequeños al manejar niveles de potencia inferiores a los casos anteriores y suelen estar integrados en la cubierta del marco del panel fotovoltaico. Además, no presentan las pérdidas de *mismatch* que antes comentamos y permiten un ahorro en cableado al poderse conectar directamente a la red minimizando el riesgo de incendios u otros problemas.

Pese a estas ventajas, no cuentan con demasiada aceptación debido a dos principales inconvenientes... En primer lugar, manejan bajos niveles de potencia, lo que lleva a una baja eficiencia, además de un elevado coste al necesitar gran cantidad de inversores, uno en cada panel. Por otro lado, al estar integrado el módulo fotovoltaico junto con inversor, implica que el tiempo de vida del conjunto queda limitado al tiempo que nos dure uno de los dos elementos. Los paneles solares suelen rondar los 20 años de funcionamiento efectivo, mientras que la duración de los inversores no se alarga tanto en el tiempo. Esto provoca que haya que cambiar el sistema sin haberle sacado todo el rendimiento posible.

No obstante, cuando se solucione este problema, se prevé que esta tecnología dé un gran salto en cuanto a ventas ya que, por otro lado, se abaratará su precio de compra como consecuencia de la producción en grandes cantidades.

3.1.2.- Uso o no de transformador en inversores

En lo referido a este aspecto, podemos encontrar modelos de inversores fotovoltaicos en los que aparecerá o no este elemento. Dependerá del uso y prioridades que se le den, así como de la generación a la que pertenezca el inversor, es decir, si es más reciente o si, por el contrario, tiene ya varios años.

Seguidamente se presentan las características de ambos dos.

• *Inversores con transformador*

Un transformador es un elemento eléctrico con el que poder aumentar la tensión de un circuito eléctrico manteniendo, de forma ideal, la potencia constante. Se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y está constituido por dos bobinas aisladas eléctricamente en medio de las cuales hay un núcleo de material ferromagnético. Además, proporcionan aislamiento galvánico, lo que es utilizado por los inversores fotovoltaicos, sobre todo para aportar seguridad a los usuarios.

Por otra parte, la existencia de un transformador de aislamiento hace que no se produzcan corrientes de fuga a través de las capacidades parásitas que aparecen entre los paneles fotovoltaicos y tierra.

De esta forma tenemos que, aplicado a los inversores, en función del lugar donde se dé este aislamiento entre el campo fotovoltaico y la red eléctrica, podemos distinguir entre:

- Inversores con transformador de baja frecuencia (LF, *Low Frequency*).

El aislamiento se da entre la etapa de conversión de potencia, es decir, en la salida del inversor, y la red. Este tipo de transformadores incrementan el peso de la instalación, además de ser de más grandes dimensiones y más costosos que los de alta frecuencia.

- Inversores con transformador de alta frecuencia (HF, *High Frequency*).

En este caso, el aislamiento galvánico se da en la parte de continua de la instalación y se suele acoplar donde se encuentra el convertidor CC/CC. Tienen la ventaja, respecto de los anteriores, su menor peso, tamaño y coste más reducido.

Como conclusión podemos decir que ambas soluciones ofrecen como ventaja la seguridad de proporcionar un aislamiento entre la zona de paneles fotovoltaicos (parte de continua) y la red (parte de alterna), sin embargo, la eficiencia global del sistema decrece, debido a las pérdidas en los elementos adicionales.

Se puede calcular que estas pérdidas suponen un 1-2% de las globales, y que se podrían reducir de no utilizar transformadores.

Es por esto por lo que en la actualidad se está haciendo cada vez más común el uso de inversores “*transformerless*”, o sin transformador, con el objetivo de eliminar estas pérdidas. Varios países, con Alemania al frente, son partidarios de este nuevo formato.

• **Inversores sin transformador (TL, *Transformerless*)**

Las ventajas de contar con transformadores de uno u otro tipo en nuestra instalación son evidentes, sin embargo, también reduce la eficacia del sistema además de incrementar el peso y el costo, como ya se ha comentado. Por ello, con el tiempo, se han ido desarrollando inversores fotovoltaicos sin transformador (o *transformerless*) para solucionar estos problemas.

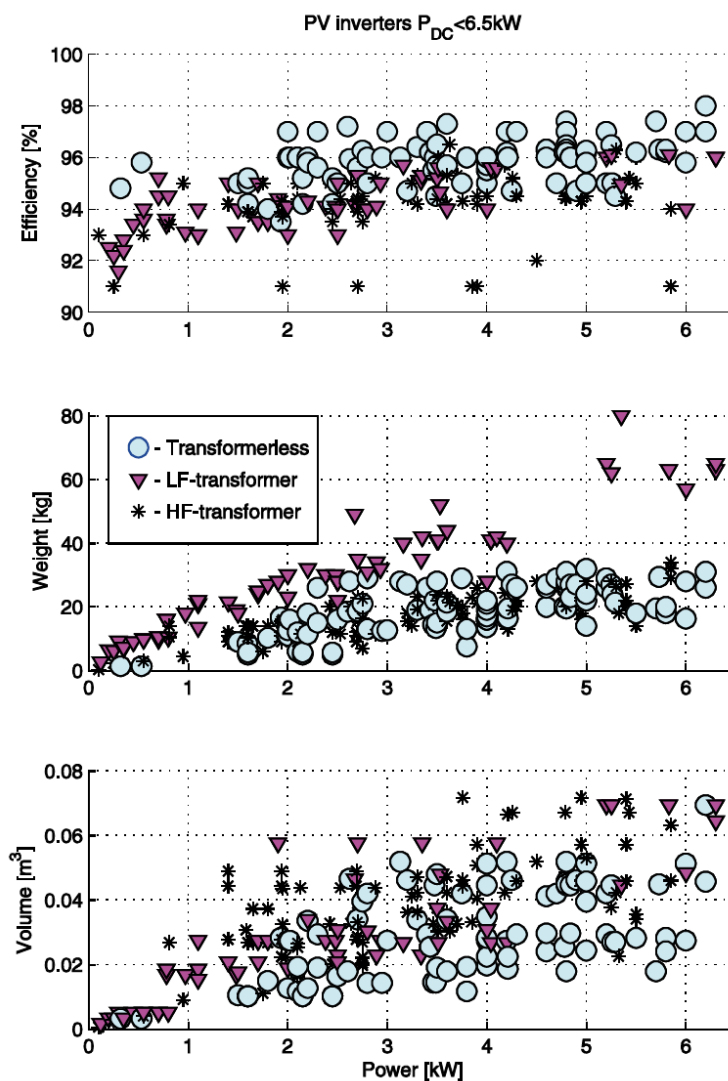


Figura 53. Eficiencia, peso y volumen de diferentes clases de inversores relativas al uso o no de transformador.

La **Figura 53**, en la página anterior, muestra una representación en la que se compara la eficiencia, peso y volumen que ocupan distintos modelos comerciales de inversores con transformador LF, inversores con transformador HF e inversores TL.

Como se indica en la leyenda, los puntos representan los sistemas *transformerless*, los triángulos hacen referencia a inversores con transformador de baja frecuencia en la zona de la red y, por último, las estrellas o asteriscos son los inversores con un transformador de alta frecuencia en la parte DC.

Se puede decir que los inversores sin transformador nos permiten aprovechar mejor nuestras instalaciones fotovoltaicas, debido a su menor peso, tamaño y precio y a que, como utilizan menos componentes, no se producen pérdidas adicionales en ellos.

Pero por otra parte nos encontramos también con algún inconveniente; el principal, es que no tenemos el aislamiento galvánico entre la parte DC y la red eléctrica, con el que sí contamos en el caso de que exista transformador, ya sea de uno u otro tipo. Como consecuencia, se producen corrientes de fuga a través de las capacidades parásitas de los módulos fotovoltaicos que pueden originar problemas de seguridad, así como desconexiones constantes de la red eléctrica haciendo que no se saque el mayor rendimiento posible a la instalación.

Esta problemática se tratará en capítulos posteriores analizando posibles topologías que aporten soluciones.

3.1.3.- Modelos de inversores de diferentes fabricantes

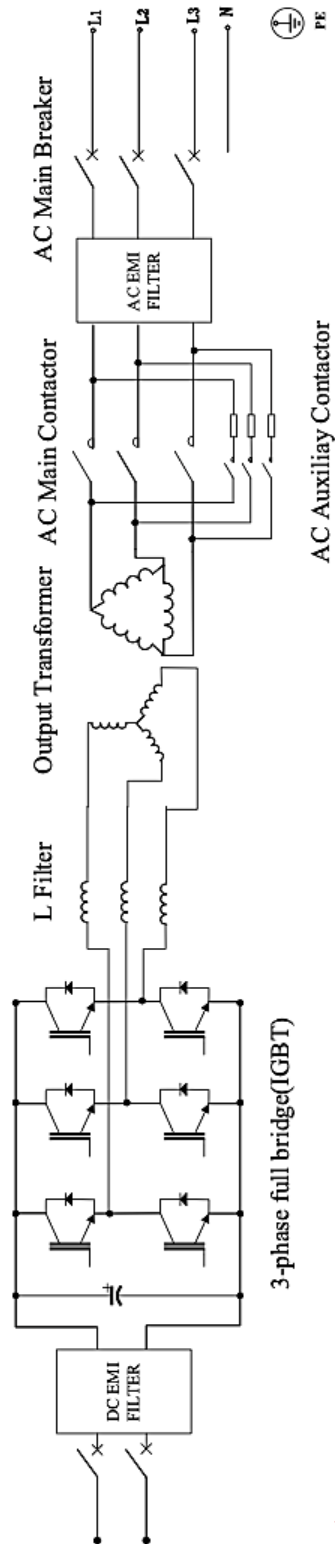
Una vez hemos analizado, de una forma general, las topologías que pueden presentar los inversores empleados en sistemas fotovoltaicos reales, dedicaremos este apartado a presentar varios esquemas eléctricos de modelos de algunos fabricantes.

Clasificaremos cada uno de ellos utilizando apartados anteriores del proyecto y, entonces, acudiendo a ellos, podremos extraer varios de los inconvenientes que presentan estas configuraciones, y que ya hemos ido comentado.

Hemos recopilado varios tipos, de diferentes características intentando abarcar todas las categorías que hemos comentado con anterioridad...

➤ Sungrow SG100K3

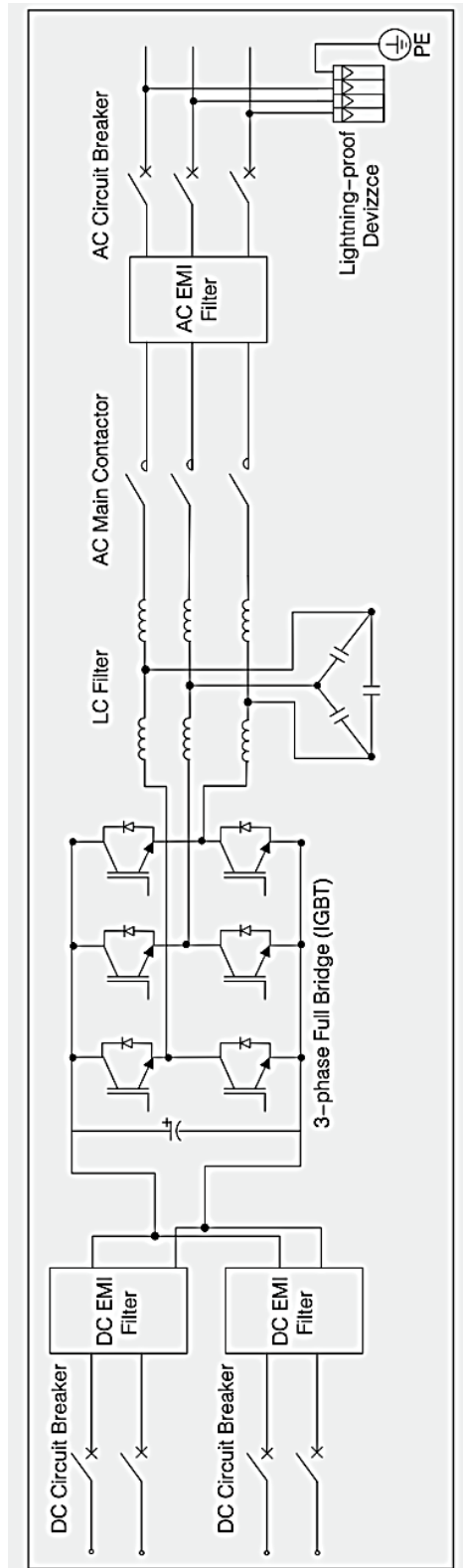
Inversor central, con transformador de baja frecuencia, conectado a red.
 Topología en puente usando IGBT´s.



**Figura 54. Modelo
 inversor trifásico
 “Sungrow SG100K3”.**

➤ **Sungrow SG500KTL**

Inversor central sin transformador, con conexión a red. Topología en puente usando IGBT's.



**Figura 55. Modelo
inversor trifásico
"Sungrow SG500KTL".**

➤ **SolarMax Serie TP. Modelos: 4TP / 5TP2 / 6TP2 / 7TP2**

Es un modelo de inversor dedicado al autoconsumo, sin transformador, de menor potencia que los inversores centrales y con salida trifásica. Mirando su documentación (conjunta a todos los modelos) vemos que la mayor parte de ellos excepto el 4TP, presenta dos MPPT, (esquema con los dos convertidores CC/CC antes del inversor principal). Esto da la posibilidad de tener dos series de paneles con distintas características cada una de ellas.

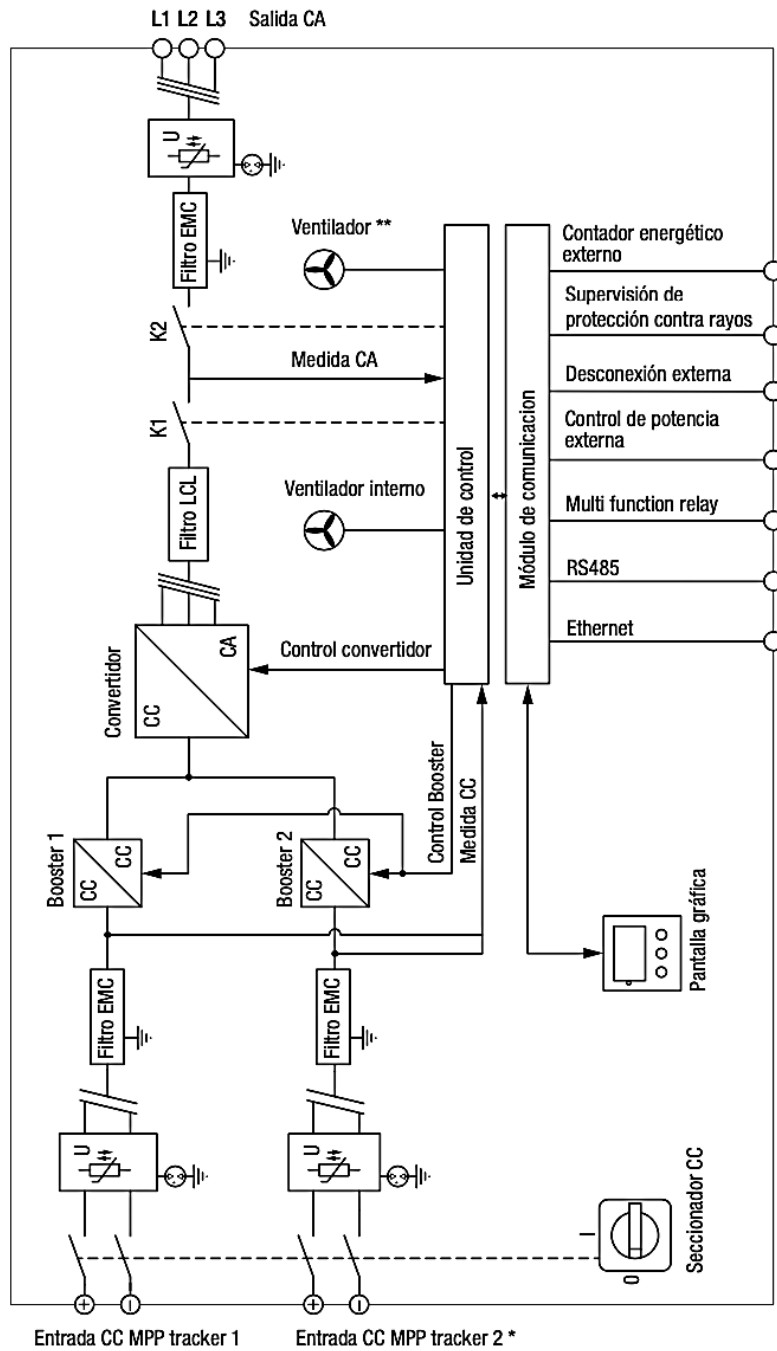


Figura 56. Modelo genérico inversores trifásicos “SolarMax Serie TP”.

➤ IngeconSunSmart. Modelos:10TL / 12,5TL / 15TL / 18TL

Inversor sin transformador, con variedad de potencias que da la posibilidad de usarlo para diferentes aplicaciones. Todos los modelos tienen 3 MPPT con 4 posibles entradas DC (en paralelo) para cada uno de los seguidores. La salida es trifásica con posibilidad de conexión a la red eléctrica.

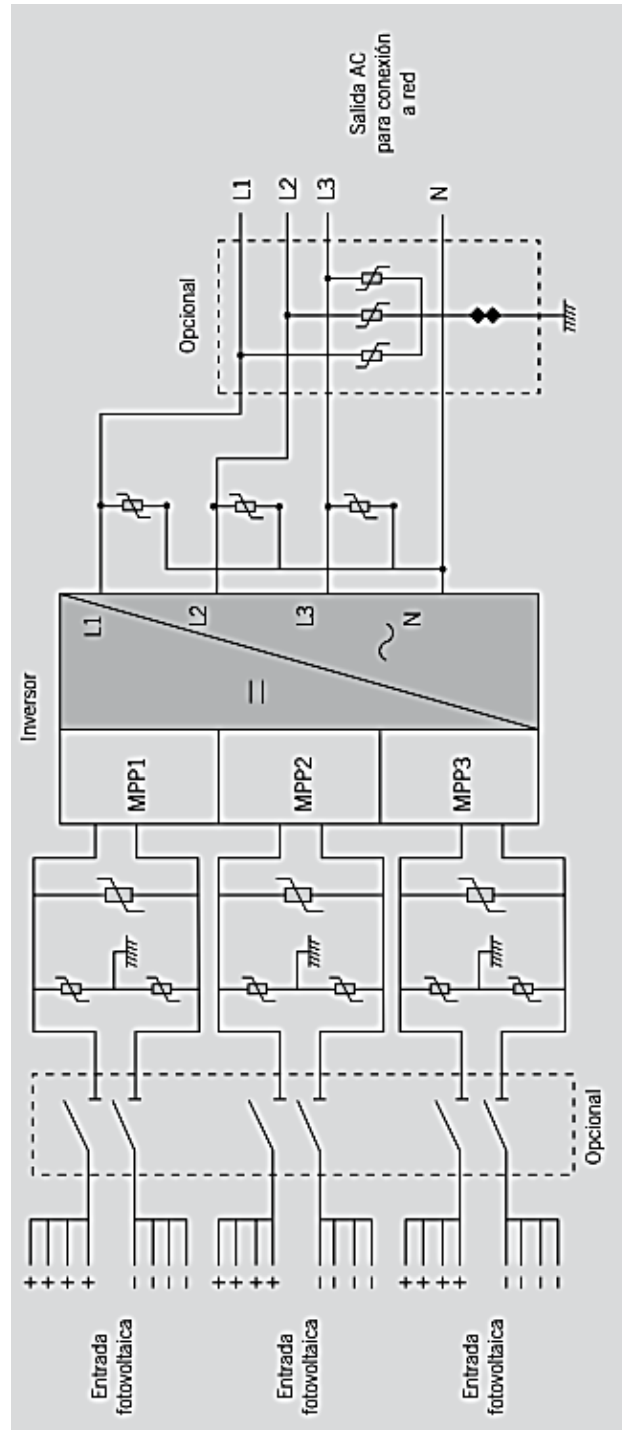


Figura 57. Modelo genérico inversores trifásicos “IngeconSunSmart”.

Todos los modelos hasta ahora presentados son trifásicos. Hay que decir que con ellos también se pueden alimentar consumos monofásicos, utilizando una sola de las fases. Se suelen emplear en aplicaciones industriales que requieran de aparatos de gran consumo; por tanto, lógicamente, serán más caros que los monofásicos.

Por otro lado, los monofásicos son más comunes en aplicaciones de baja potencia (hasta unos 10 kW) donde los consumos no son demasiado elevados, por lo que se suelen utilizar en viviendas particulares; además tienen un coste más reducido.

De este tipo hemos conseguido encontrar algunos modelos. Su esquema eléctrico es demasiado genérico, sin poder conocer información sobre el tipo de topología que implementan.

Presentamos los siguientes...

➤ IngeconSunLite. Modelos: 2,5 / 3,3 / 5

Modelos de inversores “string”, con transformador de aislamiento, 1 MPPT y con varias entradas DC en paralelo de paneles de similares características. Salida monofásica. El fabricante nos indica que están diseñados para un uso residencial y “proyectos descentralizados” refiriéndose con esto a aplicaciones de viviendas aisladas.

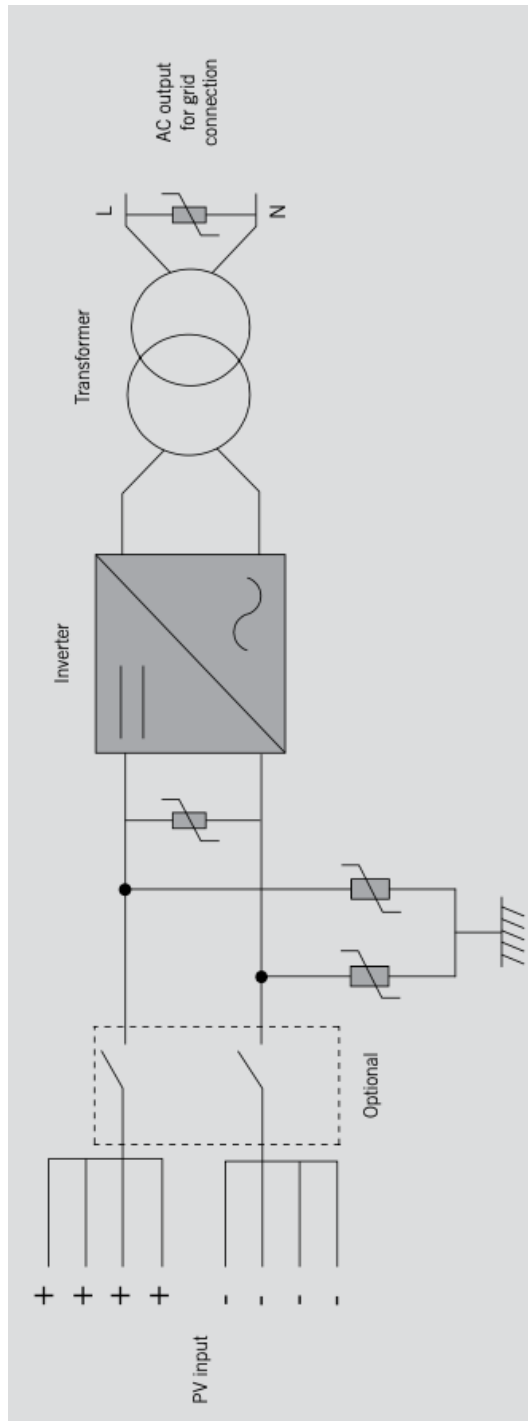


Figura 58. Modelo genérico inversores monofásicos “IngeconSunLite”.

➤ **IngeconSunLite. Modelos: 2,5TL / 3TL / 3,3TL / 3,68TL / 3,8TL / 4,6TL / 5TL / 6TL**

Inversores “string”, en este caso sin transformador de aislamiento y en función del modelo, con 3 o 4 entradas DC. Salida monofásica con posibilidad de conexión a red.

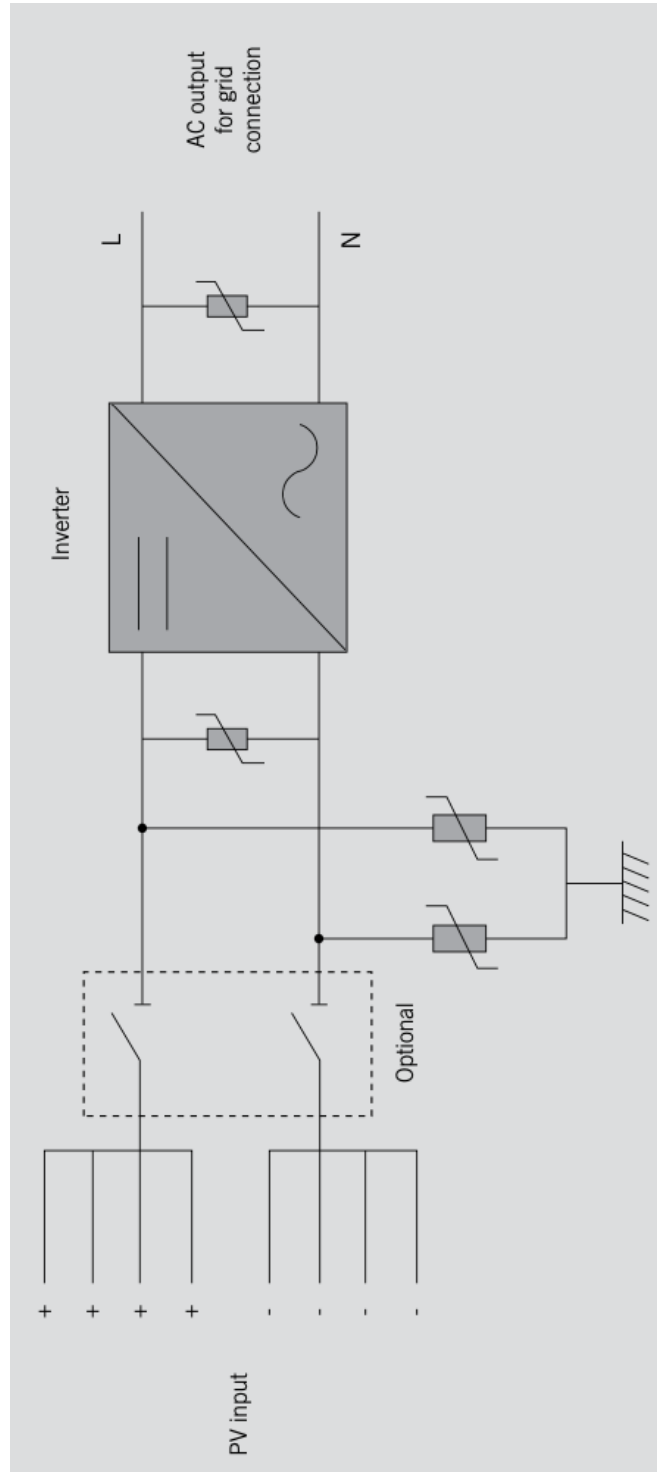


Figura 59. Modelo genérico inversores monofásicos “IngeconSunLite” TL.

➤ **IngecomSunLite. Modelos: 2,5TL M/ 3TL M/ 3,3TL M/ 3,68TL M/ 3,8TL M/ 4,6TL M/ 5TL M/ 6TL M**

Muy similares a los anteriores modelos. La diferencia radica principalmente en que todos ellos presentan dos seguidores de puntos de máxima potencia, es decir, dos MPPT. Con ello se posibilita la conexión de dos tipos de paneles diferentes o paneles con distintas características de iluminación o condiciones climáticas. Esta prestación adicional hace que el precio aumente respecto del modelo anterior.

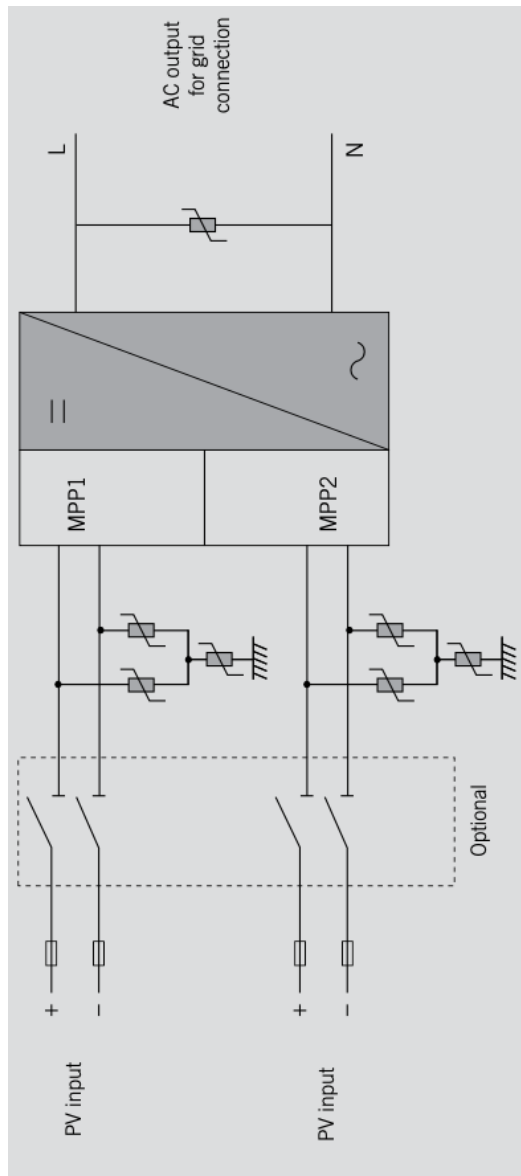


Figura 60. Modelo genérico inversores monofásicos “IngeconSunLite” TL con varios MPPT.

Todos ellos son de la misma empresa, aun así, hemos intentado seleccionar dentro de esta limitación, modelos con características algo diferentes.

3.1.4.- Protecciones en inversores comerciales

Aunque en las topologías vistas no se dice nada de las protecciones eléctricas que incorporan, éstas resultan ser un aspecto fundamental para que no solo el inversor, sino toda la instalación fotovoltaica y los operarios que en ella trabajan, lo hagan en condiciones óptimas de seguridad.

A la hora de comparar inversores no se les presta tampoco especial atención, pero su estado y funcionamiento correctos resultan cruciales. Por otra parte, desde el punto de vista económico, un inversor es uno de los elementos más caros de la instalación por lo que será importante protegerlos para evitar tener que cambiarlos.

Su función es actuar sobre el sistema en caso de que se den situaciones anormales durante el funcionamiento. Para ello existen muchos y muy variados componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos. A continuación, iremos analizando algunos de ellos y que, independientemente del modelo comercial de inversor que se trate, estarán (todos o la mayoría) presentes.

Para esta presentación tomaremos el esquema eléctrico del inversor “**Aurora Ultra 1400kW**” del fabricante **Power-One** (**Figura 61**, ver página siguiente) e iremos tratando las protecciones imprescindibles que en esta imagen aparecen. Aunque, como ya hemos comentado, la mayor parte de los inversores presentan esta serie de elementos comunes.

En esta figura, se observa cómo la línea de energía está constituida por varios bloques, comenzando desde el generador fotovoltaico (*PV array*) hasta el interruptor en el lado de alterna (*AC breaker*), después del inversor.

A la salida del generador solar, el primer bloque de protección que nos encontramos es el llamado *DC breaker*, es decir, el interruptor correspondiente al lado de continua. Su objetivo es interrumpir la corriente del circuito en caso de que se sobrepasen los valores máximos permitidos, evitando de esta manera el deterioro de los elementos de la instalación.

Siguiendo por la línea de energía, nos encontramos con otro bloque: *OVR* (*Overvoltage Rod* o *Surge arrester*). Este elemento se encarga de las sobrecorrientes y sobretensiones que se puedan producir debido a descargas eléctricas como consecuencia de las malas condiciones climáticas o por exceso de carga, fallas entre una línea y tierra, etc...; en cualquier caso, se pueden llegar a provocar corrientes del orden de 12 veces la nominal. Es necesario, por tanto, disponer de descargadores que posibiliten la derivación de estas corrientes a fin de no dañar o destruir el material de la instalación.

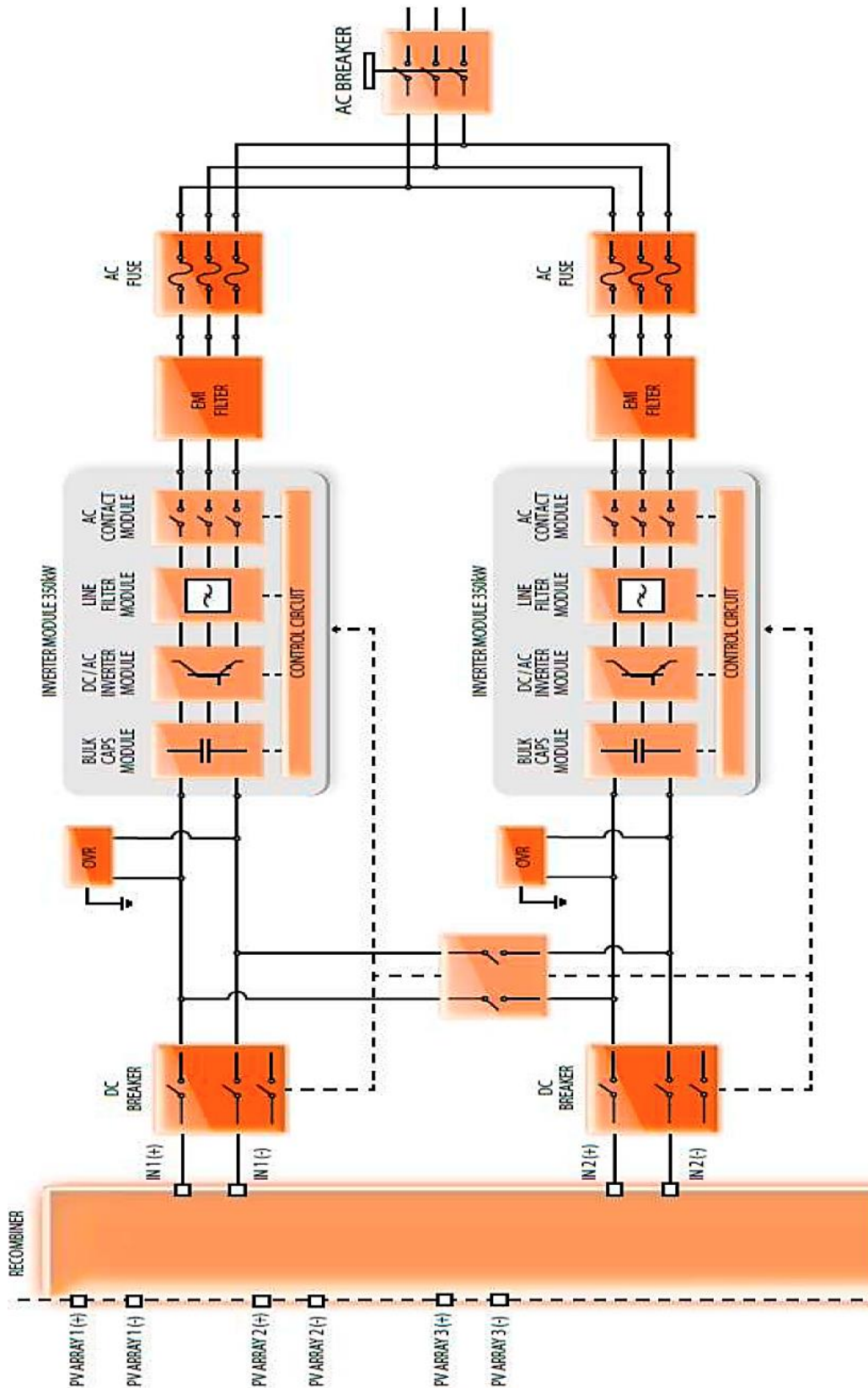


Figura 61. Modelo “Aurora Ultra 1400kW” del fabricante Power-One.

Estos descargadores son varistores, es decir, resistencias variables. De forma que cuando la tensión eléctrica aumenta su resistencia disminuye proporcionando un camino de baja impedancia de las corrientes hacia tierra, evitando que pudieran seguir su circulación normal por el circuito pudiendo causar daños a la instalación. Estos varistores instalados en los inversores deberán de proporcionar, al menos, protección del tipo II⁹, siendo recomendable que cubran las mayores exigencias, tipo I, para poder soportar corrientes con una curva 10/350 μ s. Esto significa que deberán de ser capaces de soportar una onda de descarga que asciende hasta su máximo en 10 μ s y al cabo de 350 μ s haya descendido hasta el 50% de su valor máximo.

El siguiente elemento del sistema es el propio inversor. Dentro de él podemos encontrar varios tipos de interruptores para proteger a la instalación tanto de sobrecargas como de sobretensiones: magnetotérmicos, diferenciales... Estos elementos suelen estar presentes a ambos lados, tanto en el de continua como en el de alterna, aunque no siempre son obligatorios.

Siguiendo adelante nos encontramos con el filtro EMI o filtro de interferencia electromagnética; y, aunque en el esquema no viene especificado, se suele instalar junto con el filtro EMC: filtro de compatibilidad electromagnética. Ambos son los encargados de que el inversor pueda funcionar en un entorno electromagnético de forma satisfactoria, es decir, con otros dispositivos que emiten sus ondas electromagnéticas. Se suelen encontrar tanto a la salida del inversor como también a la entrada.

Ya casi para terminar, observamos un bloque llamado *AC fuse*, son los fusibles del lado de alterna y que, opcionalmente, se pueden emplear en el lado de continua. Como cualquier fusible, son los encargados de cortar el paso a la corriente en caso de un cortocircuito o sobrecarga.

Finalmente, en la figura aparece un último bloque. Como indicamos al principio se trata del bloque *AC breaker*. Es uno de los elementos más importantes ya que, en caso de producirse un comportamiento extraño en la instalación evita que el defecto derive al transformador y, por consiguiente, a la red eléctrica.

Además, haremos referencia a un componente, en este caso mecánico, que colabora en el mantenimiento de la seguridad de la instalación: la ventilación. Ésta elimina el exceso de temperatura que en ocasiones se puede producir y que resulta perjudicial para los equipos. Normalmente se emplea la ventilación

⁹ Recogido en la norma **UNE-EN 61643-11:2013/A11:2018** por la que se rigen y clasifican los dispositivos de protección frente a sobretensiones transitorias de baja tensión. Para este caso, clasifica a los descargadores de tensión en función de la protección que aportan, desde tipo I (alto) hasta tipo III (bajo).

forzada con el uso de ventiladores; sin embargo, existen fabricantes como **Power One** que en sus inversores utilizan otros sistemas de ventilación consistentes en el uso de líquido de refrigeración con intercambiador de agua-aire.

Todas estas protecciones suelen ser comunes e indispensables en los inversores. Sin embargo, el real decreto RD 1663/2000, relativo a la conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, no dice nada sobre la obligatoriedad de instalar protecciones “anti-islanding”, es decir, las protecciones para el modo isla (**Figura 62**). Este comportamiento puede aparecer en el caso de los inversores conectados a red cuando, tras una desconexión del inversor de ésta, sigan inyectando potencia a la red o a las cargas activas que a él están conectadas.

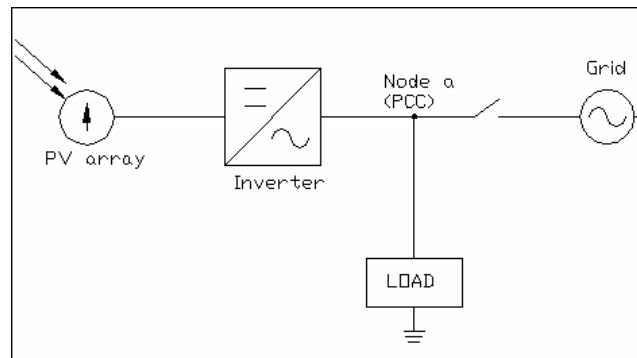


Figura 62. Modo isla o “islanding”.

Las causas que pueden producir esta desconexión pueden ser intencionadas, como servicios de mantenimiento o actos de vandalismo, pero también no intencionadas, como la activación de alguna de las protecciones comentadas con anterioridad por fallos del inversor o accidentes naturales.

De cualquiera de las formas, es una protección que resulta fundamental para proteger a los trabajadores que realicen las tareas de mantenimiento de la red. Además, se podrían producir daños en nuestro propio equipo ya que la red no puede controlar la tensión y frecuencia a la que opera el convertidor, al estar desconectado y seguir funcionando.

Para solucionar esto existen los inversores “anti-islanding” basados en métodos activos y métodos pasivos para la detección de este comportamiento. Los primeros son aquellos en los que se lleva a cabo una monitorización de parámetros seleccionados, como tensión o frecuencia, e interrumpen la conversión de energía por parte del inversor cuando se produce un valor fuera de los límites establecidos en estas variables. Por el contrario, los segundos introducen intencionadamente anomalías en el circuito y monitorizan la respuesta; en función de ésta determinan si la red está o no conectada; en

caso de que no lo esté, desactivan y dan por finalizada la conversión de energía que llevaba a cabo el inversor.

En nuestro país no se hace referencia a la necesidad de que los inversores deban de pasar algún tipo de prueba respecto a este punto, como sí sucede, por ejemplo, en EE. UU. Es decir, es algo que, de momento, no está unificado a nivel global y que cada país aplica su propia normativa, así como sus propios métodos de detección del “modo isla”. No obstante, la IEEE está elaborando sus propios “test” que deberán de superar los inversores para poder ser considerados “anti-islanding”.

3.1.5.- Análisis de la hoja de características de un inversor comercial

Hemos considerado útil la inclusión de este apartado en el proyecto a fin de conocer algo más en profundidad el inversor que nos interesa para nuestra instalación, así como para tener varios criterios y especificaciones que resultan cruciales en este proceso de selección y dimensionado. Por ello, vamos a analizar algunos de los datos que los fabricantes de inversores nos proporcionan.

Tomaremos como referencia la hoja de características del modelo **SG60KU-M**, de la marca **Sungrow** (*Figura 63*, ver página siguiente) Un inversor conectado a red que no emplea transformador de aislamiento. De tal forma que la iremos recorriendo y efectuando una revisión de algunos de los parámetros que presenta.

Lo primero que observamos al mirar a este “*datasheet*” es su división en cinco grupos de parámetros.

En primer lugar, aparece el bloque **Entrada DC**, donde se encuentran valores de la entrada del inversor, que será corriente continua y que hace referencia a la corriente procedente de los paneles solares o de las baterías. A continuación, está el bloque **Salida AC**, aquí encontramos datos que son resultado de la conversión, así como de la red a la que se podrá conectar el convertidor. Por último, encontramos los bloques de **Rendimiento**, **Protecciones** y **Datos generales**. Es posible que, en algunas ocasiones, un mismo modelo de inversor admita varios tipos de redes a las que poder conectarse, por ejemplo, a dos redes, una de 220/380 Vac y la otra de 230/400 Vac. Esto se suele disponer en forma de columnas fuera de los bloques comentados con el subtítulo AC Voltage; de forma que se ofrecerán los valores para cada tipo de red a la que se conecte.

“ESTUDIO DE LOS CONVERTIDORES EMPLEADOS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS”

De todos estos datos proporcionados, sobre todo habrá que tener en cuenta los que se encuentran en los bloques de entrada y salida del inversor. Sin olvidarse de algunos otros que resultan clave en la elección del dispositivo. A continuación, analizamos algunos de estos parámetros, de acuerdo con los bloques comentados, y que suelen ser comunes a estas hojas de características. Como hemos dicho, tomamos como referencia la hoja de características adjunta, aunque incluimos algún que otro parámetro que no aparece en esta misma.

Input (DC)	SG60KU-M
Max. PV input voltage	1000 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	300 V / 300 V
Nominal input voltage	710 V
MPP voltage range	300 – 950 V
MPP voltage range for nominal power	550 – 850 V
No. of independent MPP inputs	4
Max. number of PV strings per MPPT	4
Max. DC short-circuit current	200 A (50 A / 50 A / 50 A / 50 A)
Output (AC)	
AC output power	66000 VA @ 40 °C (104°F) / 60000 VA @ 45 °C (113 °F)
Max. AC output current	80 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE or 3 / PE, 277 / 480 V
AC voltage range	422 – 528 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / CEC. efficiency	98.9 % / 98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / Yes
DC fuse	Yes (positive and negative)
PV string current monitoring	Yes
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	665*915*276 mm (26.2***36.0***10.9")
Weight	70 kg (154.3 lbs)
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	NEMA 4X
Night power consumption	< 1 W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C (> 45 °C derating) (-13 to 140 °F (> 113 °F derating))
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) (13123 ft (> 9843 ft derating))
Display / Communication	Graphic LCD / RS485, Ethernet
Third-Party communication protocol	SunSpec Modbus
DC connection type	Screw clamp terminal (10 AWG, Cu or Al)
AC connection type	Screw clamp terminal (3/0 AWG, Cu or Al)
Compliance	UL1741, UL 1741 SA, CA Rule 21, IEEE 1547, IEEE 1547.1, CSA C22.2 No.107.1-01, UL 1699B and FCC Part 15
Grid support	L/HVRT, L/HFRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Frequency-watt
Type designation	SG60KU-M-10

Figura 63. Hoja de características del Modelo “SG60KU-M” del fabricante SunGrow.

• **Input DC**

Maximum DC Power

Hace referencia a la potencia máxima que podrá recibir el inversor procedente del generador solar. Aquí es importante tener en cuenta el factor de escala¹⁰, o factor de escaldado, a aplicar ya que, en función de la potencia que se recibe de los paneles solares y de la que queremos obtener a la salida, deberemos sobredimensionar o no el conjunto.

Maximum PV input voltage

Es un dato muy importante a tener en cuenta. Nos sirve para dimensionar el campo fotovoltaico, si es que primero hemos adquirido el inversor, o para elegir el inversor si es que ya disponemos de los paneles solares. Es el valor máximo permisible de voltaje que podremos obtener del campo fotovoltaico. Para ello debemos de sumar el valor de las tensiones que nos da cada panel conectado en serie y comprobar que es inferior a este dato proporcionado por el fabricante. En el caso del modelo SG60KU-M este valor corresponde a 1.000 V.

Start-up voltage, Stop voltage

Traducidos de forma literal serían “voltaje de inicio” y “voltaje de final”. Son dos valores que nos indican la tensión que necesita recibir el inversor, por parte del campo fotovoltaico, para poder empezar a funcionar desde cero, es decir, desde que se le conecta (start-up voltage), y la tensión por debajo de la cual deja de funcionar (stop voltage). En el caso del modelo SG60KU-M el valor que se nos aporta es el start-up voltage, siendo éste de 300 V.

Nominal input voltage

Es la tensión nominal de entrada al inversor, es decir, el valor para el que está diseñado y a la que debería de trabajar en un funcionamiento ideal. Si miramos la hoja de características adjunta, se corresponde con 710 V nominales.

MPP voltage range

Rango de voltaje donde se encuentra el punto de máxima potencia. En el caso que nos ocupa este rango nos dice el fabricante que se encuentra entre los 300 a 950 V.

¹⁰ Es el ratio entre la potencia nominal del inversor y la de los módulos solares. Nos permitirá decidir qué potencia de inversor escoger en función de la potencia de los módulos fotovoltaicos instalados para maximizar la generación.

El valor cambiará en función de la zona geográfica en la que tengamos instalado nuestro sistema; así, por ejemplo, en el norte de Europa oscila entre 0,65 y 0,8; sin embargo, en zonas del centro se sitúa entre 0,75 y 0,9 mientras que, al sur, donde las condiciones climáticas son más favorables, y por lo tanto no es necesario sobredimensionar la instalación, se sitúa entre 0,85 y 1.

MPP voltage range for nominal power

Hace referencia a lo mismo que el caso anterior, pero para poder obtener la potencia nominal en la salida. Como es lógico, este intervalo de tensiones es más reducido que el del caso anterior, siendo ahora de 550 a 850 V.

No. Of independent MPP inputs

Es un valor de crucial importancia ya que nos da idea del número de “trackers” o seguidores de puntos de máxima potencia, MPPT´s, con los que cuenta el inversor.

De tal forma que, por ejemplo, en caso de que este parámetro valga 1, esto significa que a dicho inversor sólo le podremos conectar un sólo tipo de paneles idénticos y que estén expuestos a las mismas condiciones atmosféricas, inclinación... es decir, con un único punto de máxima potencia; el inversor sólo puede funcionar en uno a la vez.

En caso de que no se cumpla este apartado por descuido o cualquier otro motivo, nos encontraremos con un deterioro del rendimiento de conversión.

El caso del inversor que estamos analizando, vemos que este número es de 4, lo que significa que podremos conectarle 4 tipos de paneles con distintas características, ya sean constructivas o que estén sometidos a diferentes condiciones atmosféricas. En ambos casos, el resultado es que proporcionan diferentes puntos de máxima potencia.

Maximum number of PV strings per MPPT

Nos indica el máximo número de cadenas en paralelo (cada una de ellas con paneles solares de características idénticas y mismas condiciones climáticas conectados en serie) que podemos conectar a cada MPPT.

Es importante tener este dato en cuenta ya que puede darse la posibilidad que al dimensionar el campo fotovoltaico hayamos obtenido, por ejemplo, el resultado de que son necesarias 10 ramas en paralelo, pero la hoja de características del inversor nos dice que como máximo son 8 ramas a un MPPT. Deberíamos de rehacer los cálculos para encontrar una solución alternativa.

Para nuestro caso, este valor se fija en 4.

Maximum PV Input Current

La traducción nos dice que es la “máxima intensidad admisible procedente del campo fotovoltaico” y hace referencia a la máxima intensidad que puede soportar el inversor, la suma de todas sus entradas. Sería de 200 A para el modelo que estamos analizando.

Maximum current for input connector

Es la máxima intensidad de corriente que soporta el inversor en cada una de sus entradas individuales. Este dato será siempre inferior al anterior comentado.

• **Output AC**

AC Output power

Es la potencia nominal de salida y el valor que define al inversor. En nuestro caso es de 60 kW, de acuerdo también con el nombre dado al modelo.

Maximum AC power

Puede darse el caso de que, en determinados momentos de funcionamiento de la instalación, como consecuencia de unas condiciones climáticas favorables, el campo fotovoltaico alcance su máxima generación; esto unido a un sobredimensionamiento de la instalación (factor de escala) hace que supere la potencia nominal que nos proporciona el inversor, pudiendo alcanzar a lo sumo este valor.

Maximum AC output apparent power

Es la máxima potencia aparente de salida. Es un dato que no siempre se proporciona y que dependerá de la red de alterna a la que esté conectado el inversor.

Maximum AC output current

Es la intensidad de corriente alterna máxima que se puede obtener a la salida. Es de 80 A para el caso del modelo que estamos analizando.

Nominal AC voltaje

Es el voltaje de salida nominal. Para el caso que estamos tratando el fabricante nos lo fija en 480 V.

AC voltage range

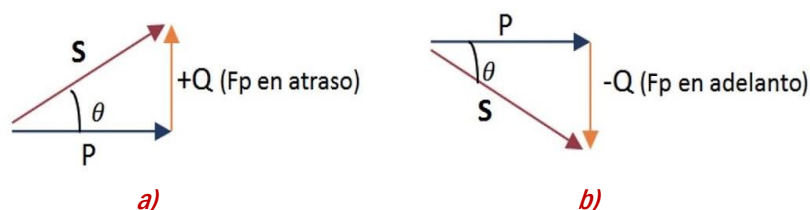
Es el rango de tensiones de red entre las que puede funcionar el inversor. Entre estos dos valores, superior e inferior, deben de estar las tensiones de los tipos de redes de corriente alterna a la que se puede conectar el inversor. Aporta al inversor una tolerancia para posibles “picos” o “valles” que se puedan producir en la tensión de la red a la que están conectados. Como podemos ver en la figura adjunta, oscila entre 422 y 528 V para nuestro caso.

Nominal grid frequency/Grid frequency range

La primera hace referencia a la frecuencia de diseño a la que funciona el inversor y que deberá de ser la de la red a la que se conecte (60 Hz, en el ejemplo). Mientras que el segundo nos aporta un intervalo frente a posibles variaciones del primero de estos dos valores (55-65 Hz, en el ejemplo).

THD

Es la distorsión armónica total, ya definida en apartados anteriores del proyecto y que nos indica “cuanto” es de diferente la onda de salida respecto de la forma senoidal perfecta que deberíamos de tener. Esta influido por el contenido armónico y, como es obvio, define la calidad del inversor ya que el convertidor será mejor cuanto más reducido sea este porcentaje. El fabricante nos dice que el modelo SG60KU-M presenta una distorsión armónica total inferior al 3%, a potencia nominal.



**Figura 64. Factor de potencia en retraso, a).
Factor de potencia en adelanto, b).**

Power factor

Es el factor de potencia que nos dará el inversor, es decir, el cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del mismo (**Figura 64**). En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, serían las condiciones inmejorables para el suministro de corriente por parte del inversor.

Sin embargo, puede que a veces sea menor que la unidad, de ahí los otros dos datos que se suelen proporcionar: “leading” (adelantado, factor de potencia capacitivo donde la corriente se adelanta respecto de la tensión) o “lagging” (retrasado, factor de potencia inductivo donde la corriente se retrasa respecto de la tensión). De acuerdo con el “datasheet” que utilizamos como ejemplo, nos aseguran que este factor lo podremos modificar, oscilando entre 0,8 en adelanto y 0,8 en retraso. Para potencia nominal será mayor de 0,99.

- **Efficiency (Rendimiento)**

En este bloque se suelen recoger los datos del inversor relativos al rendimiento en diferentes escalas o estándares. Casi siempre suele aparecer el rendimiento europeo y, a veces, también se mide la eficiencia utilizando el estándar CEC¹¹ (Comisión de la Energía de California).

¹¹ Estándar CEC: Es el rendimiento californiano. Menos extendido que el factor de rendimiento europeo, es otro estándar que se utiliza en regiones del suroeste de Estados Unidos o del sur de Europa para cuantificar el rendimiento de inversores fotovoltaicos. Fue creado por la comisión de la Energía de California y se basa en el mismo fundamento que esta otra escala: una media ponderada en la que se evalúa el rendimiento del inversor a distintos factores de carga...

$$\eta_{CEC} = 0,04\eta_{10} + 0,05\eta_{20} + 0,12\eta_{30} + 0,21\eta_{50} + 0,53\eta_{75} + 0,05\eta_{100}$$

En ambos casos, para que un inversor se pueda considerar “bueno”, deberán de ser superiores al 96%.

Para el caso analizado observamos que el primero de ellos se sitúa en torno al 99%, mientras que el segundo es del 98,5%.

• ***Protection (Protección)***

Aquí se hace referencia a varias de las protecciones que incluyen los inversores. Algunas de ellas ya se han comentado en el apartado anterior, sin embargo, a continuación, nombramos algunas específicas de las que suelen aparecer en las hojas de características...

String fuses

El hecho de que aparezca este campo, nos indica que el inversor del que estamos hablando lleva incorporados de fábrica fusibles internos que lo protegen frente a cualquier imprevisto. Suele ser lo habitual en inversores de alta potencia.

Pese a que ya cuenta con estas protecciones incorporadas, siempre es recomendable instalar otros fusibles o cualquier otra protección externa porque, además de ganar en seguridad, será más sencillo de reemplazarlo en caso de que se funda; además el recambio será más barato al ser un fusible estándar y no propio del inversor y de la marca.

AFCI (Arc Fault Circuit Interrupter)

Nos asegura que el inversor es capaz de detectar arcos voltaicos. En caso de se detecte alguno, el convertidor deja de funcionar hasta que el operario “diga” al inversor que la reparación está hecha. Es un mecanismo que obliga a que el convertidor tenga un mantenimiento.

DC/AC disconnect o DC/AC switch

Sirve para indicar al comprador que el aparato cuenta con un interruptor que permite desconectar la parte de continua y/o alterna de la parte de alterna y/o continua; es decir, podremos asilar una u otra parte para realizar mantenimiento u otra operación cualquiera que sea con seguridad.

• ***General Data (Datos generales)***

En este apartado se localizan otros datos relativos a dimensiones y peso del equipo, grado de protección frente a agentes externos como el agua y el polvo (protección IP), temperaturas adecuadas para el funcionamiento, consumo nocturno y en “standby”... también útiles y que deberemos de conocer al plantearnos la compra de un inversor.

Hecha esta revisión de las más importantes características que definen a este tipo de convertidores, queremos concluir seleccionado algunos a los que

deberemos de dar especial importancia y prestar atención a la hora de plantearnos la elección de uno u otro modelo de inversor.

Como es lógico, el factor más importante de un inversor es su rendimiento o eficiencia; nos determinará la relación entre las potencias de entrada y salida de tal forma que, cuanto más elevado sea este porcentaje, el convertidor será más eficiente en su labor. Esto significa que las pérdidas son menores.

Además de éste, otros de los más notables deben de ser:

- ✓ Máxima corriente de entrada al inversor
- ✓ Máxima tensión de entrada al inversor.
- ✓ Potencia nominal de salida.
- ✓ Máxima potencia de salida.
- ✓ Máxima corriente de salida.
- ✓ Rango de frecuencias de red a la que se puede conectar.

Por otra parte, siempre será importante prestar atención a todos los tipos de protecciones que incorpora ya que, como ya comentamos en el apartado que las dedicamos, aunque no intervienen en la conversión de un tipo a otro de energía, resultan vitales para aportar seguridad a la instalación, así como para evitar futuras inversiones por avería del inversor.

4.- RENDIMIENTOS

En este apartado se hará, en primer lugar, una breve descripción del rendimiento de todo el conjunto de la instalación para después pasar a analizar lo que nos ocupa, el rendimiento de los inversores y los factores que intervienen en él para luego poder abordar de mejor manera las últimas partes del trabajo.

Una instalación fotovoltaica, como hemos visto, tiene como elementos principales los paneles solares, el convertidor CC/CC que nos hace posible el seguimiento del punto MPP y el inversor con el que logramos la conversión de uno a otro tipo de energía. Cada una de estas tres partes realiza su tarea con mayor o menor eficacia interviniendo de forma decisiva en la eficiencia total de la instalación. Por ello podemos distinguir tres rendimientos asociados a cada una de las partes.

Una vez conozcamos los tres, podremos saber, gracias al producto de todos ellos, “cómo de buena o mala” es nuestra instalación.

4.1.- RENDIMIENTO DE LAS CÉLULAS SOLARES

También llamado “rendimiento de conversión energética”, relaciona la potencia eléctrica máxima que podría entregar la célula (P_M) con la potencia de la radiación que sobre ella incide (P_R)

$$\eta_{CÉLULA} = \frac{P_m}{P_R} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_R} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{CO}}{P_R} \quad \text{Ec. 24}$$

Donde:

FF es el factor de forma.

I_{SC} es la corriente de corto circuito.

V_{CO} es la tensión de circuito abierto.

I_m es la intensidad en el punto óptimo, punto de máxima potencia.

V_m es la tensión en el punto de máxima potencia.

Si miramos la curva I-V (**Figura 65**, ver página siguiente) que nos define el comportamiento de una célula solar, vemos que el producto de I_m y V_m , que hace referencia a la máxima potencia que podemos extraer de la célula, es menor que el producto de I_{SC} y V_{CO} (se puede observar mediante la comparación de las áreas de los rectángulos). Aquí entra en juego el factor de forma, FF, siempre menor que la unidad, de tal forma que:

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{SC} \cdot V_{CO}} \text{ y por tanto ...}$$

$$P_m = FF \cdot I_{SC} \cdot V_{CO} \quad \text{Ec. 25}$$

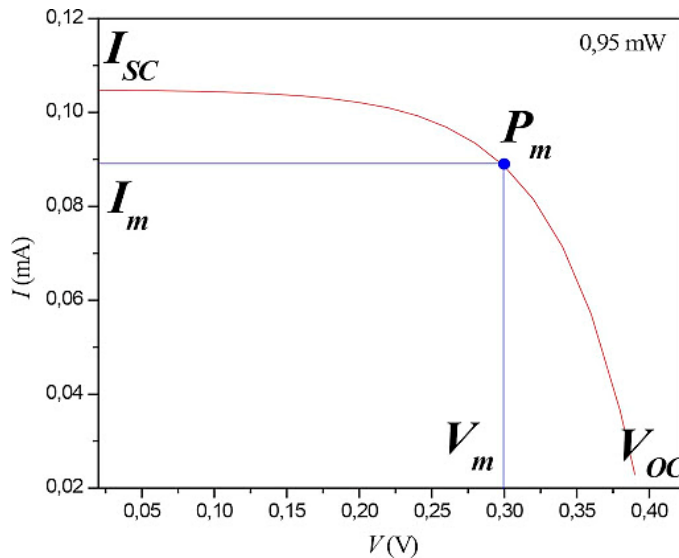


Figura 65. Curva "Intensidad Vs. Voltaje" (curva I-V) de una célula solar.

Esto nos indica que, para aumentar el rendimiento de las células solares, deberemos de funcionar con una corriente I_m y una tensión V_m elevados, pero si aumenta mucho uno, disminuirá el otro, y viceversa. La solución óptima es el punto de máxima potencia en la que se maximiza este producto.

4.2.- RENDIMIENTO DEL CONVERTIDOR CC/CC

Este parámetro describe la precisión del convertidor CC/CC para que la instalación trabaje en el punto de máxima potencia en cada momento. Se define como...

$$\eta_{MPP}(\%) = \frac{P_I}{P_{MPP}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 26}$$

Donde:

P_I es la potencia instantánea, la que tenemos en ese momento.

P_{MPP} es la potencia máxima, la del punto de máxima potencia para las condiciones atmosféricas actuales.

Es importante tanto la capacidad de funcionar correctamente en el MPP, *rendimiento estático*, como la capacidad del seguidor de ser rápido y encontrar el nuevo punto de máximo rendimiento cuando se produzca un cambio en las condiciones de operación, *rendimiento dinámico*.

El rendimiento global, por consiguiente, se puede dividir en estos dos que acabamos de presentar.

Y finalmente, para terminar con la cadena, encontramos el rendimiento del inversor, que a continuación pasaremos a analizar un poco más en detalle.

Como dije líneas arriba, para conocer la eficacia de una instalación fotovoltaica, basta con multiplicar estos tres rendimientos anteriores. De tal forma que...

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{CÉLULA} \cdot \eta_{MPP} \cdot \eta_{INVERSOR} \quad \text{Ec. 27}$$

4.3.- RENDIMIENTO DEL INVERSOR

El rendimiento de un inversor se define, al igual que todos los otros rendimientos anteriores, como la potencia que obtenemos en la salida del mismo respecto de la que teníamos en la entrada:

$$\eta_{INVERSOR}(\%) = \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 28}$$

4.3.1.- Factor de rendimiento europeo

Para poder comparar inversores de una manera “estandarizada”, se creó el factor de rendimiento europeo, cuyo uso sobre todo se emplea en el caso de los conectados a red. Se obtiene del promedio ponderado de los rendimientos a distintos factores de carga, sin tener en cuenta la tensión de entrada a la que debe calcularse. Se calcula como:

$$\eta_{EUROPEO} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

η_i corresponden a los respectivos rendimientos del inversor, situados en MPP correspondiente, para distintos valores de potencia parcial.

Una vez comentado esto, pasamos a analizar los puntos que afectan al rendimiento de un inversor.

4.3.2.- Factores que intervienen en el rendimiento de un inversor

En primer lugar, veremos algunos que lo hacen de forma directa y más adelante otros, como son la temperatura de los paneles o la irradiancia que éstos reciben, que afectan también a la mayor o menor obtención de energía tras la conversión que realiza este convertidor.

• *Influencia “directa” sobre el rendimiento del inversor*

- Pérdidas en los semiconductores. Éstas pueden ser de dos tipos: de conmutación y de conducción. Ambas se dan en forma de calor, de ahí la necesidad de una ventilación natural o forzada.
- Factor de potencia. Que dependerá del tipo de carga que le conectemos.
- Factor de carga. Es la potencia de salida respecto de su valor nominal expresada, normalmente, en tanto por ciento.

El primer punto se verá más en detalle en el apartado en el que se proponen posibles mejoras a fin de lograr una mejora en el rendimiento.

Refiriéndonos a los otros dos diremos que, en el caso de inversores autónomos, es decir, aquellos que no están conectados a red, los podremos tener conectados a tres tipos de cargas: resistiva, capacitiva o inductiva.

Además, el rendimiento de un inversor no es constante en todo el rango de potencias de operación, siendo muy bajo a pequeñas potencias y aumentando progresivamente a medida que aumenta esta última, alcanzando su máximo a una potencia intermedia. La mejor manera de verlo es mediante la curva de “Rendimiento Vs. P_{AC} ” (*Figura 66*).

A continuación, se muestra un ejemplo de dicha curva, donde se puede ver la influencia de estos dos condicionantes (factor de potencia y factor de carga) comparando el rendimiento para cargas casi puramente resistivas, donde el factor de potencia es muy cercano a 1 ($\cos(\phi)=0,99$), con cargas inductivas, donde el factor de potencia es menor de 1; en este caso, la tensión y la corriente están desfasadas una respecto de la otra.

En este último supuesto la potencia se reduce hasta en un 20-30%.

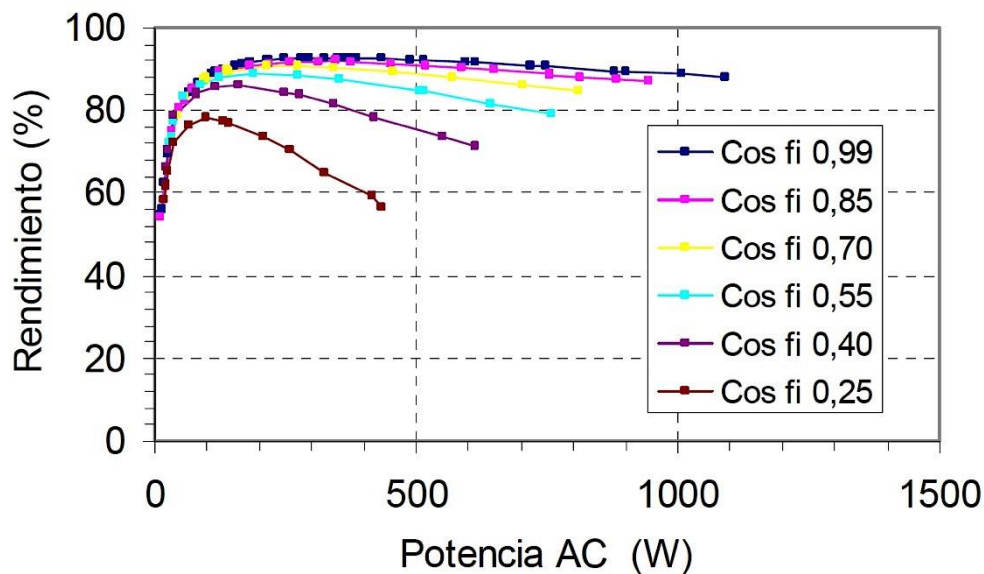


Figura 66. Curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ” para un inversor genérico y distintos factores de potencia.

Por otra parte, centrándonos en la curva anterior, por ejemplo, para el caso de una carga resistiva, vemos que la elección del tipo de inversor está estrechamente ligada con su eficiencia. Ya que, si el convertidor está sobredimensionado, es decir, la potencia que proporciona a la salida es muy pequeña con relación a la nominal que él puede aportar, estará trabajando en

la zona de bajos rendimientos. Esto hace que no se le saque el máximo partido y se desaprovechen recursos.

Sin embargo, tampoco se debe sub-dimensionar el sistema ya que el inversor se enfrentaría a sobrecargas que harían disminuir su vida útil o que incluso podrían causar su destrucción.

• ***Influencia “indirecta” sobre el rendimiento del inversor***

Vistos estos tres factores y, como ya comentamos, el rendimiento de un inversor también vendrá determinado por otros como la tensión CC que llegue a sus bornes de entrada. Esto, a su vez, es función de la cantidad de radiación que puedan recibir los paneles solares y de la temperatura ambiente a la que nos encontremos.

Por tanto, temperatura y radiación solar son dos factores que afectan al rendimiento de la célula y que tendrán repercusión por tanto en la tensión que recibe el inversor.

- *Influencia de la temperatura*

Al aumentar la temperatura ambiente y, por tanto, la temperatura de operación de la célula fotovoltaica, se produce un ligero incremento de la corriente de cortocircuito que nos proporciona. Sin embargo, este incremento es muy pequeño, pudiéndolo considerar casi despreciable a la hora de hacer los cálculos: unos $0,63 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$ para células de silicio.

Por otra parte, la tensión que nos da el panel varía también con la subida de la temperatura. En este caso la variación es negativa, siendo de unos $-2.3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$, para células de silicio con respecto a la temperatura ambiente.

Como conclusión tenemos que la intensidad que nos da la célula es ligeramente superior, pero la tensión presenta una disminución mucho más acusada. Por lo que el ligero aumento de la corriente queda más que compensado por el descenso del voltaje y el rendimiento de la célula decrece con la temperatura (entre $0,4-0,6$ puntos porcentual por cada grado centígrado, $\%/^{\circ}\text{C}$, para células de silicio).

A continuación, se muestra en la **Figura 67** una gráfica que representa esta influencia de la temperatura en los valores de corriente de cortocircuito (I_{sc} , eje ordenadas) y en los de tensión de circuito abierto (V_{oc} , eje de abscisas).

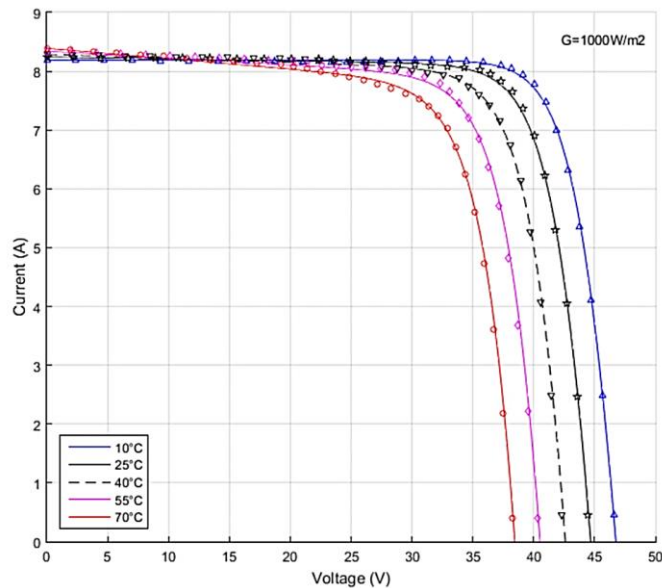


Figura 67. Curva I-V de una célula solar. Influencia de la temperatura.

- Influencia de la intensidad de radiación solar

Para este caso, se suele considerar que la corriente de las células solares es directamente proporcional a la intensidad de la radiación solar incidente, dentro de un amplio rango de funcionamiento. De tal forma que lo podemos expresar como...

$$I_L = X \cdot I_{L1} \quad \text{Ec. 30}$$

Es decir, para conocer la intensidad proporcionada por la célula a un nivel de irradiancia, basta con conocer la corriente que nos proporcionaba a otro nivel I_{L1} y multiplicarlo por el número de soles¹², X , que es superior o inferior a esta.

Por otro lado, en lo relativo a la tensión, se observa que, si V_{oc1} es la tensión de circuito abierto a 1 sol, la tensión a X soles será:

$$V_{oc} = V_{oc1} + f(T) \cdot \ln(X) \quad \text{Ec. 31}$$

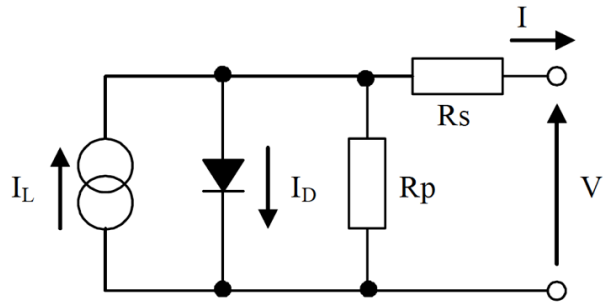
Siendo $f(T)$ una función que depende de la temperatura y que consideramos un valor constante para este análisis.

¹² Define el número de veces que la irradiancia actual es mayor que la estándar: 1.000 W/m^2 . Por ejemplo, una célula que opere a 1.500 kW/m^2 , se dice que opera a 1.500 soles, al ser 1.500 veces mayor la radiación que recibe respecto a 1.000 W/m^2 .

Por tanto, al aumentar la radiación que reciben los paneles solares, también aumenta la tensión de circuito abierto.

Es por lo que a bajos niveles de iluminación se puede observar un crecimiento evidente del rendimiento.

Sin embargo, a medida que aumenta más la radiación y, por tanto, la corriente generada, entra en juego el modelo teórico de una célula solar: representado mediante un diodo y dos resistencias, serie y paralelo



(Figura 68).

Figura 68. Circuito equivalente de una célula solar.

De tal forma que, a alto número de soles, mayor intensidad generada, por lo que las caídas óhmicas en la resistencia serie, R_s en la figura, no se pueden despreciar siendo las responsables de un deterioro en el rendimiento de conversión del dispositivo. Se observa en la siguiente imagen (Figura 69).

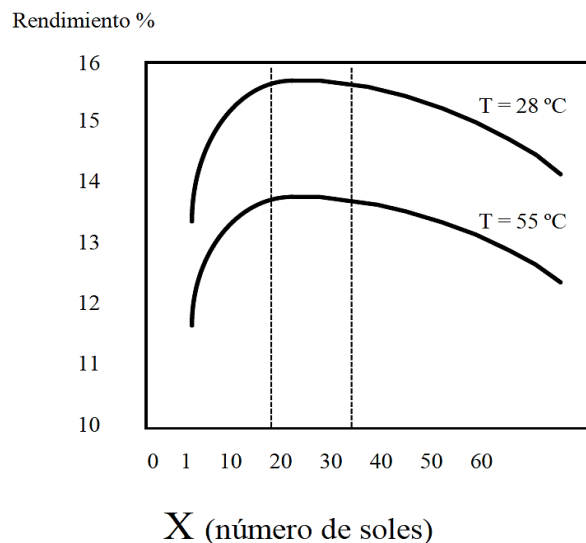


Figura 69. Disminución de rendimiento por aumento de temperatura (caída de tensión en resistencia serie).

Esto ocurre para niveles de irradiancia elevados, sin embargo, para los casos habituales, el incremento de la luz solar que reciben los paneles será beneficioso para poder obtener una mayor tensión a la entrada del inversor logrando incrementar su rendimiento.

Una vez conocemos el efecto que la temperatura y la radiación solar provocan sobre los paneles, podemos concluir que la mejor situación para el rendimiento de los mismos y, por consiguiente, del inversor, serán los días fríos con bastante radiación. Típicamente los días soleados de invierno.

5.- MEJORAS EN EL RENDIMIENTO DE INVERSORES

Con el objetivo de incrementar el rendimiento de nuestra instalación fotovoltaica nos centraremos en los inversores.

En primer lugar, lo miraremos desde un punto de vista externo, proponiendo configuraciones con las que se intentará que todos los inversores de la estación solar trabajen en la zona óptima de su curva de carga; como vimos en el capítulo anterior, es un factor determinante en el rendimiento de los mismos.

Más adelante nos centraremos propiamente en topologías, en este caso “transformerless”, tanto monofásicas como trifásicas, para poder solucionar el problema de las corrientes de fuga hacia tierra que se producen a través de las capacidades parásitas ya comentadas.

También hablaremos sobre una nueva forma de alimentar al inversor diferente a la fuente de tensión (VSI) y fuente de corriente (CSI), con la que se logrará una mejora en el rendimiento.

Todo esto se podría combinar con mejoras en los polos de potencia, fabricados con nuevos materiales como el carburo de silicio o el nitruro de galio, cuyas propiedades aportarían varias ventajas aprovechables sobre todo en lo referido a la conmutación.

5.1.- DISPOSICIÓN DE LOS INVERSORES EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez conocemos cuanta potencia máxima nos podrá proporcionar el campo fotovoltaico del que disponemos, se debe de plantear una pregunta:

“¿Es más conveniente instalar “pocos” inversores de gran potencia, o es mejor instalar “muchos” inversores más pequeños de potencia más reducida?”

Esta pregunta es fundamental ya que de la decisión que tomemos dependerá sacar o no el mayor rendimiento a la instalación.

La respuesta es, como a todo, un punto intermedio, es decir, instalar varios inversores de mediana potencia ya que:

- ✓ Habrá mayor disponibilidad en el mercado, al ser los más habituales. En caso de que alguno se estropee, será más fácil tener uno de repuesto.
- ✓ Existe una mayor experiencia en ellos debido al mismo motivo anterior. Como consecuencia, por ejemplo, la reparación será más rápida.
- ✓ En caso de que uno falle, no se ocasionará la pérdida de todo el campo.

Sin embargo, cuando la potencia de radiación que nos llegue sea muy elevada, se tendrá un peor rendimiento; se debe a la zona de la curva de carga en la que se trabajará, que no será la óptima.

Basándonos en este planteamiento de la “modularidad”, a continuación, se presentarán varias configuraciones del campo fotovoltaico para tratar de incrementar la rentabilidad.

Éstas tomarán como referencia la cantidad de radiación que llega al campo fotovoltaico en cada momento y, en función de este valor, se conectarán más o menos inversores, dirigirán toda la potencia solar a uno etc...

Todas ellas tendrán como objetivo que se trabaje en cada momento en el punto óptimo de la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ” (Figura 70) de el/los inversores conectados en ese instante; este punto se localiza en un rango intermedio de la potencia total de salida, como se puede ver en la gráfica que sigue:

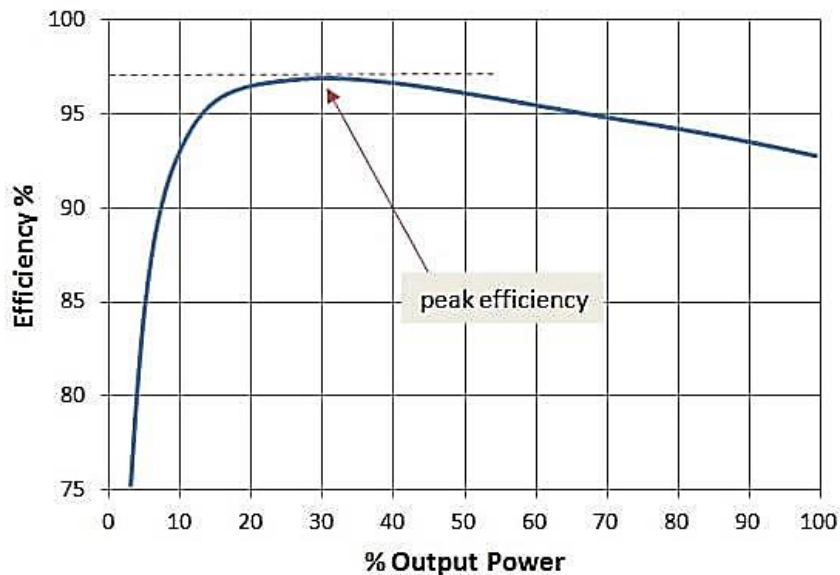


Figura 70. Curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ” para un inversor genérico.

Las configuraciones de las que hemos hablado son:

5.1.1.- Topología “Team”

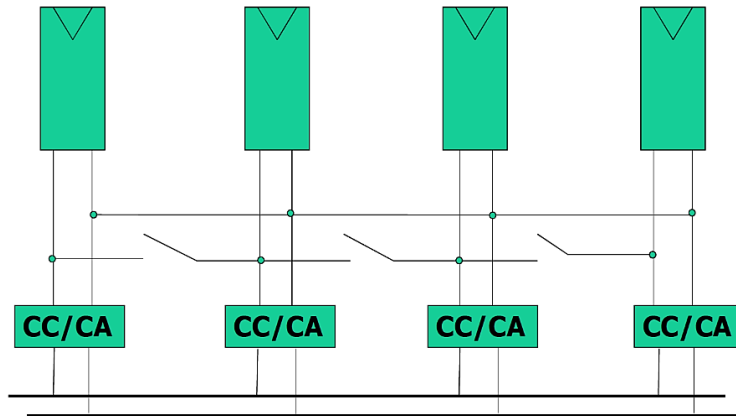


Figura 71.
Configuración “Team”.

Se trata de varios campos de paneles solares de idénticas características y conectado variable en función de la

potencia solar de la que se disponga en cada momento (**Figura 71**).

El fundamento de esta configuración lo explicaremos mediante un ejemplo... si el día está nublado y la radiación que nos llega no es demasiada, la energía recogida por todos los paneles solares se dirige a uno o a unos pocos inversores, y no a todos. De esta forma habrá alguno que no funcione mientras que, los que si lo hacen, lo harán de forma más eficiente que si lo hicieran todos juntos, al recibir más cantidad de energía solar y pudiendo trabajar en la zona adecuada de su curva de rendimiento.

Como consecuencia se incrementa el rendimiento del conjunto.

Sin embargo, también presenta una clara desventaja: el conexionado. Realizar estas conexiones requiere de una mayor inversión en la instalación, además de las consiguientes pérdidas que lleva asociado.

5.1.2.- Topología “String”

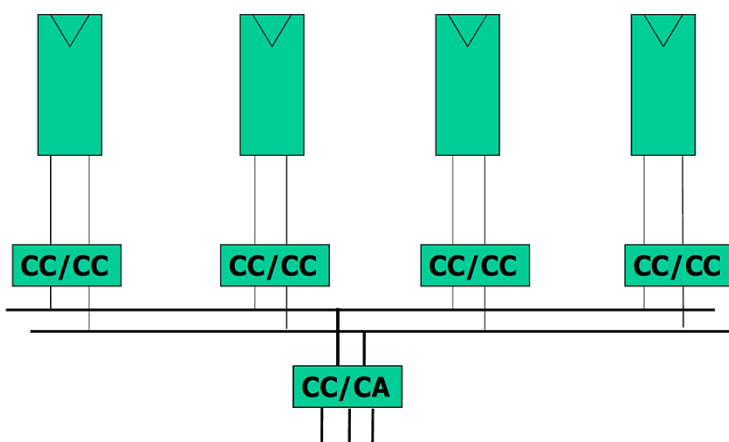


Figura 72.
Configuración “String” I.

Consiste en varias series de paneles solares de distintas características que están conectados a un mismo inversor

(**Figura 72, Figura 73**). En este caso la totalidad de los elementos del conjunto

funcionan siempre, pero solo tenemos un único inversor al que se dirige la potencia de todo el grupo de paneles.

La mayor ventaja de esta configuración es su modularidad, es decir, nos da la posibilidad de utilizar paneles solares de distintas características o fabricantes y, por tanto, con su correspondiente punto de máxima potencia; es por esto que cada grupo de paneles está conectado a su propio convertidor CC/CC, que proporciona un MPPT individualizado para cada serie.

La salida de los convertidores CC/CC se configura para que den la misma tensión, y que será la de entrada al inversor común.

Otra de las ventajas que presenta es que las posibles ampliaciones del sistema fotovoltaico se pueden realizar de una manera mucho más sencilla que en el caso anterior.

Pese a todo esto, encontramos una desventaja clara: mayores pérdidas debido al empleo de varios CC/CC; por esta parte, se empeoraría el rendimiento.

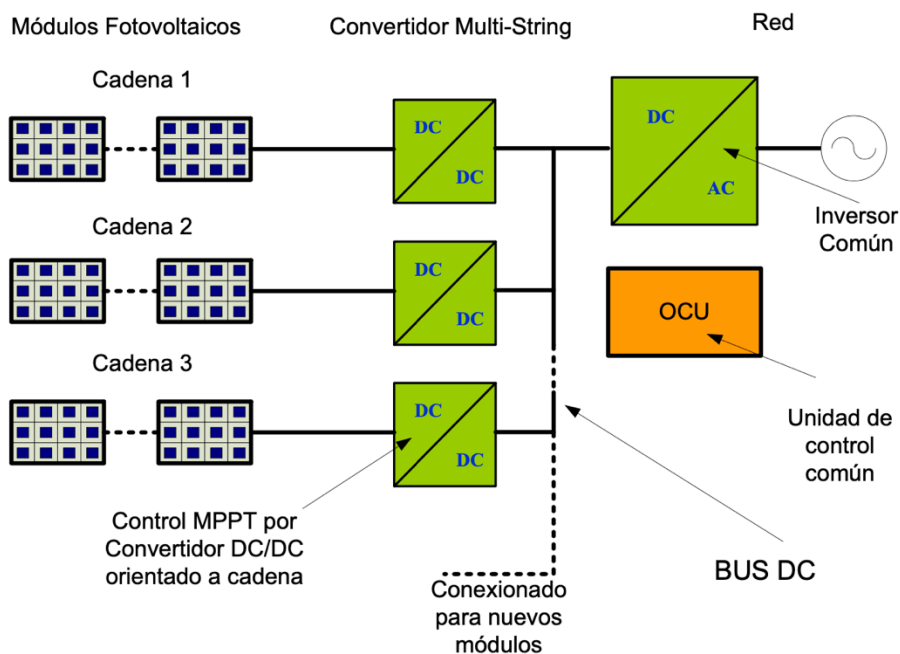


Figura 73. Configuración "String" II.

5.1.3.- Topología "Mix de Fronius"

Llamado así al ser una tecnología desarrollada por la empresa **Fronius**.

Es un sistema "maestro-esclavo" donde al igual que en las otras dos configuraciones anteriores se tiene el objetivo de maximizar el rendimiento de la instalación cuando contemos con baja potencia solar de entrada.

Cada módulo fotovoltaico tiene asociado un inversor “maestro”, que es de mayor potencia, y uno o varios inversores “esclavos”, de menor potencia que su “maestro”. De tal forma que cuando al panel le empieza a llegar energía solar sólo funciona el “maestro”, que lo hará en la zona de la curva con la que obtiene el máximo rendimiento. A medida que se recibe mayor radiación, el “maestro” distribuye parte de esta energía a sus inversores “esclavos”, para que él pueda seguir trabajando en la zona óptima de su curva y los inversores “esclavos” puedan empezar a hacer lo mismo.

Una de las ventajas de esta configuración es que la rotura de un inversor no supone una gran pérdida de producción energética.

Estas configuraciones proporcionan una clara mejoría con respecto a la del inversor central que presentamos en anteriormente.

La diferencia esencial con esta configuración es la tendencia a la descentralización en la transformación de la energía en inversores de menor tamaño; resulta por tanto más ventajoso en lo referido a una posible avería del inversor central. Además, con estas otras configuraciones se tienen mecanismos con los que intentar hacer que los inversores trabajen cada uno en su zona de máxima generación, mientras que en la configuración con un único inversor de gran tamaño, no se tiene esta posibilidad de intervenir en ningún aspecto; se está expuesto a las condiciones atmosféricas existentes en cada momento.

5.2.- TOPOLOGÍAS “TRANSFORMERLESS” PARA UNA MAYOR EFICIENCIA

Como hemos comentado, los inversores sin aislamiento galvánico son los que presentan mejores eficacias en la conversión, sin embargo, además de no tener ventajas en lo que a seguridad para los usuarios se refiere, presentan el problema de las corrientes de fuga que circulan a través de la capacitancia parásita que aparece entre el módulo solar y tierra. Esta corriente indeseada se traduce en:

- × Bajas eficiencias de todo el sistema.
- × Distorsión de la corriente y tensión de salida.
- × Interferencia electromagnética.
- × Reduce la vida del panel solar.

Con el objetivo de reducir esta corriente se han llevado a cabo soluciones como:

- ✓ Voltaje de modo común se mantenga constante, es decir, que no haya variaciones de tensión.
- ✓ El voltaje aplicado a las capacidades parásitas sea de baja frecuencia.
- ✓ Desconectar el panel solar de la red cuando el estado de cero voltaje es aplicado a la carga.

5.2.1.- Monofásicas

Para solucionar este problema de las corrientes de fuga partimos de la topología clásica (**Figura 74**), el inversor en puente, con modulación unipolar. Comentaremos cuáles son sus limitaciones y a partir de ellas, iremos introduciendo sucesivas modificaciones basadas en nuevas topologías para conseguir mejorar el rendimiento del convertidor.

Como sabemos, el uso de este tipo de modulación hace que la calidad de la corriente de salida del inversor sea mejor que el uso de la conmutación bipolar; el contenido armónico de la tensión obtenida es más bajo, acercándose más a la onda senoidal perfecta.

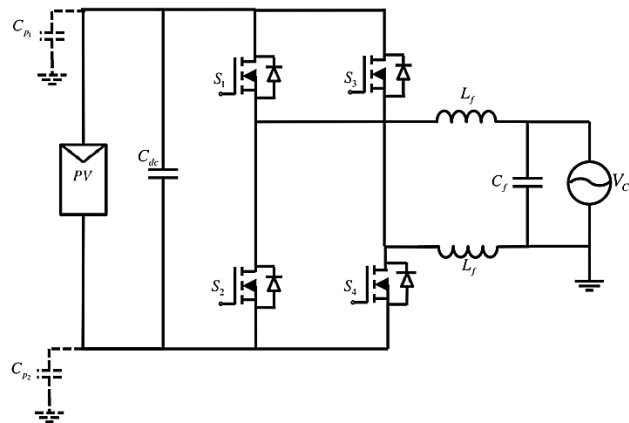


Figura 74. Topología del inversor de puente.

Sin embargo, la conmutación unipolar en inversores conectados a red tiene la importante desventaja de contribuir a la generación de la corriente de fuga hacia tierra a través de las capacidades parásitas de los módulos fotovoltaicos. Para conseguir el estado de cero voltaje comentado a la salida del inversor (en unipolar la tensión de salida alcanza $+V_{DC}$, 0 y $-V_{DC}$) se cortocircuita la salida activando los polos de potencia de la rama superior, S1 y S3, o de la inferior, S2 y S4.

La corriente de fuga que se genera es elevada, por lo que no es una topología adecuada para aplicaciones en las que no se cuenta con aislamiento galvánico entre los módulos fotovoltaicos y la red.

En consecuencia, se presentan algunas topologías “transformerless” para reducir esta corriente de fuga además de conseguir aumentar la eficiencia de

conversión del inversor cuando se trabaja con bajo factor de carga; se soluciona así otro de los grandes problemas de los inversores en cuanto a eficiencia.

• **Topología H5 de SMA**

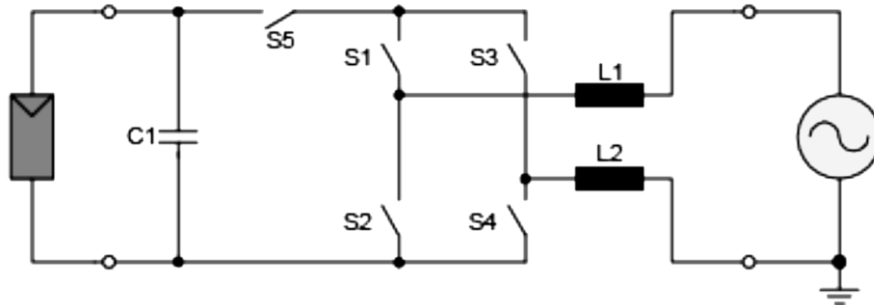


Figura 75. Topología H5 de SMA.

Comercializada por la empresa **SMA**, tiene la estructura de un puente completo al que le añade un polo de potencia a mayores (**Figura 75**).

Presenta elevadas pérdidas de conducción, al circular la corriente por tres semiconductores durante cada período activo positivo o negativo.

Utiliza los polos S1 y S3 para generar tensión cero en la salida, mientras que los interruptores S5, S2 y S4 se cortan para desconectar el generador solar de la red.

La función, por tanto, del nuevo polo S5 es el desacoplo de la red eléctrica del panel fotovoltaico evitando la incidencia de voltajes de alta frecuencia en el panel. Aun así, la corriente de fuga sigue siendo algo más elevada que en el caso de la topología HERIC (**Figura 77**), y que sería la ideal.

Sin embargo, ésta se reduce en gran medida con respecto al modelo genérico del puente completo.

• **Topología H6 de INGETEAM**

Es otra topología basada en el esquema básico del puente monofásico y muy similar a la H5; tenemos un polo de potencia adicional respecto de ésta. La ubicación de los dos polos, S5 y S6, es la mostrada en el esquema que sigue:

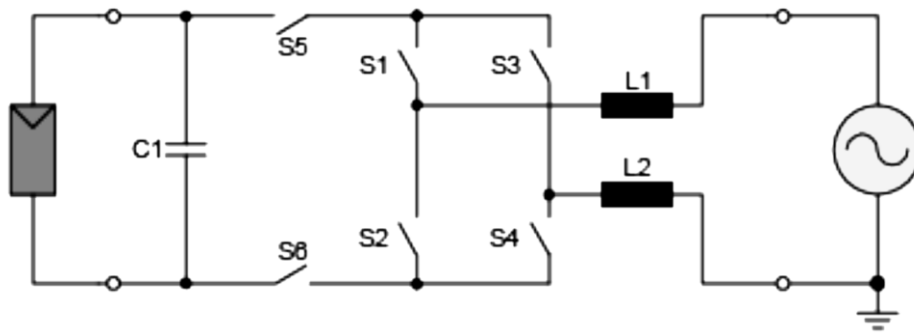


Figura 76. Topología H6 de INGETEAM.

La salida es también de tres niveles. Para generar tensión positiva se disparan los polos S1, S4, S5 y S6. Para generar la negativa S2, S3, S5 y S6. Para tensión cero hay dos opciones, se pueden conmutar a la vez S1 y S3 o S2 y S4 (es indiferente) pero el generador solar debe de estar desconectado de la red para evitar las corrientes de fuga a través de las capacidades parásitas, lo que significa que los polos S5 y S6, ambos dos, deben de estar abiertos.

Las corrientes de fuga son también algo más altas que en la topología HERIC, pero mucho menores que en el puente completo del que partimos en un inicio.

• Topología HERIC

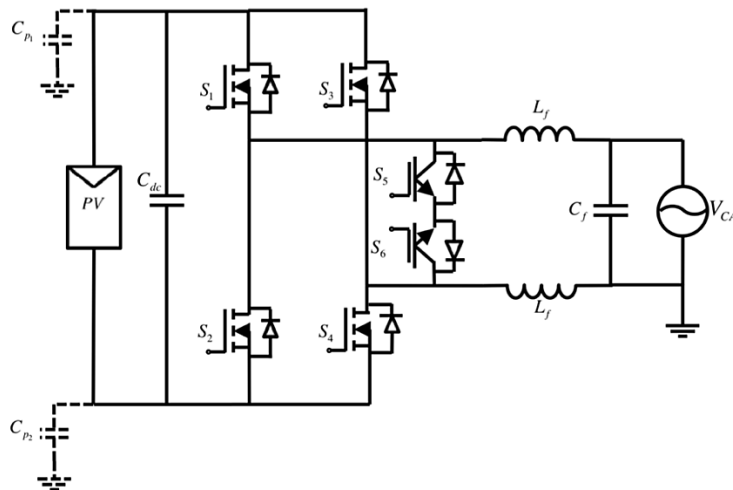


Figura 77. Topología HERIC.

A fin de mejorar la forma de onda de tensión de salida y de que fuera lo más parecida a una senoidal pura, se desarrolló esta topología novedosa con conmutación en tres niveles. Desarrollada por la Universidad de Fraunhofer (Alemania) y comercializada por la empresa **SunWays**.

Se trata de trabajar con un montaje en puente monofásico convencional para lograr la salida de $+V_{DC}$ (polos de potencia S1 y S4), $-V_{DC}$ (polos de potencia S2 y S3) y 0 utilizando la técnica de PWM tradicional. Sin embargo, la novedad se encuentra en que, para lograr este estado de cero tensión de salida se utilizan los polos S5 y S6. Conseguir esto haciendo uso de la conmutación unipolar provoca que las corrientes de fuga por las capacidades parásitas sean grandes. Es por esto que se aísla la red de los paneles mediante la conducción del polo S6 y el diodo de subasta de S5 (semiciclo positivo) y con el polo S5 y el diodo de S6 (semiciclo negativo). De esta forma no se produce circulación de corriente reactiva hacia el condensador C_{dc} y se logra aislar la red del generador fotovoltaico disminuyendo en gran medida la corriente de fuga respecto de las topologías anteriores.

Se consigue la salida de tres niveles sin utilizar la conmutación unipolar, obteniendo una tensión en la salida de mayor valor eficaz que en topologías anteriores.

Además, hay que destacar que, para esta topología, la corriente circula a lo sumo por dos polos de potencia por lo que las pérdidas por conducción son reducidas en comparación con las dos anteriores: en H6 fluye a través de cuatro y en H5 circula por tres interruptores durante cada estado activo.

En los tres anteriores montajes ya vistos, se utiliza la topología en puente, que nos proporciona como valor pico de la tensión de salida V_{DC} , es decir la totalidad de la tensión que sale del generador fotovoltaico. Sin embargo, si se utiliza un montaje en semipuente o medio puente, el valor de tensión máxima que recibimos en la entrada del inversor es $V_{DC}/2$. Es por esto por lo que, ahora será necesario instalar un convertidor CC/CC elevador o “booster” entre los módulos fotovoltaicos y el inversor si es que queremos conseguir la misma tensión en la salida.

Este hecho de incluir el convertidor CC/CC en la entrada reduce la eficiencia entre el 1% y el 2% dependiendo de la diferencia entre la tensión de entrada al CC/CC y la de salida.

A raíz de esto, presentamos dos topologías en semipunto que incorporan a dicho convertidor elevador antes de la etapa de conversión:

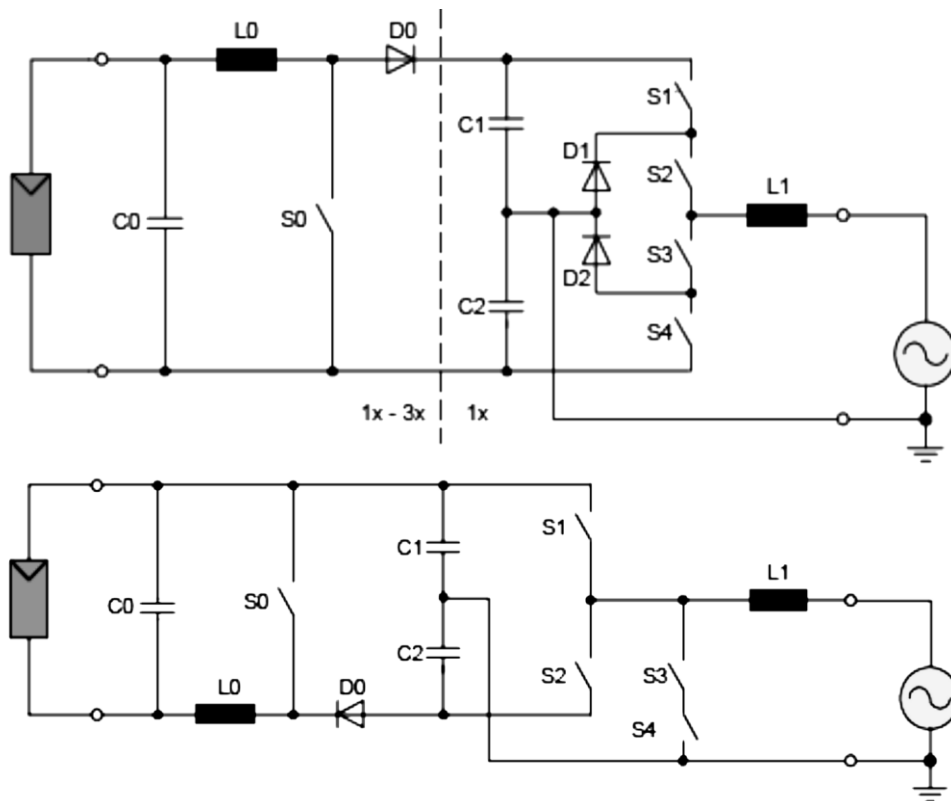


Figura 78. Topologías en semipunto con convertidor CC/CC a la entrada del inversor.

Para conseguir tener en la salida del inversor el valor de tensión cero, lo que se hace es mantener los cuatro polos abiertos. Sin embargo, el principal inconveniente de estos dos montajes es la necesidad de condensadores de link de mayor tamaño y capacidad, al necesitar almacenar una mayor cantidad de energía o voltaje (el doble) que en los casos anteriores presentados; esto se debe al montaje en semipunto.

La segunda es una configuración empleada por la empresa **Coenergy**. La idea es bastante similar a la de la topología en puente HERIC, pero con polos contrapuestos; utiliza también una rama de libre circulación de corriente a la salida del puente con la que conseguir el estado de tensión cero en la salida.

Ambos circuitos (**Figura 78**) tienen una conexión del punto medio de los condensadores de link con tierra. De esta forma se elimina la situación en la que la tensión de los generadores solares estaba “flotante” respecto de la red, y que ya comentamos al hablar sobre los inversores sin transformador en el correspondiente capítulo.

5.2.2.- Trifásicas

Para las topologías trifásicas, analizamos una de las configuraciones que más se han empleado, obteniendo una gran aplicación en el mundo de la fotovoltaica.

• Topología de 5 niveles ULTRA-ETA

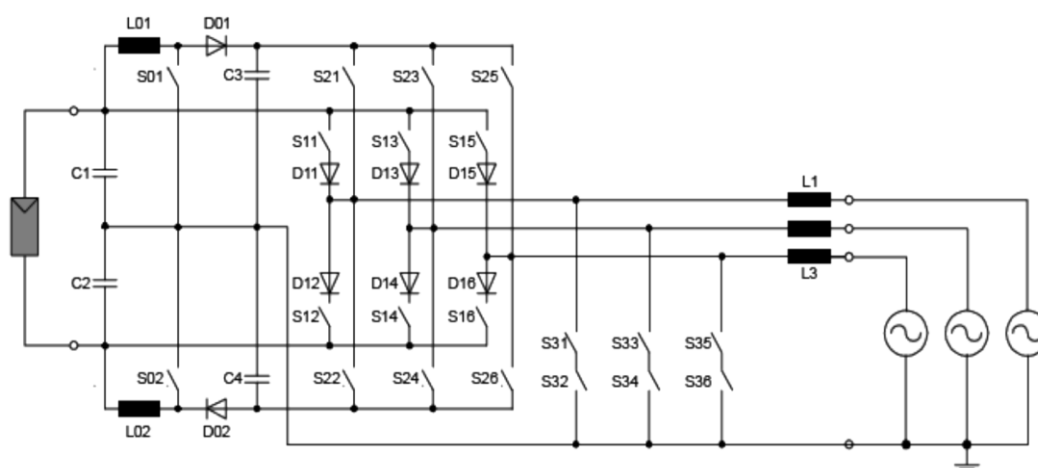


Figura 79. Topología de 5 niveles de ULTRA-ETA.

Es la mostrada en el esquema anterior (**Figura 79**): ULTRA ETA de la compañía **REFU Elektronik**.

Utiliza dos puentes trifásicos del tipo H6, uno de ellos conectado a los módulos fotovoltaicos de forma directa; el otro lo hace por medio de un convertidor elevador (“booster”). De tal forma que, teniendo en cuenta el objetivo que siempre perseguimos (trabajo del inversor en la zona de medias/altas potencias de la curva de carga), se empleará uno u otro puente dependiendo de la tensión recibida del campo solar. Cuando esta tensión sea elevada se hará uso del puente inversor de polos S11-S16. Sin embargo, cuando ésta tiene un valor bajo, será conveniente elevarla para que el inversor funcione en la zona óptima de la curva de carga; en este caso, se haría uso del otro puente inversor (polos S21-S26).

En ambos casos, el generador se aísla de la misma forma vista en los casos anteriores: conmutación de polos S31-S36. La misión de los diodos es evitar cortocircuitos entre los dos niveles de tensión continua.

Las dos grandes ventajas de esta topología se encuentran en su alta eficiencia a bajos factores de carga (por debajo del 10%), como consecuencia de la posibilidad de usar dos puentes en función de la carga que se tenga además de contar un gran abanico de tensiones de alimentación.

5.3.- INVERSOR EN FUENTE “Z” (ZSI)

Como sabemos y hemos analizado en la clasificación de los tipos de inversores, podíamos distinguir tres configuraciones:

- En fuente de tensión (VSI).
- En fuente de corriente (CSI).
- Con entrada de continua variable.

Sin embargo, existe otro tipo de montaje, cuyas siglas son ZSI, del inglés “Z Source Inverter” que, traducido al español sería “inversor en fuente Z”, haciendo referencia a la inicial con la que se suele identificar a las impedancias, la letra Z. El esquema de este tipo de inversor se muestra a continuación:

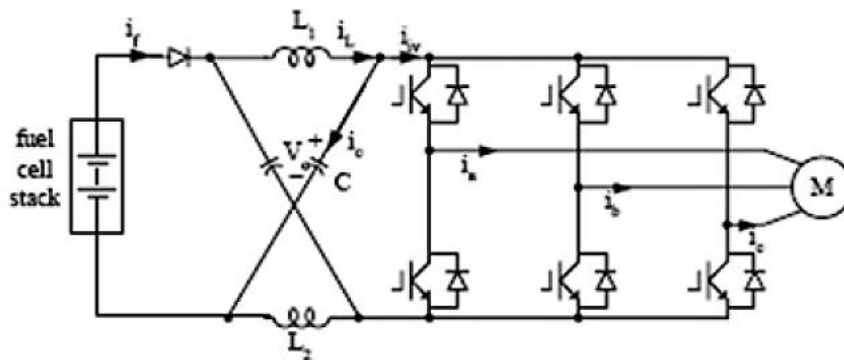


Figura 80. Topología del inversor en fuente ZSI.

ZSI utiliza un circuito de impedancia para acoplar la parte de la fuente de continua con el puente del inversor, constituido por dos pequeñas bobinas y condensadores que pueden soportar la misma cantidad de corriente que un convertidor CC/CC, siendo de un menor tamaño. Además, al igual que éstos, también puede llevar a cabo un seguimiento del punto de máxima potencia; lo hace de acuerdo con el algoritmo de perturbación-observación, ya comentado en apartados anteriores del trabajo

Sin embargo, la principal ventaja de esta nueva configuración es que se puede utilizar para obtener formas de onda de salida del inversor con amplitud mayor o menor que la que nos llega desde la fuente de continua, lo que se desee. Esto no ocurría en VSI, donde se obtenía una onda de menor amplitud que el valor de la señal de continua, ni en CSI, en la que el valor obtenido a la salida del convertidor CC/CA era mayor que el de entrada.

Seguidamente, enumeramos otros inconvenientes que presentaban estas configuraciones:

- ✘ Los circuitos de control para el encendido y apagado de los polos de potencia debían de ser cuidadosamente diseñados para evitar sobre corrientes en VSI, o circuitos abiertos en CSI. Esto pudiera causar daños en el inversor o destruir los propios interruptores.
- ✘ Dichos problemas anteriores se solucionaban introduciendo tiempos muertos o un tiempo de superposición; a cambio, se provoca una distorsión en la forma de onda de salida. Por lo que no resulta una solución definitiva.
- ✘ Los circuitos VSI y CSI no son intercambiables el uno por el otro.

Algunos de estos problemas se pueden solucionar introduciendo un convertidor CC/CC elevador entre la fuente y el inversor. Sin embargo, también este posible remedio trae consigo inconvenientes, como son el aumento del peso y coste del conjunto; además de reducirse el rendimiento global de la instalación debido a las pérdidas de potencia en los interruptores, ya que necesitarían de nuevo tiempos muertos para su pilotaje, provocando la consiguiente distorsión de la señal de salida.

La red de impedancia está constituida por dos pequeñas bobinas y dos pequeños condensadores, que soluciona estos problemas planteados. Además, no requiere de polos de potencia adicionales. Esta red actúa como un filtro de segundo orden: por un lado, elimina el rizado en la tensión de forma más efectiva que el condensador de link que siempre se emplea a la entrada del inversor y, por otra parte, reduce los armónicos en la corriente gracias a las inductancias.

Como visión general, podemos decir que los inversores con fuente ZSI pueden incrementar o reducir el voltaje que nos proporciona la fuente en un factor de 1,5-2 sin sacrificar la eficiencia, reduciendo el coste y minimizando el uso de componentes de potencia.

• *Funcionamiento del inversor Z*

Este tipo de inversor, que tiene la red de impedancias puestas en forma de X, posee nueve estados posibles de conmutación, frente a los ocho que puede llegar a tener un inversor en fuente de tensión (ver **Figura 83**); como ya analizamos al hablar de la modulación PWM utilizando espacios vectoriales.

Para el caso que nos ocupa, el puente inversor puede trabajar en tres modos diferentes.

- **Modo I.** El inversor se encuentra operando en uno de los seis “estados activos”; en ellos el voltaje de salida llega a la carga. En este caso, el puente se puede asemejar a una fuente de corriente, de la forma que aparece en el esquema adjunto (**Figura 81**).

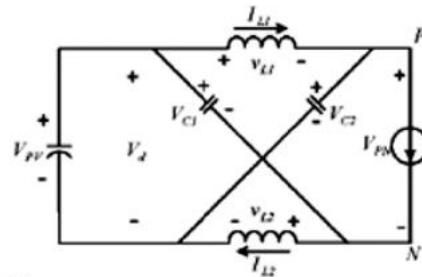


Figura 81. Circuito equivalente del inversor para Modo I

- **Modo II.** El puente opera en uno de los dos “estados cero”, y la carga se encuentra cortocircuitada. En este modo de funcionamiento, el puente inversor se puede ver como un circuito abierto.
- **Modo III.** Se trabaja en el noveno estado: el “estado ST”. Se da cuando los terminales de la carga son cortocircuitados por los polos de potencia superiores o inferiores de una única rama o de todas y, al igual que en el modo anterior, no se aplica ningún voltaje en la carga (**Figura 82**). Este estado se puede conseguir por tanto de siete maneras posibles y no puede ser alcanzado en las configuraciones VSI o CSI. Ya que, como hemos comentado anteriormente, se producirían pequeños cortocircuitos que acabarían con la vida de los semiconductores de potencia.

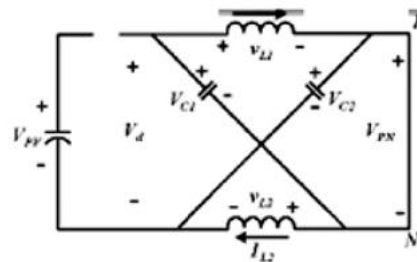


Figura 82. Circuito equivalente del inversor para Modo III

Debido a que los ZSI utilizan los ocho estados tradicionales de conmutación, se puede seguir empleando en ellos la modulación PWM clásica o el PWM basado en espacios vectoriales, con una pequeña modificación en los llamados “estado cero”; así, los “estados activos” se mantienen de la misma forma, mientras que los “estados cero” se utilizan en función del índice de modulación.

La introducción de este “estado ST” proporciona la capacidad de obtener a la salida una tensión superior o inferior a la de entrada aportando una mayor libertad, con la que no contábamos en VSI y CSI; además de las mejoras y posibilidades ya comentadas que incorpora.

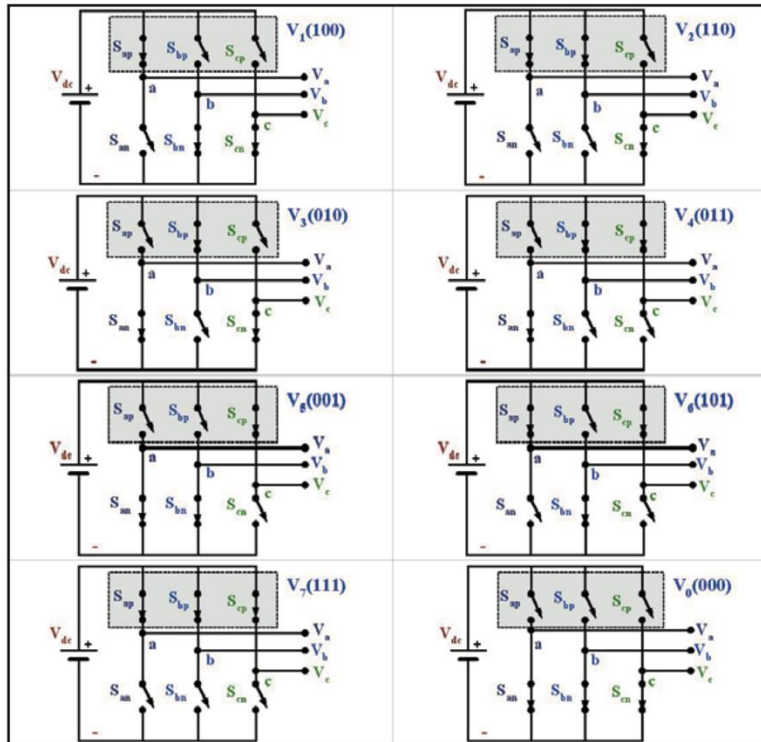


Figura 83. Los ocho estados clásicos de conmutación de un inversor trifásico.

5.4.- NUEVOS MATERIALES PARA LA FABRICACIÓN DE POLOS DE POTENCIA

Una vez hemos visto estas nuevas configuraciones con las que poder conseguir mejores rendimientos, hablaremos sobre nuevos materiales, que mejoran las propiedades del silicio y que resultan adecuados para la fabricación de semiconductores de potencia, principalmente. Son dispositivos llamados "de banda ancha" o "wide bandgap".

Una brecha de banda (*Figura 84*) es la energía necesaria para excitar electrones de la banda de valencia de un material y que pase a la banda de conducción; el silicio tiene un valor de banda de 1,1 eV, mientras que el carburo de silicio (SiC) y el nitruro de galio (GaN) tienen 3,3 eV y 3,4 eV, respectivamente. Esta nueva propiedad resulta beneficiosa ya que hace que estos semiconductores presenten altos voltajes de ruptura y, por tanto, posibilita su utilización en aplicaciones de alta potencia.

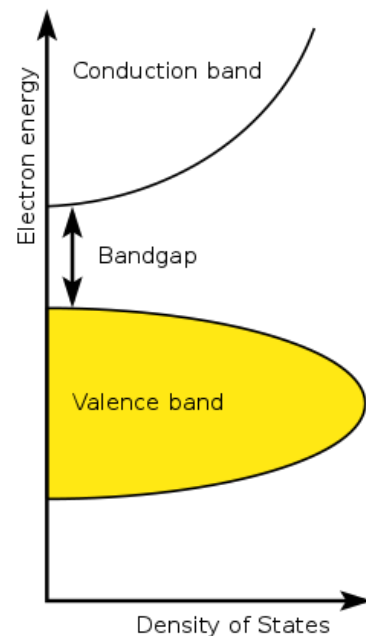


Figura 84. Explicación gráfica de la "brecha de banda".

Además, otras ventajas de este tipo de materiales sobre el silicio son:

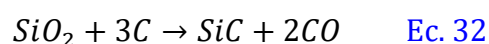
- ✓ Menos pérdidas, tanto de conducción como de conmutación.
- ✓ Mayores frecuencias de conmutación.
- ✓ Mayor temperatura de funcionamiento. Los materiales de silicio no pueden trabajar a más de 200°C, mientras que éstos pueden superarlos cuando estén correctamente empaquetados.
- ✓ Resistencia en ambientes hostiles, debido a dureza, resistencia y duras condiciones de funcionamiento.

5.4.1.- Dispositivos de SiC

Este material es un carburo covalente con la estructura del diamante. Pese al tamaño diferente del Si y del C, que podría impedir la formación de la red. Su dureza no alcanza a la del diamante, pero, aun así, es extremadamente duro (de 9 a 9.5 en la escala de Mohs¹³). Como consecuencia de esto, posee una gran resistencia mecánica, de ahí su adecuado uso en ambientes hostiles. Además de soportar temperaturas elevadas sin disminución de las prestaciones, lo que posibilita su empleo en aplicaciones aeronáuticas.

Fue descubierto de forma accidental por el químico sueco Jons Jacob Berzelius, cuando realizaba un experimento destinado a la obtención experimental del diamante.

Se obtiene a partir de arenas de cuarzo de alta pureza y coque de petróleo, esto es, los residuos obtenidos de la destilación del petróleo. Fusionando ambos en horno de arco eléctrico a más de 2.000°C. La reacción química en concreto es:



En cuanto a los dispositivos semiconductores cuyo material base es el carburo de silicio, decir que son los más prometedores y que se usan en MOSFET, BJT, IGBT y GTO.

Comparándolos con sus correspondientes de silicio, tienen una mayor tensión de bloqueo, como ya comentamos. Se puede apreciar en la imagen que sigue.

¹³ Propuesta por el geólogo y mineralogista alemán Friedrich Mohs (29 de enero de 1773, Gernrode, Alemania - 29 de septiembre de 1839, Agordo, Italia), es la más empleada, pero no la única, para medir la dureza de un mineral. Sus valores van desde el 1, el más blando (talco), hasta el 10, el más duro (diamante), pasando por una dureza intermedia, 5, del apatito, que es difícil de rayar con un cuchillo.

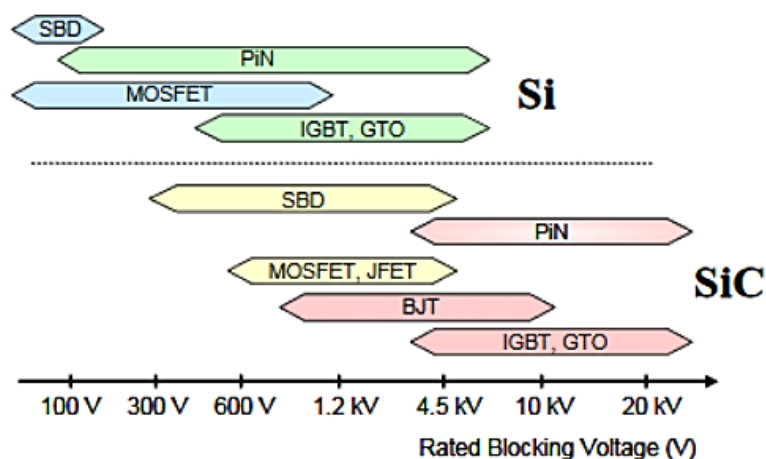


Figura 85. Comparativa de la tensión de bloqueo para distintos tipos de semiconductores de Silicio y de Carburo de Silicio.

Un alto voltaje de bloqueo representa una ventaja respecto de los tradicionales de silicio ya que, al ser mayor, impide que el semiconductor entre en ruptura y conduzca una corriente inversa, cosa que nunca debería de suceder. Permite su uso en aplicaciones de tensiones superiores o de alta potencia.

Además, este voltaje de ruptura es unas 10 veces mayor; esto hace posible disminuir el grosor de las capas internas igualando las prestaciones, lo que se traduce en una disminución del tamaño del dispositivo.

5.4.2.- Dispositivos de GaN

El nitruro de galio es una aleación binaria de semiconductores del grupo III (“grupo del boro”) con semiconductores del grupo V (“grupo del nitrógeno”). Es un material muy duro, aunque no tanto como el SiC, que tiene la estructura cristalina de la Wurtzita (sistema cristalino hexagonal). Actualmente su estudio se lleva a cabo en muchas universidades de todo el mundo y se han destinado centros enteros únicamente a ello, conscientes de que será uno de los materiales más importantes en los próximos años, sobre todo en electrónica.

Se investiga para su utilización en muchas aplicaciones, por ejemplo, se ha conseguido aumentar el rango de funcionamiento de los LED y diodos láser hasta la región del ultravioleta. Sin embargo, respecto a su aplicación en la electrónica de potencia, al igual que los dispositivos de SiC sus características más destacadas son un alto voltaje de ruptura, resistencia en ambientes hostiles y la capacidad de funcionar con altas frecuencias de conmutación. Además de su reducido peso y menor volumen.

En esta última característica se encuentra una de las principales limitaciones de estas nuevas tecnologías; aunque puede verse como una aparente ventaja. Al ocupar menos espacio dentro de la PCB o cualquiera que sea la aplicación,

tendrán una menor superficie para que se produzca la disipación del calor que generan.

Por tanto, para concluir podemos decir que, como consecuencia de las limitaciones que presentan los dispositivos de potencia tradicionales de silicio, se ha incentivado la búsqueda de otros materiales que mejoren las prestaciones de éstos. Lo más prometedores, como hemos visto, son los fabricados con SiC y GaN, que no sólo soportan una mayor potencia, sino también una mayor temperatura de operación y frecuencia de conmutación, lo que se traduce en una menor pérdida de potencia durante conducción y conmutación.

Son dispositivos que se encuentran en vías de desarrollo y su costo es más elevado que sus correspondientes de silicio. Sin embargo, pese a que la inversión inicial pueda ser mayor (tres o cuatro veces superior comparándola con los dispositivos de silicio), provocarán un ahorro en cuanto a baterías, espacio... aunque como hemos comentado líneas más arriba, haya que mejorar todavía en lo relativo a la evacuación del calor que se genera debido a su reducido tamaño.

Debido a que es una tecnología que todavía no está muy madura, quedan unos años para la sustitución completa de los dispositivos de silicio por estos nuevos materiales. Aun así, ya se han desarrollado dispositivos destinados a algunas aplicaciones en las que se combinan las ventajas de ambas tecnologías para lograr una mayor eficiencia.

6.- SIMULACIÓN

6.1.- INTRODUCCIÓN

Además de la parte teórica del trabajo fin de grado donde se presentan topologías actuales, inconvenientes que éstas presentan, etc... también dedicamos un espacio a una parte más práctica. Para ello nos apoyaremos de una herramienta muy utilizada en el mundo ingenieril: la simulación, a fin de poder reproducir en un entorno virtual algunas de las ideas que podamos tener sin la necesidad de realizarlas en plantas reales donde cualquier fallo podría provocar daños y pérdidas de gran dimensión.

En nuestro caso, analizaremos uno de los puntos comentados a lo largo del trabajo en el que nos podríamos centrar para mejorar el rendimiento del inversor fotovoltaico y, con ello, el de la estación al completo. Simularemos la posibilidad de derivar la energía obtenida de los paneles solares a dos inversores más pequeños en cuanto a potencia, en vez de a uno único de mayor potencia. Esto nos dará más flexibilidad a la hora de afrontar las distintas situaciones de potencias recibidas, ya sean grandes o pequeñas, que nos puedan llegar desde los paneles solares.

Para analizarlo, recurrimos de nuevo a la curva típica que nos muestra el rendimiento que alcanza un inversor genérico, en función de la potencia alterna que nos proporciona. En el caso de la figura que sigue, se presenta como un tanto por uno de la nominal.

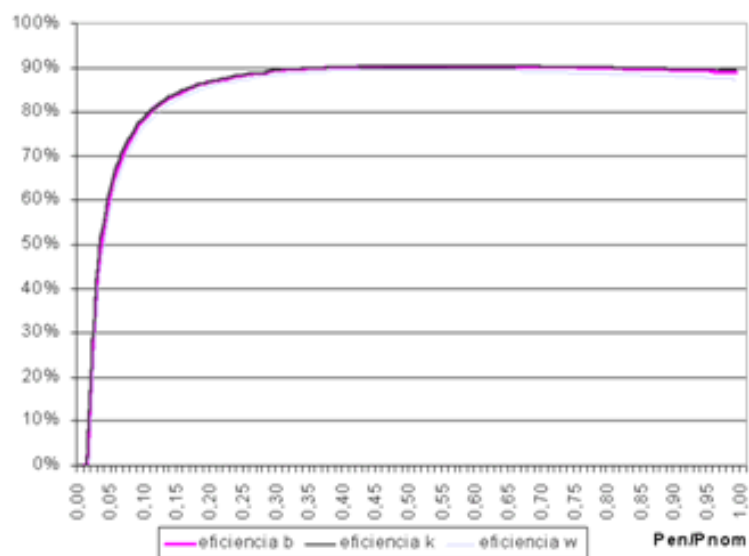


Figura 86. Curva “Rendimiento Vs. P_{ac} ” para un inversor genérico.

Como vemos, la máxima eficiencia en la conversión de energía se alcanza a potencias “medias-altas”, en torno al 50-60% de la potencia nominal. Deducimos por tanto que deberemos de trabajar siempre en torno a esa zona para sacar el mayor rendimiento a la instalación.

Por lo tanto, se podría plantear la situación de una planta fotovoltaica, con un solo inversor que recibe toda la potencia del campo solar (sería nuestro punto de partida). Esto no resultaría ser un problema en el caso de que, partiendo de un buen dimensionamiento del sistema, la potencia que recibe el convertidor sea más bien elevada si la comparamos con la nominal (en torno al 50-60%, como antes comentamos). Sin embargo, puede darse la situación de que el día se presente nublado o que nos encontremos en una estación como invierno u otoño donde el sol no suele aparecer demasiado. En tal caso, el mismo inversor no recibirá la potencia adecuada para trabajar en la zona adecuada de carga, luego el rendimiento decae en gran medida.

Es aquí donde el uso de inversores de menor potencia, dos para el caso de nuestra simulación, cobra mayor importancia. Además, la potencia de salida nominal que ahora se puede proporcionar, será la misma de antes (la suma de potencias de los convertidores pequeños será igual a la del grande) por lo que las prestaciones no se ven reducidas.

Sin embargo, en la situación que hemos supuesto, ante baja potencia continua de entrada, se lograrán ahora mejores resultados en la conversión al ser el rendimiento mucho más elevado en cada uno de los inversores pequeños, que en el grande inicial.

Una vez visto de forma genérica el problema planteado y el objetivo que perseguimos con estas simulaciones, pasamos a analizar más en profundidad el tema. Para ello explicaremos algunos de los puntos más importantes del programa realizado, así como sus parámetros más relevantes.

6.2.- VISIÓN GENERAL Y PARÁMETROS FUNDAMENTALES

Partiremos de un programa de simulación, “BARRIDO_CMM_Base”, cuyo código se recoge en el Anexo. En estos primeros puntos nos dedicaremos a describirlo de forma detallada para luego, en el último apartado de este capítulo, realizar sobre él algunas modificaciones a fin de extraer conclusiones definitivas.

Este estudio lo hemos realizado para un inversor típico de 25 kW, con un rendimiento del 92,8%. A partir de estos dos valores, seremos capaces de calcular la potencia máxima de continua que podremos recibir de los paneles. Lo hacemos de la forma que sigue:

$$\eta = \frac{P_{AC\ OUT}}{P_{CC\ IN}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 33}$$

Por tanto...

$$P_{CC\ IN} = \frac{P_{AC\ OUT}}{\eta} \cdot 100 = \frac{25kW}{92,8} \cdot 100 = \mathbf{26.939,65\ W\ \text{máximos}} \quad \text{Ec. 34}$$

Por otro lado, nos planteamos la simulación de un día, es decir, 1.440 minutos:

$$60 \frac{\text{minutos}}{\text{hora}} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} = \mathbf{1.440} \frac{\text{minutos}}{\text{día}} \quad \text{Ec. 35}$$

Teniendo en cuenta esto, realizamos un “barrido” de los valores de potencia continua que llegarían a los convertidores durante el día para cubrir cada uno de los 1.440 minutos. Esto, inicialmente, lo realizaremos haciendo que la potencia recibida por el inversor tenga forma de rampa ascendente hasta llegar al máximo, 26.939 W, en el último minuto del día.

El incremento de potencia que se da en cada uno de los minutos será de 18,7 W. Por tanto, será necesario también que la “rampa” comience en ese valor:

$$\frac{26.939}{1.440} = \mathbf{18,7\ W} \quad \text{Ec. 36}$$

La forma de rampa ascendente en la potencia no simula una situación real. Sin embargo, para este programa base nos resulta suficiente, al centrarnos únicamente en la simulación del inversor a fin de obtener los valores óptimos de una serie de parámetros, que ahora pasamos a comentar.

De acuerdo con lo dicho en la introducción a este punto, se simulará la posibilidad del uso de dos inversores de menor tamaño en sustitución de uno de mayor potencia. Pero manteniendo los valores de potencia nominal, de tal forma que:

$$P_{nominal_0} = P_{nominal_{CMM}} \quad \text{Ec. 37}$$

En esta igualdad hacemos uso de la nomenclatura usada en el programa...

- **Sistema 0:** hace referencia al uso de un único inversor de mayor potencia (inversor 0). La potencia nominal de este convertidor es de 25 kW.
- **Sistema CMM:** son las siglas de “Convertidor Multipuente Multipotencia”. En él se sustituye el inversor 0 por los inversores 1 y 2, de menor potencia.

Para hacernos una idea de la estructura con la que contamos, lo esquematizamos como se recoge en la página siguiente:

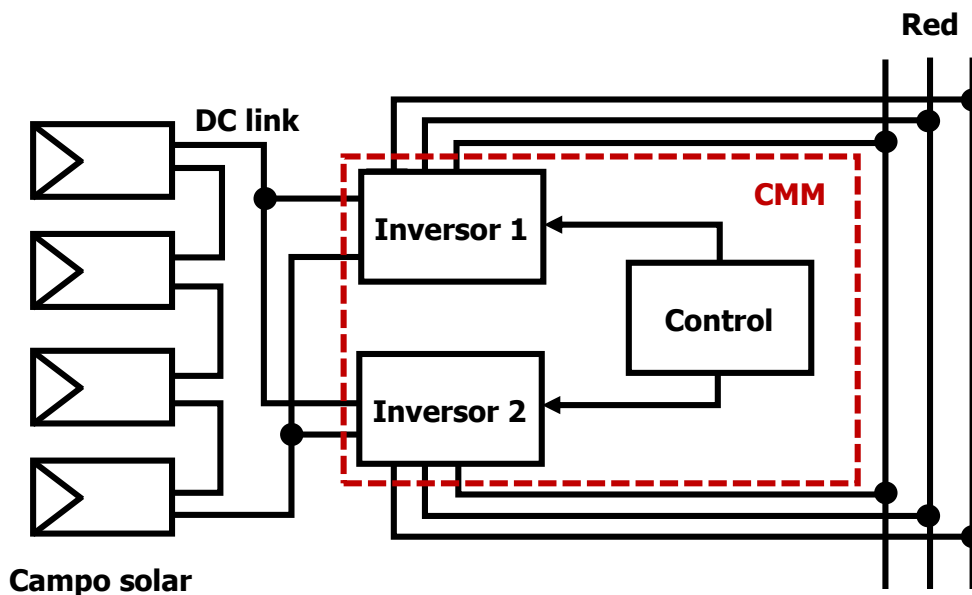


Figura 87. Esquema genérico del sistema CMM, en sustitución del sistema 0.

Por otra parte, en caso de que estemos funcionando con el sistema CMM, será necesario conocer cómo es el reparto de potencia continua que recibe cada uno de los dos convertidores, así como la potencia nominal de cada uno de ellos.

Estas dos consideraciones están recogidas por los dos parámetros más importantes de la simulación y que deberemos de optimizar para maximizar la conversión de energía. Son:

➤ **Factor de división, x .** Varía entre 0 y 1. Nos da idea de la potencia nominal de cada uno de los dos inversores más pequeños, de tal forma que la suma de ambas deberá de ser igual a la nominal del inversor 0.

Por ejemplo, en caso de que el inversor “grande” tuviera 10 kW de potencia nominal y el factor de división fuera de 0,6, significaría que el inversor 1 sería de $0,6 \cdot 10 = 6$ kW mientras que el inversor 2 nos daría $(1 - 0,6) \cdot 10 = 4$ kW.

El objetivo de este primer programa será obtener su valor óptimo, es decir, el que nos proporciona la mayor mejora respecto del sistema 0. Por otra parte, una vez calculado el óptimo, nos apoyaremos de una hoja Excel para comprobar los resultados obtenidos.

➤ **Factor de reparto, y .** Con él podremos saber cómo es el reparto de la potencia continua entre los inversores de menor tamaño.

En caso de que sólo funcione en inversor 1, este parámetro vale ‘0’; de la misma forma, si sólo funciona el inversor 2, entonces el factor de reparto vale ‘1’. En el supuesto de que funcionen ambos el valor está entre 0 y 1, mientras que, si no funciona ninguno, toma el valor de ‘-1’.

Por ejemplo, si recibimos de los paneles 3.500 kW y se dan las condiciones para que funcionen los dos inversores de menor potencia, si tenemos $y = 0,73$, significará que el inversor 1 recibe $0,73 \cdot 3.500 = 2.555$ W, mientras que al otro le llegarán $(1 - 0,73) \cdot 3.500 = 945$ W.

Para cada valor del factor de división que simulemos, el programa obtendrá el óptimo del factor de reparto, y, para cada minuto del día, es decir, para cada valor de potencia de entrada que recibe por el inversor. Con él obtendremos la potencia de continua que recibe cada uno de los inversores pequeños y podremos calcular la potencia alterna de salida proporcionada por cada uno de ellos. También tendremos en rendimiento total del sistema CMM:

$$P_{out_CMM} = P_{out\ 1} + P_{out\ 2} \quad \text{Ec. 38}$$

$$Rend_{CMM} = \frac{P_{out_CMM}}{P_{out_Panel}} \quad \text{Ec. 39}$$

Gracias a los resultados de potencia, podremos obtener la energía generada y así poder conocer la variable **Mejora** con la que poder evaluar cuánto mejor es el sistema CMM para el factor de división simulado respecto al original, es decir, respecto del sistema 0.

Buscaremos el valor más alto de esta variable y nos quedaremos con el factor de división, x , que lo ha provocado. Será el óptimo.

Todo este procedimiento que acabamos de resumir se detalla y explica minuciosamente en un apartado posterior, donde quedará mucho más claro.

Nos basaremos para realizar todo ello, en la ya comentada curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ”. Pero, antes de nada, necesitaremos definirla. Para ello llevaremos a cabo su linealización.

6.3.- LINEALIZACIÓN DE LA CURVA “Rendimiento Vs. P_{AC} ”

El fabricante del inversor nos proporciona un valor del rendimiento para cada valor de potencia alterna de salida, P_{AC} . Además, también podremos ver cuál es el rendimiento total del inversor.

Con estas parejas de valores tendremos, por tanto, una serie de puntos, pero no la curva típica; necesitaremos linealizarla, para asemejarla lo más posible a la real.

Además, por otra parte, requeriremos calcular P_{AC} y el rendimiento de cada inversor en cada situación para poder compararlos con los demás, pero sólo disponemos de la potencia continua que recibimos de los paneles, P_{CC} . La relación entre estos tres parámetros la establecemos gracias al rendimiento:

$$\eta = \frac{P_{AC\ OUT}}{P_{CC\ IN}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 40}$$

Tendremos por tanto una serie de tramos rectos, cada uno de los cuales estará limitado por parejas de puntos: (P_{AC} , rendimiento).

Algo similar al esquema realizado que se muestra a continuación:

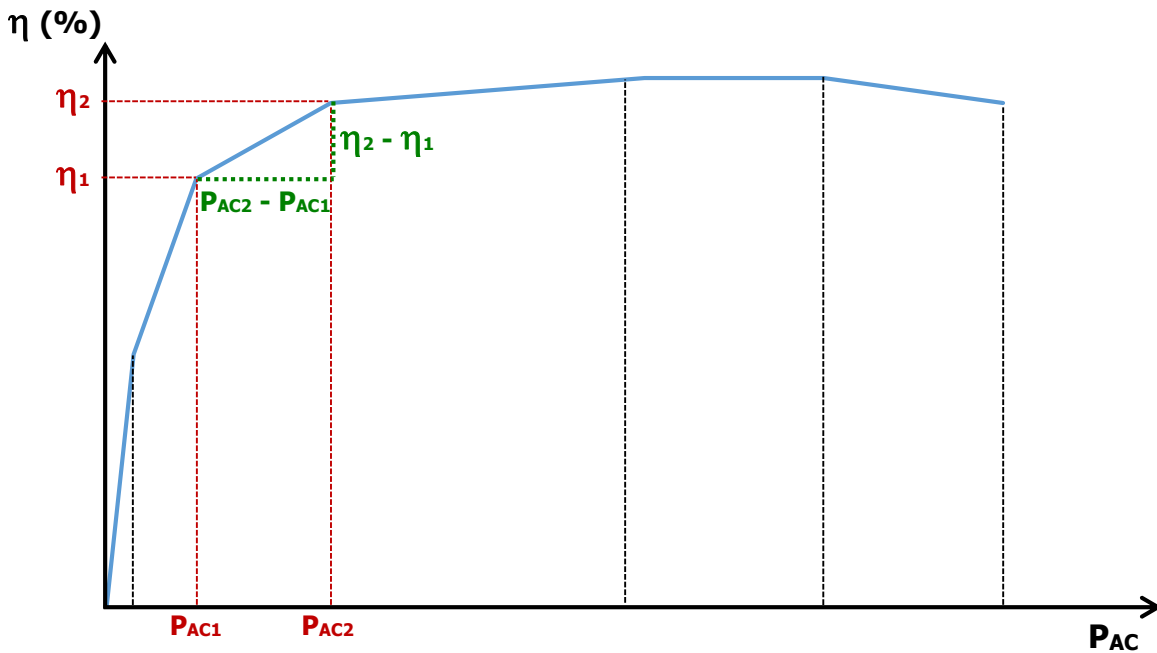


Figura 88. Linealización de la curva “Rendimiento VS P_{AC} ”.

Considerando la ecuación característica de una recta, en coordenadas “x-y”, pero aplicada a la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ” que es la que queremos linealizar, tendremos:

$$y = ax + b. \text{ Se transforma en: } \eta = aP_{AC} + b \quad \text{Ec. 41}$$

El parámetro “a” es la pendiente de esta recta. Luego se podrá calcular para cada tramo, haciendo uso de las parejas de puntos que lo delimitan, tal y como se muestra en la figura anterior:

$$a = \frac{\eta_2(\%) - \eta_1(\%)}{P_{AC\ 2} - P_{AC\ 1}} \quad \text{Ec. 42}$$

Una vez tengamos este valor, será sencillo conocer su correspondiente ordenada en el origen (parámetro “b”). Hacemos uso de una de estas dos parejas de puntos (P_{AC} , rendimiento) que nos definen la recta del tramo.

Despejamos de la [Ec. 41](#) y, particularizando, obtenemos “b”:

$$b = \eta_1(\%) - a \cdot P_{AC\ 1} \quad \text{ó} \quad b = \eta_2(\%) - a \cdot P_{AC\ 2} \quad \text{Ec. 43}$$

Con este mismo procedimiento seremos capaces de linealizar la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ”, obteniendo estas parejas (a, b) para cada tramo de P_{CC} .

Por tanto, una determinada potencia continua de entrada P_{CC} quedará establecida dentro de uno de los tramos especificados para la linealización, con sus parámetros “a” y “b” correspondientes.

Además, si igualamos las [Ec. 40 y 41](#), seremos capaces de obtener P_{AC} expresada en función de P_{CC} :

$$P_{AC} = \frac{b \cdot P_{CC}}{100 - a \cdot P_{CC}} \quad \text{Ec. 44}$$

A partir de ella y recurriendo de nuevo a la ecuación linealizada del rendimiento ([Ec. 41](#)), estaremos en disposición de calcularlo, empleando la pendiente y ordenada en el origen correspondiente.

Para calcular los límites de cada uno de estos tramos, debemos de nuevo hacer uso de la [Ec. 40](#). También de las parejas de puntos (P_{AC} , rendimiento) que nos proporciona el fabricante del inversor.

En función de la P_{CC} recibida por el inversor estaremos en uno u otro tramo, utilizando los parámetros “a” y “b” correspondientes al mismo.

Es decir, podríamos resumir este procedimiento:

1. A partir de P_{CC} , nos situamos en un tramo de linealización de la curva del inversor. Sabremos también los parámetros “a” y “b” correspondientes al tramo.
2. Con P_{CC} calculamos P_{AC} : [Ec. 44](#).
3. Con P_{AC} calculamos el rendimiento: [Ec. 41](#).

En una primera simulación dividimos el rango de valores de P_{CC} en seis tramos; luego lo hicimos en diez, para ganar precisión y obtener resultados más cercanos a la realidad. El número de tramos se representa por medio de la variable [n_tramos](#) a la que se asocia con el valor de la longitud del vector P_{CC} ...

[n_tramos = length\(Pcc_lim\);](#)

6.3.1.- Extrapolación del cálculo de los parámetros “a” y “b” a otros inversores

Nosotros realizamos el cálculo de los parámetros “a” y “b”, que se muestran en la simulación, para el caso del inversor 0. Recordamos que su potencia nominal era de 25 kW.

Sin embargo, también necesitaremos linealizar las curvas de los dos inversores de menor potencia para poder conocer la potencia de salida que nos dan y su rendimiento.

Para ello, lo primero que hicimos fue ver cuál era la dependencia los parámetros “a” y “b” con la potencia nominal del inversor:

$$\begin{aligned} a &= \frac{\eta_2(\%) - \eta_1(\%)}{P_{AC\ 2} - P_{AC\ 1}} = \frac{\eta_2(\%) - \eta_1(\%)}{\frac{n(\%)P_{nom_0}}{100} - \frac{m(\%)P_{nom_0}}{100}} \\ &= \frac{100[\eta_2(\%) - \eta_1(\%)]}{P_{nom_0}[n(\%) - m(\%)]} \end{aligned} \quad \text{Ec. 45}$$

$$\begin{aligned} b &= \eta_1(\%) - a \cdot P_{AC\ 1} = \eta_1(\%) - \frac{\eta_2(\%) - \eta_1(\%)}{P_{AC\ 2} - P_{AC\ 1}} P_{AC\ 1} \\ &= \frac{\eta_1(\%)P_{AC\ 2} - \eta_2(\%)P_{AC\ 1}}{P_{AC\ 2} - P_{AC\ 1}} \\ &= \frac{\eta_1(\%)n(\%)P_{nom_0} - \eta_2(\%)m(\%)P_{nom_0}}{n(\%)P_{nom_0} - m(\%)P_{nom_0}} \\ &= \frac{\eta_1(\%)n(\%) - \eta_2(\%)m(\%)}{n(\%) - m(\%)} \end{aligned} \quad \text{Ec. 46}$$

Nota: en esta deducción se expresan las potencias $P_{AC\ 1}$ y $P_{AC\ 2}$, como un porcentaje (n y m respectivamente) de la potencia nominal, P_{nom_0} .

Como puede apreciarse en las expresiones finales deducidas:

- “a” es inversamente proporcional a la potencia nominal del inversor.
- “b” no depende de la potencia nominal.

Estos resultados los podemos aplicar a nuestros dos inversores “pequeños” donde, como veremos:

$$P_{nom_1} = P_{nom_0} \cdot x \text{ es decir } \frac{P_{nom_1}}{P_{nom_0}} = x \quad \text{Ec. 47}$$

$$P_{nom_2} = P_{nom_0} \cdot (1 - x) \text{ es decir } \frac{P_{nom_2}}{P_{nom_0}} = (1 - x) \quad \text{Ec. 48}$$

De tal forma que sustituyendo estos valores de potencia nominal en las ecuaciones anteriores (Ec. 45 y 46) podremos obtener la pendiente y la ordenada en el origen de los inversores de menor potencia, expresadas en función de las relativas al inversor 0.

Así, como conocemos estos parámetros en cada uno de los tramos para el inversor 0, será sencillo obtener los correspondientes a los inversores 1 y 2, en cada tramo:

$$a_1 = \frac{100[\eta_2(\%) - \eta_1(\%)]}{P_{nom_1}[n(\%) - m(\%)]} = a \frac{P_{nom_0}}{P_{nom_1}} = \frac{a}{x} \quad \text{Ec. 49}$$

$$a_2 = \frac{100[\eta_2(\%) - \eta_1(\%)]}{P_{nom_2}[n(\%) - m(\%)]} = a \frac{P_{nom_0}}{P_{nom_2}} = \frac{a}{(1-x)} \quad \text{Ec. 50}$$

Y como hemos visto que el parámetro “b” no depende de la potencia nominal del inversor...

$$b_1 = b_2 = b \quad \text{Ec. 51}$$

Por último, deberemos de conocer los límites de cada uno de los tramos en función de la P_{cc} recibida por los convertidores de menor potencia.

Como ahora estamos trabajando con los inversores de pequeña potencia, sus tramos correspondientes también vendrán expresados en función del parámetro x . De tal forma que, si conocemos los límites de cada uno de los tramos de potencia continua de entrada para el inversor 0, seremos capaces de calcular los correspondientes a los inversores de pequeña potencia de la manera que sigue.

Para uno de ellos...

$$P_{cc\ TRAMO} = P_{cc\ TRAMO\ 0} \cdot x \quad \text{Ec. 52}$$

Y para el otro...

$$P_{cc\ TRAMO} = P_{cc\ TRAMO\ 0} \cdot (1-x) \quad \text{Ec. 53}$$

6.4.- EXPLICACIÓN DETALLADA DEL ALGORITMO PRINCIPAL

Una vez hemos comentado las herramientas utilizadas para la realización de los cálculos de la simulación, pasamos a explicar el programa principal desarrollado. Su correspondiente diagrama de flujo se puede ver en la **Figura 92, partes I y II**, dentro del apartado **6.6**.

El objetivo que perseguimos es encontrar el valor óptimo del factor de división. Este parámetro, tal y como hemos comentado, toma valores desde 0 hasta 1, lo cual serían bastantes posibilidades por simular. Para “ahorrarnos” parte de trabajo y descargar al computador de esta tarea, partimos de un estudio previo en el que se obtuvo que el óptimo se suele encontrar entre 0,2 y 0,3, representados por las variables x_{ini} y x_{fin} , respectivamente en el programa.

De tal forma que simularemos once valores (con un incremento de +0,01 en cada iteración) con el objetivo de encontrar el óptimo. Para cada uno de ellos se realizará la simulación de un día entero de 1.440 minutos. Al final obtendremos por pantalla la **Mejora** que el sistema CMM produce respecto del sistema 0 para cada uno de estos once factores de división.

De acuerdo con esto, una vez hemos definidos los parámetros a utilizar en el programa, hacemos uso de un bucle de tipo “for”. Éste será el que se encuentre en un nivel más alto y el encargado de ir modificando, en cada iteración, el valor que toma el factor de división.

Empezaremos, tal y como hemos dicho, en 0,2 hasta llegar a 0,3.

Con cada valor de x, lo primero que haremos será calcular la potencia nominal alterna que darán cada uno de los inversores más pequeños a su salida:

```
Pnom_1=Pnom_0*x;
Pnom_2=Pnom_0*(1-x);
```

A partir de estos resultados, de la misma forma que hicimos en apartados anteriores y considerando que el rendimiento de estos inversores es el mismo que el del inversor de partida ($\eta = 92,8\%$), podremos ser capaces de conocer cuáles son las potencias de continua nominales máximas que podrán admitir:

```
Pcc_nom_1=Pnom_1/Rend_inv_Pnom;
Pcc_nom_2=Pnom_2/Rend_inv_Pnom;
```

Calculados estos parámetros para el valor de x que nos ocupa, pasamos a realizar el “barrido” de potencia continua que nos darían los paneles (cada uno de estos valores se asignan a la variable *Pout_panel* en cada iteración).

Para ello realizamos de nuevo un bucle “for”, donde incrementamos la potencia dada por los paneles en forma de rampa: desde 18,7 W (variable *Ppanel_ini*) hasta los 26.939 W máximos (variable *Ppanel_fin*) para el valor de x fijado:

```
for Pout_panel=Ppanel_ini: +Ppanel_jni: Ppanel_fin
```

Para cada uno de los minutos del día se encontrará el factor de reparto, y, óptimo. Pero antes de esto deberemos conocer si, dado un valor de potencia de continua, funcionan uno, dos o ninguno de los inversores pequeños.

Para saber esto, en primer lugar, nos fue necesario el cálculo de la potencia alterna de salida y del rendimiento para el llamado inversor 0 y para los dos inversores más pequeños. Una vez conozcamos estos valores, compararemos los rendimientos para cada potencia recibida y seleccionaremos el que más alto lo tenga en cada para cada iteración.

En el caso del sistema 0, utilizamos las siguientes líneas de código:

```
for tramo=1:n_tramos
  if Pout_panel <= Pcc_lim(tramo)
    Pout_0=(b(tramo)*Pout_panel)/(100-a(tramo)*Pout_panel);
    Rend_0=b(tramo)+a(tramo)*Pout_0;
    break;
  end
end
```

De acuerdo con lo comentado en el apartado relativo a la linealización de la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ”, en cada una de las iteraciones nos llegará una potencia continua diferente de los paneles; esto implica que nos encontraremos en uno u otro tramo de la curva de linealización, por lo que los parámetros “a” y “b” serán diferentes. Será necesario saber en qué tramo estamos.

Esto es el motivo de este bucle “for”; en él se va comprobando si la potencia que nos dan los paneles solares, variable *Pout_panel*, es menor que cada una de las potencias límite que definen cada tramo de la curva de linealización. Cuando se cumpla esta condición, sabremos en qué tramo nos encontramos y podremos calcular la potencia de alterna y el rendimiento usando los parámetros “a” y “b” correspondientes.

A continuación, como ya hemos dicho, se hace lo mismo para el caso de los dos inversores de menor tamaño. Eso sí, antes será necesario ver si la potencia que nos dan los paneles es mayor que la nominal de continua máxima de cada uno de ellos, antes calculada (variables *Pcc_nom_1* y *Pcc_nom_2*).

En caso de que la potencia recibida sea superior a ésta, no podrán funcionar al estar por encima de sus posibilidades. Esta es la explicación de las líneas de código siguientes, aplicadas al inversor 1, pero que sería idénticas para el inversor 2:

```
if Pout_panel > Pcc_nom_1
    Pout_1=0;
    Rend_1=0;
```

Si no se cumple lo anterior, seguidamente se calcula la potencia alterna de salida y el rendimiento de cada uno de los inversores pequeños, en el supuesto de que funcionaran de forma independiente.

Esto se hace de la misma forma que la explicada para el caso del inversor 0, pero teniendo en cuenta lo deducido en las [Ec. 48, 49 y 50](#) del apartado relativo a la linealización de la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ”. Ahí vimos cómo extrapolar los parámetros “a” y “b” en función de la potencia nominal del convertidor con el que tratemos...

```
for tramo=1: n_tramos
    if (Pout_panel/x) <= Pcc_lim(tramo)
        Pout_1=(b(tramo)*Pout_panel)/(100-(a(tramo)/x)*Pout_panel);
        Rend_1=b(tramo)+(a(tramo)/x)*Pout_1;
        break;
    end
end
```

Obtenemos, en resumen, los valores *Pout_1*, *Rend_1*, *Pout_2* y *Rend_2*.

El siguiente paso que dimos en el programa fue especificar las condiciones para el funcionamiento de los inversores 1 y 2:

- **No funciona ninguno**

Establecida con la sentencia condicional *If Pout_panel==0*.

En el caso de que no se reciba potencia de los paneles, como es lógico, no podrá funcionar ninguno de los inversores. El factor de reparto, *y*, vale ‘-1’

- **Funciona sólo el inversor 1**

Establecida con la sentencia condicional *elseif (Pout_panel < Pcc_nom_1) && (Rend_1 > Rend_2)*.

Es decir, se deberán de cumplir dos condiciones:

- ✓ Rendimiento del inversor 1 debe de ser superior al rendimiento del inversor 2.
- ✓ Potencia que nos dan los paneles debe de ser inferior a la nominal continua del inversor 1.

Para este caso el valor del factor de reparto será ‘0’.

- **Funciona sólo el inversor 2**

Establecida con la sentencia condicional *elseif (Pout_panel < Pcc_nom_2) && (Rend_2 > Rend_0) && (Rend_2 > Rend_1)*.

Para ello, se deberán de cumplir estas tres condiciones:

- ✓ Rendimiento del inversor 2 debe de ser superior al rendimiento del inversor 1.
- ✓ Rendimiento del inversor debe de ser superior al rendimiento del inversor 0.
- ✓ Potencia que nos dan los paneles debe de ser inferior a la nominal continua del inversor 2.

Ahora el valor del factor de reparto valdrá ‘1’.

- **Funcionan los dos a la vez**

En caso de que no se den ninguna de las condiciones anteriores, estaremos ante la situación de funcionamiento simultáneo de los inversores 1 y 2.

Ahora el factor de reparto (*y*) se encontrará entre 0 y 1; deberemos de obtener el factor óptimo para maximizar la potencia alterna generada *y*, por consiguiente, el rendimiento del sistema.

No nos interesa calcular el rendimiento particular de cada inversor, sino el del sistema CMM en su conjunto. Es por ello por lo que sólo calculamos las potencias particulares de cada uno de los convertidores, aplicando la ecuación

ya analizada (Ec. 44), para poder obtener la total mediante la suma de ambas. A partir de ella, seremos capaces de calcular el rendimiento total, particularizando la Ec. 40...

$$Rend_{total} = \frac{P_{out_total}}{P_{out_panel}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 54}$$

Al establecer estas condiciones de funcionamiento nos ayudamos de la siguiente curva (Figura 89). En ella se muestra sobre el mismo gráfico el rendimiento de los tres inversores para un factor de división, x , fijado por nosotros.

Como todavía no conocemos cuál es el óptimo, lo establecimos en $x = 0,22$, al estar dentro del rango con el que estamos trabajando. Además, de cara a establecer las condiciones de funcionamiento, no es relevante establecer uno u otro factor de división.

Simplemente utilizamos esta gráfica para hacernos una idea de cómo serían las curvas de forma aproximada y poder establecer las condiciones recién comentadas para el funcionamiento de cada uno de los inversores:

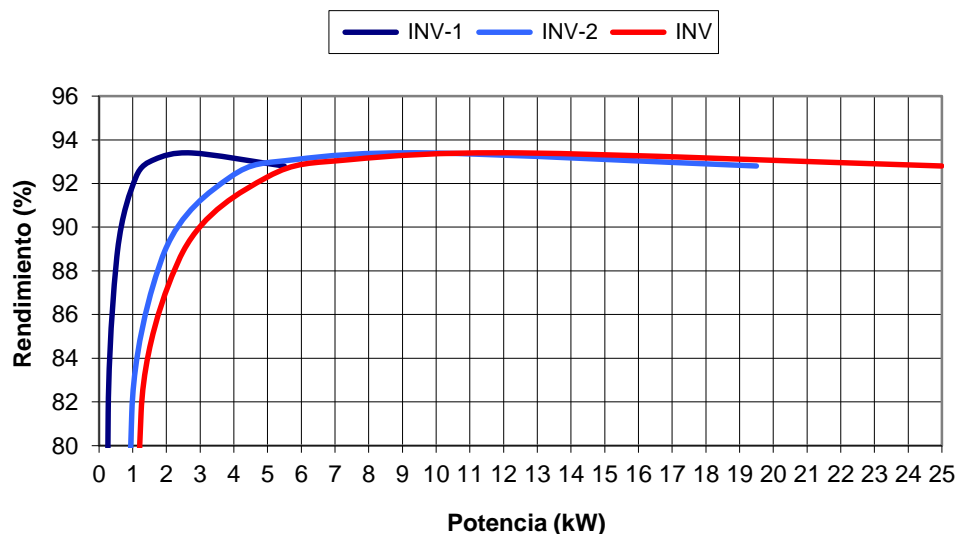


Figura 89. Curva “Rendimiento Vs. P_{ac} ” en inversor 0 (INV), inversor 1 (INV-1) e inversor 2 (INV-2) con factor de división, x , de 0,22.

Vemos las curvas de los tres convertidores. Cada uno alcanza a dar potencias alternas máximas de salida en torno a su valor nominal.

- $0,22 \cdot 25 \text{ kW} = 5,5 \text{ kW}$. Para el inversor 1.
- $(1 - 0,22) \cdot 25 \text{ kW} = 19,5 \text{ kW}$. Para el inversor 2.
- 25 kW . Para el inversor 0.

A partir de la figura anterior ratificamos las condiciones que acabamos de exponer:

- **Funciona sólo el inversor 1**

Lo hará hasta que su rendimiento sea menor que el del inversor 2.

- **Funciona sólo el inversor 2**

Sucedirá cuando su rendimiento sea mayor que el del inversor 1 y mayor que el del inversor 0.

- **Funcionan los dos a la vez**

Cuando el rendimiento del inversor 1 o del 2, de forma individual, sean superados por el del inversor 0 teórico. Es decir, tal y como aparece en el programa, en el supuesto de que no se cumpla ninguna de las condiciones anteriores.

Este último caso será el de mayor complejidad, además de ser el más interesante para analizar.

En caso de que deban de funcionar los dos inversores a la vez, el siguiente objetivo que se nos plantea es el de encontrar el valor óptimo del factor de reparto, para cada valor de x y cada minuto del día.

Para ello, iniciamos otro bucle “for” donde variamos el factor de reparto (y) entre 0 y 1, de tal forma que para cada valor de y , se calcula:

- Potencia alterna de salida para el inversor 1, *Pout_1*.
- Potencia alterna de salida para el inversor 2, *Pout_2*.

A continuación, se obtiene:

- Potencia alterna total, *Pout_total*. Como suma de las dos anteriores.
- Rendimiento del sistema, *Rend_total*. Haciendo uso de la [Ec. 54](#).

Finalmente deberemos de ver si la potencia obtenida con este factor de reparto es la mayor de todas las conseguidas con los anteriores valores simulados (recordamos: para la misma potencia continua que nos dan los paneles). Para averiguarlo, establecemos el siguiente bloque de código:

```
if Pout_total > Pout_total_max
    Pout_total_max=Pout_total;
    Rend_total_max=Rend_total;
    y_max=y;
    Pout_1_CMM=Pout_1;
    Pout_2_CMM=Pout_2;
end
```

En él comparamos la potencia alterna conseguida en la reciente iteración con el valor máximo de todas las anteriores. En caso de que sea mayor que éste, los valores de potencia de los dos inversores 1 y 2 pasarán a ser los máximos hasta el momento (asignándoselos a las variables *Pout_1_CMM* y *Pout_2_CMM*). Además, como la potencia alterna es ahora la máxima, también lo será el rendimiento total obtenido en esta iteración (se lo asignamos a la variable *Rend_total_max*).

Por otro lado, almacenaremos el factor de reparto (y) con el que hemos conseguido obtener estos valores en la variable *y_max*.

Una vez hayamos simulado todos los valores de factor de reparto, para el mismo valor de potencia continua dada por los paneles, tendremos el mejor para cada momento del día.

Estos valores de potencia máximos generados en cada minuto del día, los utilizamos para calcular las energías y rendimiento asociados, y que también serán máximos.

Se almacenan en sus matrices correspondientes donde el índice “i” hace referencia al momento del día (son las filas y habrá un total de 1.440) y el índice “j” se refiere a los valores del factor de división (son las columnas y habrá 11).

Pac_1(i,j)=Pout_1_CMM;
Pac_2(i,j)=Pout_2_CMM;

Pac_CMM(i,j)=Pout_CMM;
Rendim_CMM(i,j)=Rend_CMM;
Ener_CMM(i,j)=Eout_CMM;
y_optimo(i,j)=y_mejor;

En este punto es donde acaba el bucle en el que se iteraba 1.440 veces. Se habrá obtenido para cada valor de potencia continua recibida por el inversor, el óptimo factor de reparto para conseguir la potencia, energía y rendimiento máximo.

A continuación, lo que hacemos es guardar el factor de división, x, para el que se realizaron todas estas iteraciones en su matriz fila correspondiente:

FACTOR_X(1,j)=x;

Finalmente, calculamos el parámetro *Mejora* para cada valor de x, utilizando en todas ellas la energía obtenida por el sistema CMM en el caso de que la potencia recibida por los inversores 1 y 2 sea la máxima (última componente del vector de energías, que se corresponde con 26.939 W).

$$Mejora = \frac{E_{out_CMM} - E_{out_0}}{E_{out_0}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 55}$$

Se muestran por pantalla estos dos últimos vectores de once componentes. Al tener el mismo tamaño, nos permite comparar visualmente sus valores y ver cuál es el factor de división óptimo. Será aquel que esté asociado a la mayor **Mejora** conseguida.

6.5.- RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DEL PROGRAMA BASE

Simulando este programa realizado se obtiene por pantalla lo siguiente:

```

FACTOR_X =
    0.2000    0.2100    0.2200    0.2300    0.2400    0.2500    0.2600    0.2700    0.2800    0.2900    0.3000

MEJORA_X =
    0.2139    0.2157    0.2169    0.2178    0.2185    0.2187    0.2188    0.2187    0.2184    0.2179    0.2171
  
```

Figura 90. Salida por pantalla que nos proporciona la mejora del sistema CMM para cada valor que toma el factor de división.

Tal y como podemos ver en la imagen anterior, se muestran los dos vectores comentados, **FACTOR_X** y **MEJORA_X**.

Se observa que el valor óptimo del factor de reparto, es decir, el que nos proporciona una mayor **Mejora** respecto del sistema original, es $x = 0,26$, con una **Mejora** del 0,2188%.

Se podría pensar que es un valor muy bajo, sin embargo, hay que mirarlo desde una perspectiva amplia, ya que los resultados se corresponden con un único día. Esto se repetiría de manera similar para cada día del año, logrando al final que el conjunto aumente su eficiencia de forma notable.

Para comprobar que el cálculo realizado por el programa desarrollado es acertado, recurrimos a la hoja Excel antes comentada. Se llama “RENDIMIENTOS EUROPEOS.xls” y, al igual que hemos realizado en el programa en MATLAB, sólo se realizan los cálculos para factores de división entre 0,2 y 0,3; de acuerdo con lo ya comentado anteriormente.

En ella se emplea otro criterio diferente para el cálculo de este factor de división óptimo. Nos basamos en uno de los parámetros ya comentados a lo largo del trabajo y que se utiliza para comparar el rendimiento de estos convertidores; el rendimiento europeo. De tal forma que el x óptimo es aquel con el que el sistema CMM alcanza su mayor rendimiento europeo, como es lógico.

Recordamos de nuevo cómo se calcula, consistiendo básicamente en evaluar el rendimiento del inversor bajo diferentes factores de carga:

$$\eta_{EUROPEO} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100} \quad \text{Ec. 56}$$

Por tanto, para realizar esta hoja Excel, fueron necesarios los datos generados en la simulación del programa ya descrito.

De tal forma que para cada valor del factor de división tendremos 1.440 parejas de valores de P_{AC} máxima para esa potencia de paneles, con su correspondiente rendimiento, también máximo.

Debemos de calcular el rendimiento europeo del sistema CMM para cada factor de división. Para ello hay que tener en cuenta que la potencia nominal es de 25 kW, puesto que será necesaria para saber el porcentaje de carga con el que trabaja el inversor en cada momento. El procedimiento a seguir lo vemos mediante un ejemplo...

si estamos calculando el rendimiento europeo para un factor de división de 0,2, y necesitamos conocer el rendimiento al 50% de la carga, deberemos...

- Buscar entre todos los valores de P_{AC} calculada para $x = 0,2$ la que sea igual (o que esté más cerca) del 50% de la nominal, es decir, de 12,5 kW.
- Una vez encontrada, nos quedamos con el valor del rendimiento que lleva asociado.
- Hacemos lo mismo con los otros factores de carga requeridos en la [Ec. 56](#).
- Los sustituimos en la ecuación para obtener el rendimiento europeo para este factor de división.

Este proceso sería idéntico para cada uno de los factores de división. Obtenemos los once (desde $x = 0,2$ hasta $x = 0,3$) rendimientos europeos.

Haciendo el máximo de las eficiencias obtenidas, vemos que el óptimo se da cuando $x = 0,25$.

Además, esta hoja Excel nos proporciona un gráfico con el que poder apreciar cada uno de los rendimientos europeos del sistema CMM, de una forma mucho más visual:

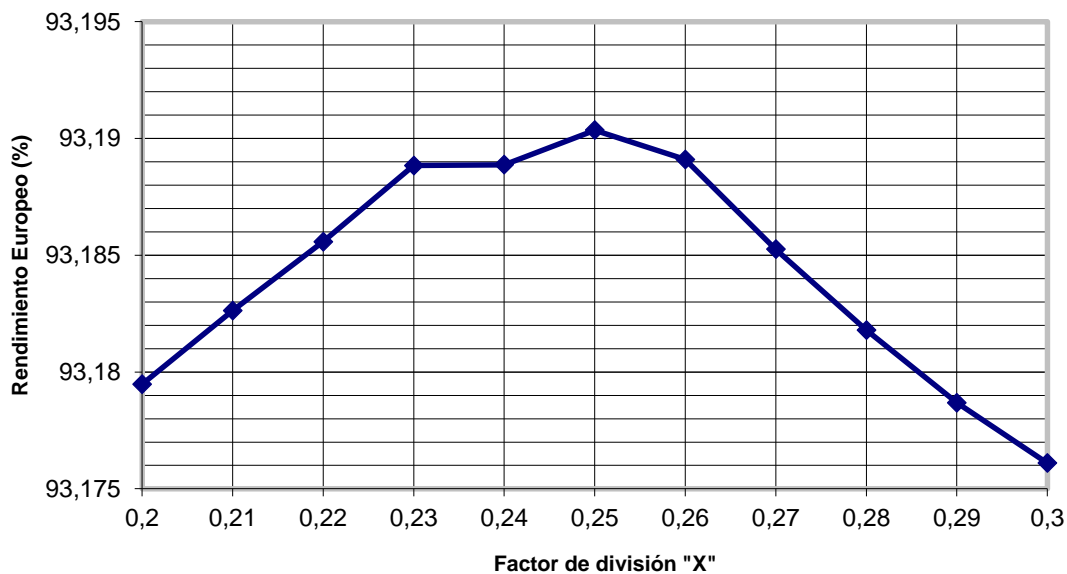


Figura 91. Curva "Rendimiento europeo (%) Vs. Factor de división, x".

Como vemos, el resultado no es idéntico al que obtuvimos mediante la simulación, pero sí muy parecido, lo que nos da idea de que el procedimiento es el adecuado.

En tal caso de que hubiéramos calculado el óptimo en base a otro criterio (como por ejemplo el estándar CEC) hubiéramos, seguramente, obtenido otro valor diferente pero bastante cercano.

Concluimos, por tanto, que su valor no es único y debe de ser flexible; eso sí, cercano al que hemos obtenido ya sea por uno u otro procedimiento de cálculo.

En los apartados que siguen realizaremos una serie de modificaciones sobre este programa genérico, pero partiendo del factor de división fijo en 0,26 que hemos obtenido aquí.

6.6.- DIAGRAMA DE FLUJO

Con él somos capaces de esquematizar los pasos fundamentales que sigue nuestro programa para la consecución del objetivo. Es una forma útil de, haciendo uso de una herramienta gráfica sencilla, tener una idea más o menos general del fin que perseguimos y de los pasos dados para su realización.

Este diagrama se recoge en las páginas siguientes (**Figura 92, partes I y II**).

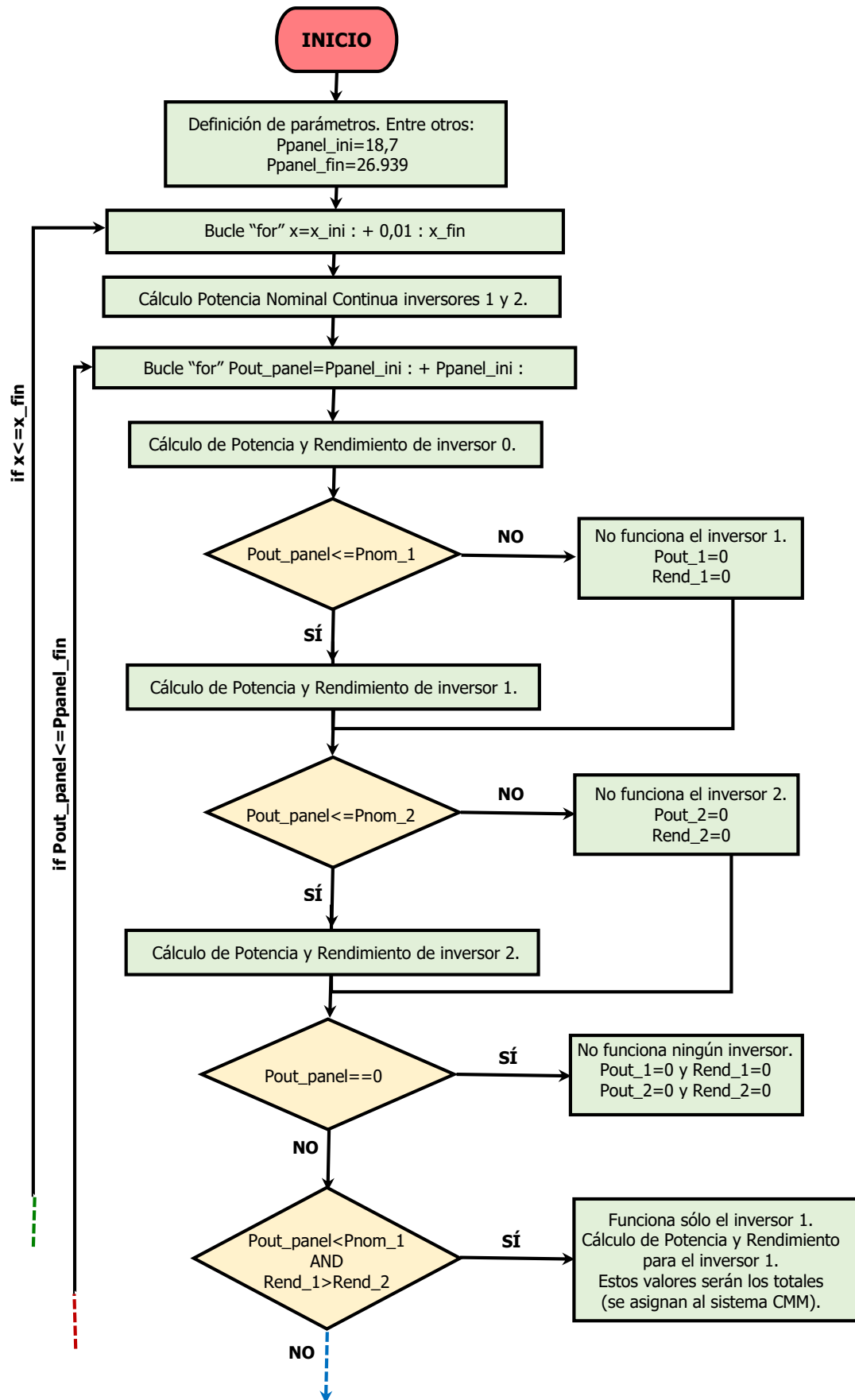


Figura 92. Diagrama de flujo (parte I).

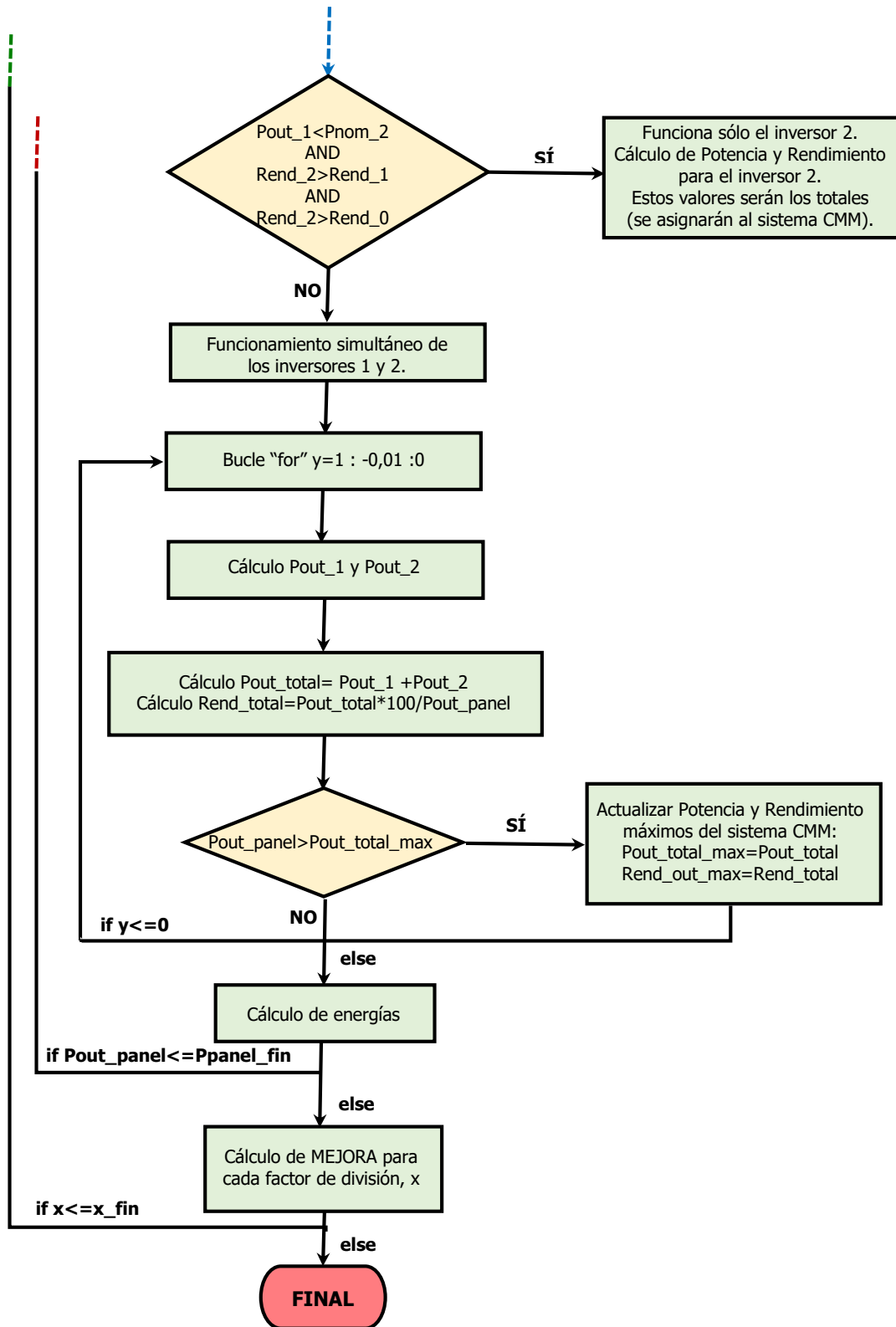


Figura 92. Diagrama de flujo (parte II).

6.7.- VARIACIONES SOBRE EL PROGRAMA BASE

Con el objetivo de ver cómo se comporta el sistema ante variaciones en algunos de sus parámetros, lo sometemos a nuevas situaciones. Para ello, simularemos el sistema bajo diferentes condiciones de irradiancia y diferentes valores de la potencia nominal que nos puede dar el sistema, respecto a los 25 kW establecidos en el programa original.

En cada caso, nos centraremos en observar la evolución de parámetros como la *Mejora* conseguida con el sistema CMM frente al sistema 0, empleando ahora el factor de división óptimo que calculamos en los apartados anteriores. Es por esto por lo que el programa se simplifica un poco, además de reducir la carga computacional al eliminar el bucle principal en el que se iteraba 1.440 veces por cada factor de división.

Este programa se llama “BARRIDO_CMM_Variantes” y su código se encuentra en los Anexos.

Nota: con este código, tal y como aparece en los Anexos simularía un día de invierno, con potencia de entrada al inversor en forma de campana de Gauss (como ya veremos) y potencia nominal del sistema de 25 kW.

6.7.1 Simulación de un día de invierno

En un día de invierno, la radiación solar pico que pueden llegar a recibir los paneles se sitúa en, aproximadamente, algo menos de la mitad de la máxima que recibirían un día de verano.

De manera que, para este caso, plantearemos un escenario en el que la radiación pico y, por tanto, la potencia pico, sea bastante inferior a la situación que acabamos de simular.

Por tanto, establecemos ahora el máximo en los 9.000 W (algo menos de la mitad de 22.000 W, la potencia máxima que obtendríamos en un día de verano). Eso sí seguiremos manteniendo los 1.440 puntos simulados que nos proporcionarán los datos en cada uno de los minutos del día.

La evolución de la potencia seguirá siendo una rampa; en este caso partimos de 6,25 W, con un incremento de potencia en cada paso de simulación de otros 6,25 W, hasta alcanzar los 9.000 W en el último de los puntos simulados.

El resto de los parámetros de la simulación se mantendrán idénticos.

El programa “BARRIDO_CMM_Variantes” introduce por tanto alguna modificación respecto del original:

- Elimina el bucle de nivel más alto en el que se variaba el factor de división para poder encontrar el óptimo, al estar ahora fijado en 0,26. De tal forma de sólo existirán dos: uno para hacer el “barrido” de la potencia

dada por los paneles y otro donde se varía el factor de reparto, y , a fin de encontrar en cada momento del día el óptimo. Funcionan de la misma forma que sus correspondientes del programa anterior.

➤ Las matrices en las que se almacenan los datos de la simulación son ahora vectores. Ya que no deben de reservar una fila o una columna para hacer referencia al factor de división, como si ocurría antes.

➤ Se muestran por pantalla otras variables. Son:

- Energía generada por el sistema 0 (E_{out_0}), es decir, solo trabajando este inversor 0.
- Energía obtenida del sistema CMM ($E_{out_{CMM}}$).
- **Mejora**. Con ella se puede evaluar cuanta es la mejora en la conversión de energía, al pasar de utilizar un único inversor a utilizar los dos más pequeños de forma simultánea.

➤ Se incluye al final del programa una serie de representaciones gráficas para hacer más visuales los resultados obtenidos...

- Figura 1. “Potencia de salida inversor 1 (W) Vs. Potencia continua de entrada (W)”.
- Figura 2. “Potencia de salida inversor 2 (W) Vs. Potencia continua de entrada (W)”.
- Figura 3. “Potencia de salida inversores 1 y 2 (W) Vs. Potencia continua de entrada (W)”.
- Figura 4. “Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)”.
- Figura 5. “Rendimiento de inversores 0, 1 y 2 (%) Vs. Potencia continua de entrada (W)”. Similar a la ya mostrada, obtenida a partir de una hoja Excel.
- Figura 6. “Potencia recibida por los inversores (W) Vs. Minutos del día”.

De tal forma que, una vez hemos descrito brevemente esta variante de programa original, pasamos a realizar la simulación de un día de invierno. Para ello debimos de modificar el valor asignado a las variables **P_{panel_ini}** y **P_{panel_fin}** . Se inicializan, respectivamente, a **6,25** y **9.000**, como ya hemos comentado.

La simulación ofrece los siguientes resultados:

Eout_0 =

9.8800e+04

Eout_CMM =

1.0062e+05

MEJORA =

1.8431

Figura 93. Salida por pantalla de un día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW.

La variable **Mejora** toma ahora un valor mucho más elevado que el que obtuvimos en la primera simulación, donde la potencia que recibíamos de los paneles era mucho mayor. La explicación a esto se encuentra, de nuevo, en la gráfica “Rendimiento Vs. P_{AC} ”.

Ahora se trabaja con potencias mucho menores de tal suerte que los inversores de menor tamaño funcionan durante más tiempo en la zona óptima de sus respectivas curvas; mientras que el inversor 0, de una potencia nominal mucho mayor de la máxima que aquí se recibe (25 kW frente a los 9 kW) lo haría en la zona ascendente de su curva, donde el rendimiento alcanzado es bastante pobre.

En la situación anterior simulada, se trataba con una rampa ascendente de potencias de un orden similar a la nominal del inversor 0. Esto hacía que la **Mejora** del sistema CMM no fuera tan acusada, llegando solo al 0,2188%.

En esta situación que hemos planteado, tendremos...

- Potencia nominal del inversor 1: $0,26 \cdot 25.000 = 6.500$ W.
- Potencia nominal del inversor 2: $(1 - 0,26) \cdot 25.000 = 18.500$ W.

Esto hace pensar que, al ser la potencia recibida de los paneles similar a la nominal del primero de los inversores, la mayor parte del día trabaje éste de forma individual (factor de reparto $y = 0$).

Gracias a una de las gráficas obtenidas de la simulación, pudimos corroborarlo:

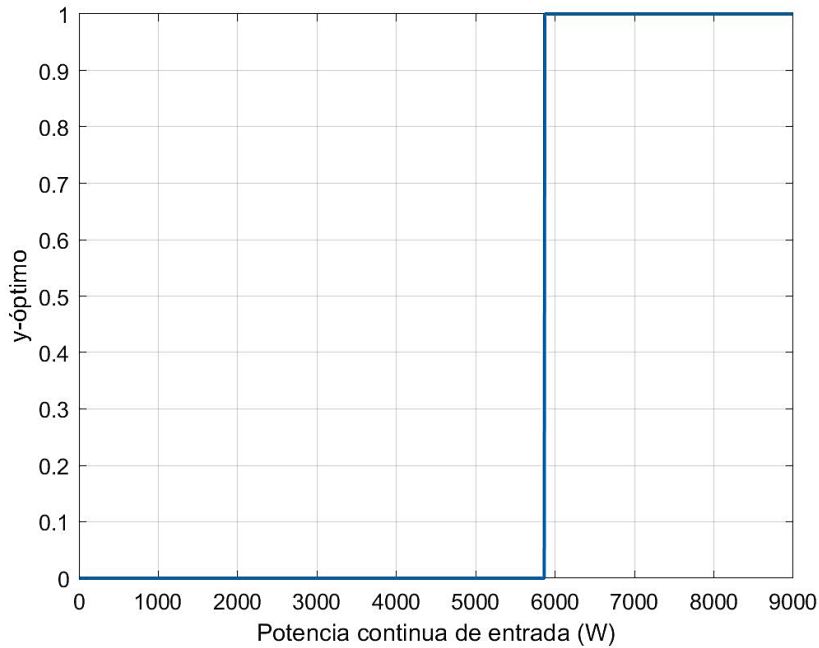


Figura 94. “Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)”. Día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW.

El resto del tiempo lo hace, también de forma individual, el inversor 2, $y = 1$. Además, haciendo uso de la Figura 3, podemos ver cuál es la potencia de salida de cada uno de los dos inversores durante su funcionamiento:

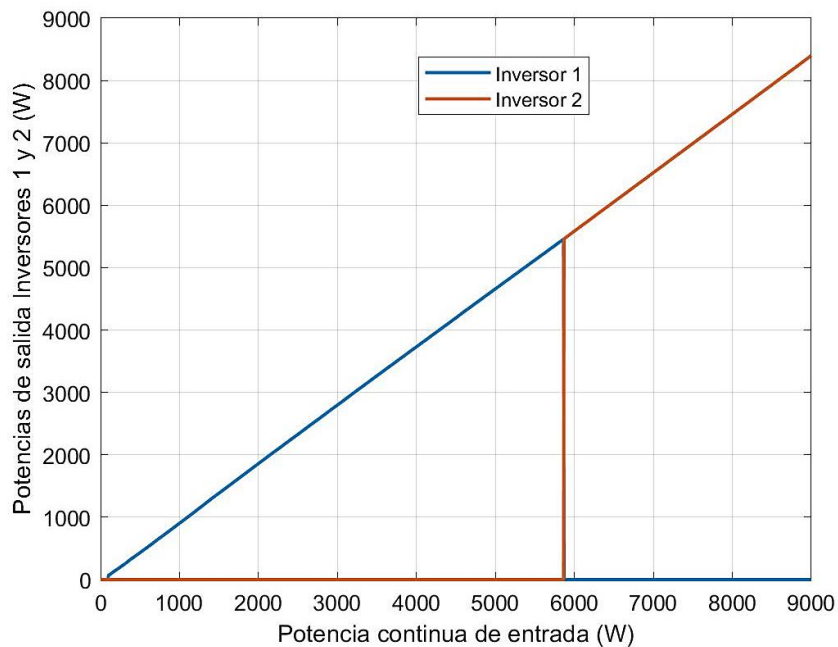


Figura 95. “Potencia de salida inversores 1 y 2 (W) Vs. Potencia continua de entrada (W)”. Día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW.

Se observa cómo el primer llega hasta aproximadamente su potencia nominal. En este momento el rendimiento decae por debajo del que tiene el inversor 2, razón por la cual comienza a trabajar el segundo.

Finalmente, gracias a la Figura 5, pudimos ver más claro por qué pasa de funcionar el inversor 1 a hacerlo el 2. En torno a los 5.800 W de potencia de entrada el rendimiento del inversor 2 empieza a hacerse superior al del 1 y al del inversor 0. Entonces se cumplen las condiciones ya analizadas, luego el sistema hará que trabaje el que nos proporciona una mayor eficiencia:

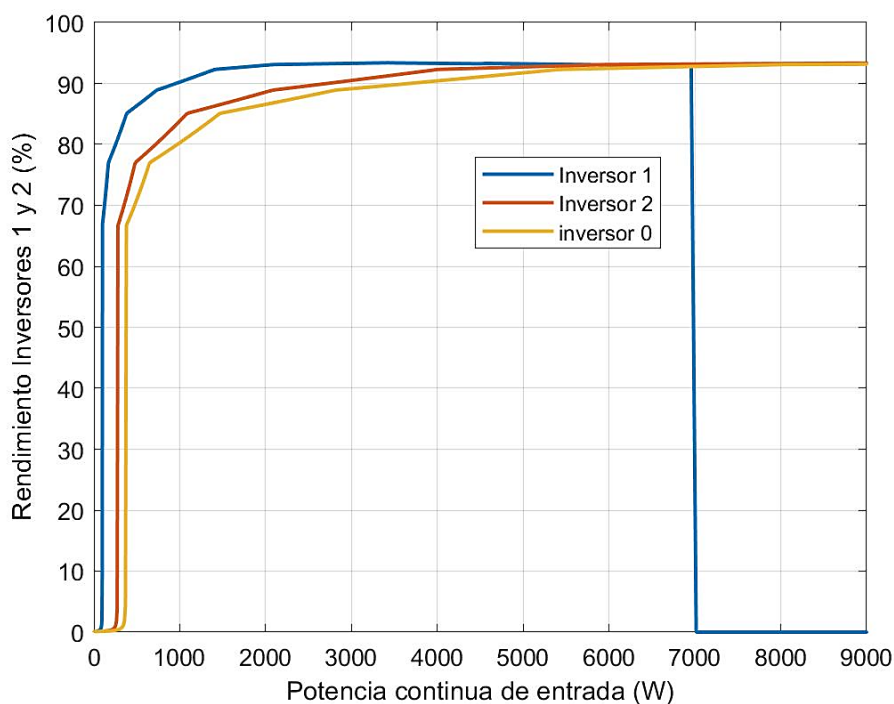


Figura 96. “Rendimiento de inversores 0, 1 y 2 (%) Vs. Potencia continua de entrada (W)”. Día de invierno. Potencia recibida rampa ascendente. Potencia nominal 25 kW.

6.7.2 Cambio en la radiación que recibe el sistema

Hasta ahora, hemos considerado que la radiación que recibe el sistema y, por tanto, la potencia generada, sigue una rampa ascendente, en la que se varía el máximo que alcanza en función del día en el que nos encontremos.

Sin embargo, esto no es la situación real ya que la radiación que llega a los paneles solares tiene la forma aproximada de una campana de Gauss, tal y como se puede ver en la imagen adjunta. La potencia también seguiría una forma similar.

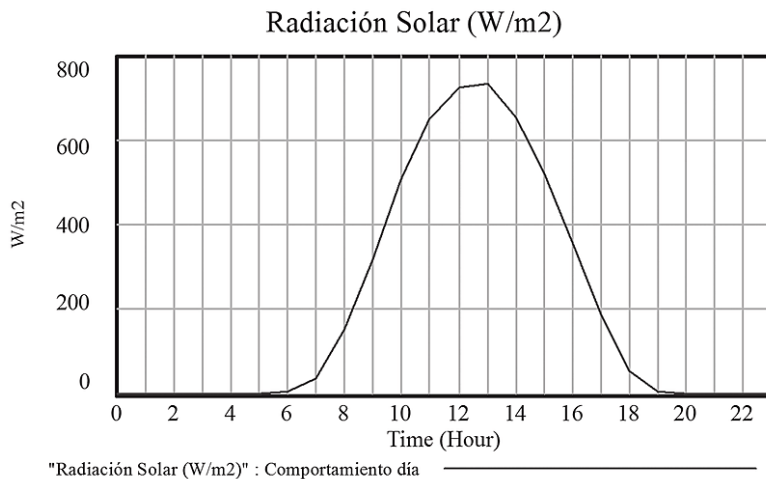


Figura 97. Forma genérica de la radiación solar incidente a lo largo de un día.

En este apartado lo que hacemos es intentar que las potencias de entrada a los inversores se vayan acercando cada vez más a esta forma de campana de Gauss, que representaría la situación real.

A partir de los resultados que obtengamos, podremos ver la relación entre las situaciones planteadas.

Para ello, en primer lugar, evolucionamos respecto a la simple rampa ascendente, haciendo que la potencia tenga forma de una doble rampa, es decir, subida y bajada. En el segundo de los casos, la potencia adquirirá la forma de una campana de Gauss, consiguiendo simular el sistema real.

Para cada una de estas dos nuevas situaciones, simularemos un día de invierno y un día de verano. Como seguimos simulando un día, se mantendrán los 1.440 valores. Además, recordamos que, de acuerdo con los resultados obtenidos en la primera de todas las simulaciones, el factor de división es 0,26.

- **Doble rampa, subida y bajada**

Para conseguir esta forma en la potencia, introducimos ligeras modificaciones sobre el bucle "for" para que, ahora, vayamos incrementando la potencia de entrada a los inversores hasta llegar al máximo, momento en el cual empezará a descender.

Para realizar esto, se nos ocurrieron dos posibilidades:

- Sustitución del bucle "for" por un bucle "while"

El número de iteraciones continúan siendo las mismas, 1.440. En cada una de ellas se va incrementando la potencia de salida de los paneles a un ritmo del doble que en los casos anteriores, para que cuando se llegue a la mitad del día (minuto $1.440 / 2 = 720$) se haya alcanzado el máximo. En ese momento la potencia empezará a disminuir al mismo ritmo que aumentó (instrucción

$P_{panel_ini} = -P_{panel_ini}$) hasta llegar de nuevo a la radiación más baja, habiendo completado la rampa.

Además, el contador de programa (variable i) seguirá aumentando para poder seguir almacenando los valores simulados en cada simulación en las matrices correspondientes:

```
While (i < 1440)
    Pout_panel = Pout_panel + Ppanel_ini*2;
    if (i == 719)
        Ppanel_ini = -Ppanel_ini;
    end
i=i+1;
(ALGORITMO DE CÁLCULO)
```

Nota: Cuando hacemos referencia a “ALGORITMO DE CÁLCULO” nos referimos a que el código que vendría a continuación es idéntico a lo ya comentado anteriormente. Es decir, cálculo de potencias y rendimientos para cada uno de los inversores, búsqueda del factor de reparto óptimo, actualización de valores máximo y cálculo de energías.

- Uso del mismo bucle “for” modificando sus parámetros

Para ello, tuvimos que crear un vector de potencias, formado a su vez por otros dos: uno de ellos se corresponde con los valores de potencia de la parte ascendente de la rampa ($Barrido_1$), mientras que el otro contiene estos mismos valores, pero en sentido descendente ($Barrido_2$).

Ambos tendrán 720 componentes haciendo un total de 1.440, correspondientes a los minutos de un día.

Combinándolos en uno único ($Vector_barrido$) conseguimos el mismo resultado que el expuesto en la otra posible solución a adoptar.

Finalmente, para conseguir que esto se corresponda con la variación de la potencia de salida de los paneles en cada una de las iteraciones, se incluye en el bucle “for”, como se muestra a continuación...

```
Barrido_1=linspace (Ppanel_ini*2, Ppanel_fin, (Ppanel_fin/Ppanel_ini)/2);
Barrido_2=linspace(Ppanel_fin-Ppanel_ini*2,
Ppanel_ini*2,(Ppanel_fin/Ppanel_ini)/2);
Vector_barrido = [Barrido_1 Barrido_2];
for Pout_panel = Vector_barrido
(ALGORITMO DE CÁLCULO)
```

Al igual que antes, ambos procedimientos los expresamos de forma genérica, es decir, en función de las variables P_{panel_ini} y P_{panel_fin} . Así, lo único que debemos de hacer para simular un día de verano o de invierno, será cambiar estos parámetros por los valores ya vistos.

Finalmente, decir que de entre estas dos opciones nos decantamos por utilizar la segunda de ellas, al ser más robusta y aparentemente más compacta.

Haciendo uso de la Figura 6 ya comentada donde representamos la potencia recibida por los inversores por cada minuto del día, podemos ver que la forma que sigue la potencia es la querida. Así estaremos seguros de que los resultados obtenidos a partir de ella sean fiables.

Seguidamente mostramos esta curva en la situación de un día de verano, primero, y de un día de invierno, segundo:

- Día de verano. Establecemos el máximo de potencia generada por los paneles en 21.600 W ya que los datos nos lo sitúan en torno a este valor. Por tanto, como queremos simular un día entero, significa que la potencia de partida deberá de ser $21.600/1.440 = 15$ W.

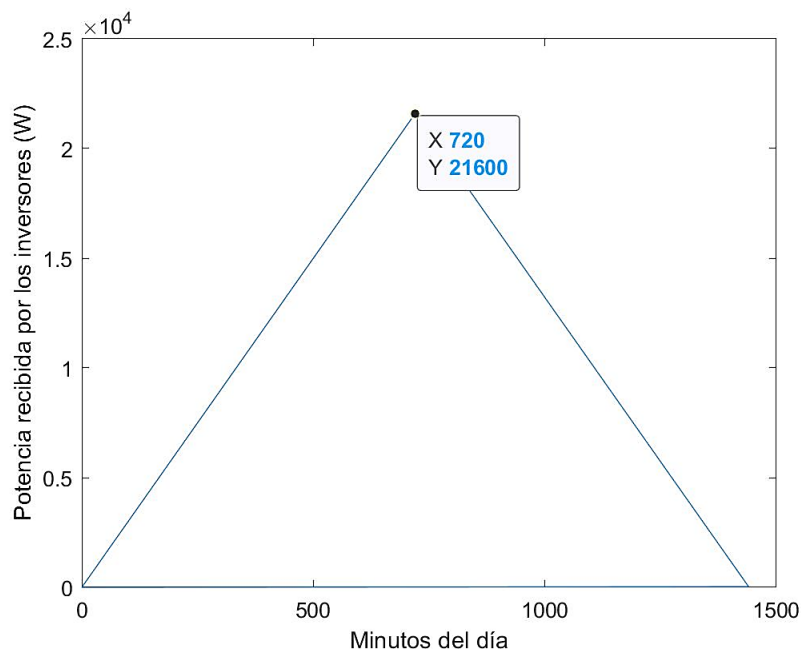


Figura 98. Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de verano. Forma de doble rampa en la potencia recibida.

- Día de invierno. Como ya sabemos de simulaciones pasadas, el máximo lo situamos en 9.000 W.

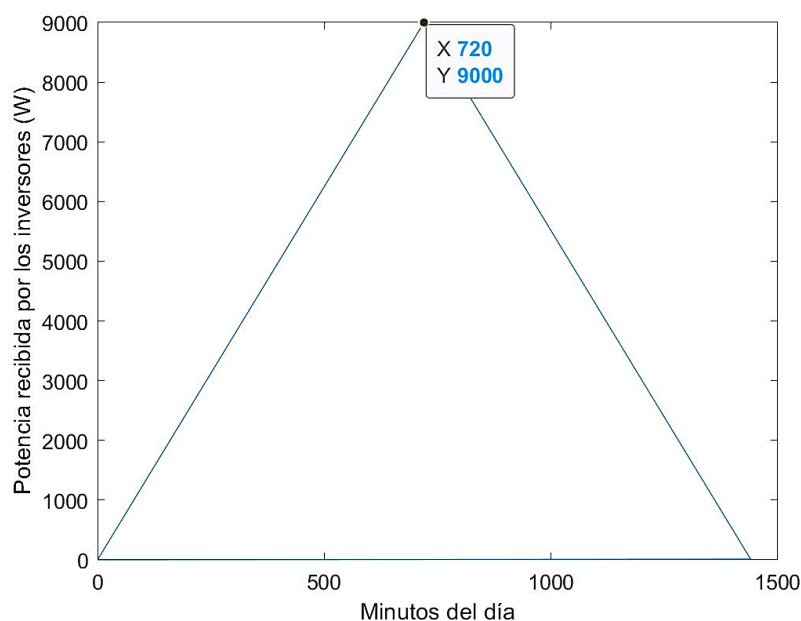


Figura 99. Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de invierno. Forma de doble rampa en la potencia recibida.

Como vemos en ambas figuras, en el punto medio del día que se corresponde con el minuto 720, se alcanzan las potencias máximas para cada una de las situaciones.

Una vez comprobamos que la potencia seguía estas formas, pasamos a realizar las simulaciones, obteniendo resultados más reales de los obtenidos en los apartados anteriores.

Los nuevos resultados (“Doble Rampa”) los presentamos en forma de tabla a fin de poder compararlos con la situación inicial (“Rampa”). Para los dos casos incluimos el valor que toma la variable **Mejora**:

	Mejora Rampa (%)	Mejora Doble Rampa (%)
Día de verano	0,3383	0,3384
Día de invierno	1,8431	1,8454

Como vemos los resultados obtenidos en ambos casos son bastante similares ya que ahora hay dos rampas, pero las dos tienen mayor pendiente que en el caso anterior para poder alcanzar antes el máximo.

Esto hace que no se trabaje durante demasiado tiempo en la zona de bajas potencias que es cuando se obtiene realmente la mejora, dando explicación a la obtención de resultados parecidos.

- **Campana de Gauss**

En este caso conseguiremos simular una situación prácticamente real. Como sabemos la radiación que los paneles solares reciben a lo largo del día sigue la forma de una campana de Gauss, alcanzando el máximo en los momentos centrales del día.

Para reproducir esta situación nos fue sencillo, sin más que hacer que la potencia de salida de los paneles (P_{out_panel}) siguiera la ecuación característica de esta campana:

$$P_{out_panel} = a \cdot e^{-\frac{(i-b)^2}{2c^2}} \quad \text{Ec. 57}$$

Siendo a, b y c constantes reales donde:

- **a:** corresponde al punto más elevado de la curva. Es decir, para nuestro caso le asignaremos la potencia máxima alcanzada en el día: la variable P_{panel_fin} .
- **b:** es el punto central de la curva, donde se alcanza el máximo. Como seguimos simulando todo un día, de 1.440 minutos, el máximo lo alcanzaremos en torno a la mitad: 720.

Teniendo en cuenta esto, la ecuación genérica antes planteada (Ec. 57) quedaría hasta el momento como:

$$P_{out_panel} = P_{panel_fin} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot c^2}} \quad \text{Ec. 58}$$

- **c:** este parámetro se corresponde con la desviación estándar, es decir, es el parámetro que nos establece la variación o dispersión de un conjunto de datos numéricos respecto de su media. De tal forma que cuanto mayor sea su valor, mayor será la “anchura de la curva”. Lo deberemos de ajustar en función de si se simula un día de invierno o de verano, ya que tendremos diferentes horas de luz en cada caso.

Para solucionar este aspecto, consultamos bibliografía; así, conseguimos la forma aproximada que siguen estas dos curvas. Pudimos extraer lo siguiente:

- Día de verano. Empezamos a tener radiación incidente y, por consiguiente, potencia, en torno a la hora 5. Esto se corresponde con el minuto 300. A partir de este momento va ascendiendo, hasta alcanzar el máximo en la mitad del día, en la hora solar 12, correspondiente al minuto 720. Entonces la potencia recibida empieza a descender hasta hacerse nula en torno a la hora 19, lo que se correspondería con minutos en torno al 1.140.

- Día de invierno. La “anchura” de la campana de Gauss es mucho menor, luego sabremos que el parámetro “c” que regula este factor, será más pequeño que en el caso de un día estival. Consultando estos datos vimos que empezamos a tener radiación en torno a la hora 7,5 (minuto 450). Al igual que antes, alcanza su máximo en la mitad del día para luego descender hasta llegar a la hora 16 o 16,5 (minuto 990) donde no recibimos radiación y tampoco obtendremos potencia de los paneles.

Gracias a esto podemos terminar de particularizar la [Ec. 58](#), en función de la situación que queremos simular. Para ello, también nos ayudamos de la representación que nos muestra la evolución de la potencia recibida por los paneles para cada minuto del día (Figura 6).

Gracias al mecanismo de “prueba y error” fuimos ajustando el parámetro **c** de la ecuación genérica para lograr los puntos queridos.

De tal forma que para un día de verano $c = 135$. La potencia que sale de los paneles obedece a esta ecuación:

$$P_{out_panel} = P_{panel_fin} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot 135^2}} \quad \text{Ec. 59}$$

... y su representación gráfica será la siguiente, donde hemos marcado los minutos relevantes en su construcción:

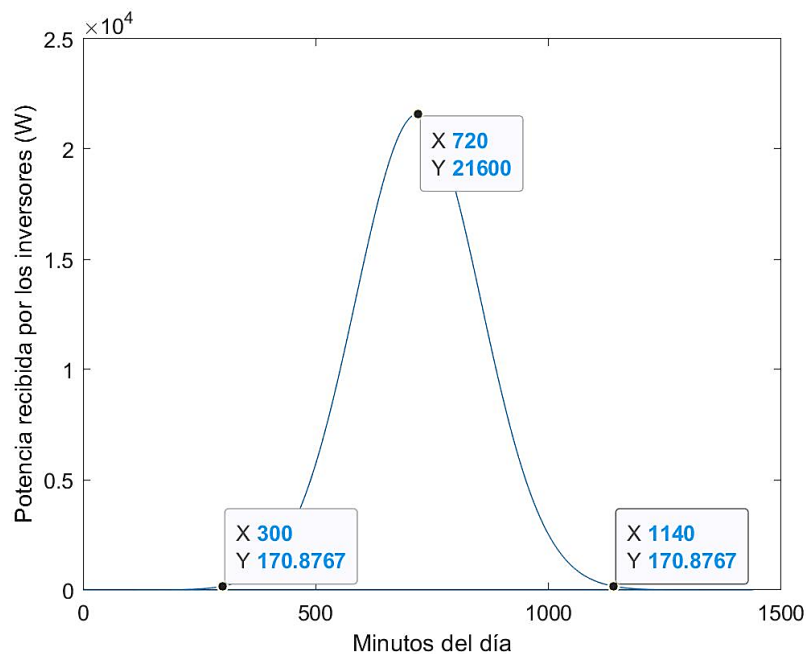


Figura 100. Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de verano. Forma de campana de Gauss en la potencia recibida.

Hacemos lo mismo para un día de invierno, llegando a que $c = 85$ para cumplir con las exigencias. La ecuación que definirá la potencia es:

$$P_{out_{panel}} = P_{panel_{fin}} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot 85^2}} \quad \text{Ec. 60}$$

... y su representación gráfica:

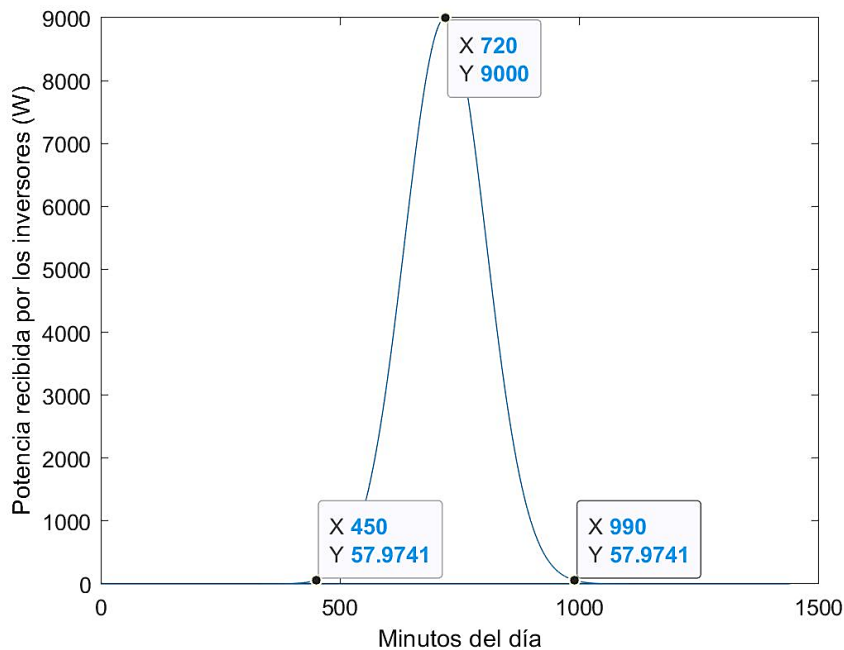


Figura 101. Evolución de la potencia recibida por los inversores del sistema CMM para un día de invierno. Forma de campana de Gauss en la potencia recibida.

A la hora de implementarlo en el programa, realizamos un bucle “while” con 1.440 iteraciones donde la potencia de salida de los paneles sigue, en función del tipo de día que tratemos, una de las ecuaciones planteadas (Ec 59 o Ec. 60).

Se muestra como sería el bloque de código para el día de verano, siendo idéntico para el caso de que estemos en la estación fría:

```
While (i < 1440)
    i=i+1;
    Pout_panel = Ppanel_fin*exp(-(i-720)^2/(2*100^2));
(ALGORITMO DE CÁLCULO)
```

El programa sólo se modifica en este aspecto respecto de los anteriores. Únicamente cambiará la manera en que provocamos el cambio en la variable *Pout_panel*.

Una vez comprobado que la potencia sigue la forma que queremos, pasamos a ver los resultados obtenidos y su comparación con los anteriores. Repitiendo el mismo procedimiento, se presentan en forma de tabla:

	Mejora Rampa (%)	Mejora Doble Rampa (%)	Mejora Campana Gauss (%)
Día de verano	0,3383	0,3384	0,8232
Día de invierno	1,8431	1,8454	2,5282

Estos últimos valores serían con los que más cerca estaríamos de simular el comportamiento real ya sea en un día de verano o invierno.

6.7.3 Cambio en la potencia nominal del sistema

En todos los casos anteriores, hemos simulado el sistema CMM con una potencia nominal de 25 kW. Nos planteamos cómo serían estas simulaciones, pero cambiando el valor de potencia nominal; probaremos por tanto con valores por encima y por debajo del mismo.

Cabe recordar que seguiremos utilizando el valor óptimo del factor de división que calculamos en los primeros apartados de este capítulo. Además, haremos que la potencia que reciben los inversores se acerque lo más posible a un caso ideal; es por eso por lo que emplearemos la parte del código con el que conseguimos obtener la campana de Gauss.

Simularemos un total de cuatro situaciones: potencia por encima y por debajo de la nominal y, para cada una de ellas, en días de verano y de invierno. Como resultado de éstas, iremos extrayendo una serie de conclusiones.

En primer lugar, empezamos situando la potencia nominal del conjunto en 50 kW, el doble de la de partida. Si hacemos de nuevo uso de la [Ec. 40](#) y, consideremos que el rendimiento de los inversores sigue siendo el mismo (92,8%), podremos calcular el máximo de potencia continua que podrá recibir de los paneles:

$$P_{CC IN} = \frac{P_{AC OUT}}{\eta} \cdot 100 = \frac{50 \text{ kW}}{92,8} \cdot 100 = \mathbf{53.880 \text{ W máximos}} \quad \text{Ec. 61}$$

Por tanto, para un día de verano los paneles solares nos darían en torno a los 46 kW de potencia continua máxima, mientras que, para un día de invierno se podría obtener algo menos de la mitad que para la jornada veraniega; en torno a los 20 kW de potencia máxima.

Como haremos que esta potencia adquiera la forma de una campana de Gauss a fin de acercarnos lo más posible a la realidad, deberemos de implementar dos ecuaciones diferentes en cada caso.

Recurriendo a la explicación de esta ecuación y a los parámetros ya deducidos con anterioridad, tendremos dos situaciones:

- Día de verano

$$P_{out_panel} = P_{panel_fin} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot c^2}} = 46.000 \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot 135^2}} \quad \text{Ec. 62}$$

- Día de invierno

$$P_{out_panel} = P_{panel_fin} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot c^2}} = 20.000 \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot 85^2}} \quad \text{Ec. 63}$$

Haciendo que la potencia recibida por los inversores varíe de la forma que lo hace esta ecuación, obtenemos estos valores por pantalla:

```
Eout_0 =
2.3919e+05

Eout_CMM =
2.4103e+05

MEJORA =
0.7683
```

Figura 102. Salida por pantalla para un día de verano. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 50 kW.

```
Eout_0 =
6.4457e+04

Eout_CMM =
6.5888e+04

MEJORA =
2.2191
```

Figura 103. Salida por pantalla para un día de invierno. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 50 kW.

Los resultados obtenidos para esta simulación siguen el mismo “patrón” que los vistos en el caso de la rampa única ascendente en la potencia de entrada. Es decir, una mayor **Mejora** en los días de invierno que en los de verano. La razón es la que ya comentamos para el caso anterior: la radiación recibida en un día de invierno es menos intensa, por tanto, la potencia que teóricamente se generaría, también será menor. Por consiguiente, los inversores pequeños trabajan en la zona óptimas de sus curvas, mientras que el inversor único lo haría en la zona de muy bajas potencias, donde la eficiencia que se alcanza es baja. Para el día de verano, la potencia recibida es mayor por lo que no es tan acusado este efecto.

Además, en el caso de la rampa ascendente, la mejora en los dos tipos de días es menor que para este caso. La explicación se encuentra en la forma más “brusca” que toma la campana de Gauss, respecto de la forma más “suave” que tenía la potencia en el caso de la rampa ascendente. Esto hace se trabaje durante más tiempo cerca de potencias “medias-altas” que, como sabemos son las que nos ofrecen el mayor rendimiento del convertidor.

A continuación, pasamos a hacer esto mismo, pero considerando que el sistema nos da una potencia nominal de 10 kW de alterna máxima. Al igual que antes, lo primer que hacemos es calcular la potencia de continua más grande que podrá soportar el sistema, para no simular por encima de este valor:

$$P_{CC IN} = \frac{P_{AC OUT}}{\eta} \cdot 100 = \frac{10 \text{ kW}}{92,8} \cdot 100 \rightarrow P_{CC IN} = \mathbf{10.776 \text{ W}} \quad \text{Ec. 64}$$

De la misma forma que en el caso anterior, establecemos unos valores máximos de potencia continua que nos darían los paneles para un día de verano y uno de invierno. Para el día estival situamos el máximo en torno a los 8.500 W, mientras que, para el día de invierno y como siempre hemos hecho, consideramos el valor máximo de potencia en la entrada de los dos inversores como unos vatios menos que la mitad de la que conseguiremos en verano; en torno a los 4.000 W.

Una vez hecho esto, particularizamos de nuevo cada una de las ecuaciones de la curva de Gauss:

- Día de verano

$$P_{out_panel} = P_{panel_fin} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot c^2}} = 8.500 \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot 135^2}} \quad \text{Ec. 65}$$

- Día de invierno

$$P_{out_panel} = P_{panel_fin} \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot c^2}} = 4.000 \cdot e^{-\frac{(i-720)^2}{2 \cdot 85^2}} \quad \text{Ec. 66}$$

A continuación, realizamos ambas simulaciones.

Eout_0 =
4.4221e+04

Eout_CMM =
4.4594e+04

MEJORA =
0.8432

Eout_0 =
1.2893e+04

Eout_CMM =
1.3181e+04

MEJORA =
2.2322

Figura 104. Salida por pantalla para un día de verano. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW.

Figura 105. Salida por pantalla para un día de invierno. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW.

Estos resultados son bastante similares a los de la simulación anterior. La razón de que éstos actuales sean algo superiores se debe a que ahora, teniendo en cuenta que el factor de división es de 0,26, la potencia nominal del inversor 1 y del 2 son de 2.600 W y 7.400 W respectivamente. Por otro lado, la del teórico inversor 0 sería de 10 kW.

Esto hace que durante la mayor parte del día trabajen uno u otro inversor de forma individual. Unido a las bajas potencias nominales calculadas, hace que estén muy cerca de alcanzar los mejores rendimientos individuales dentro de la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} ”, incrementando el rendimiento del conjunto respecto del sistema de partida.

Sobre todo, en el caso del día invernal, donde se acentúa este efecto como consecuencia de las bajas potencias recibidas.

Para demostrar esto nos podemos apoyar de algunas de las figuras obtenidas del programa:

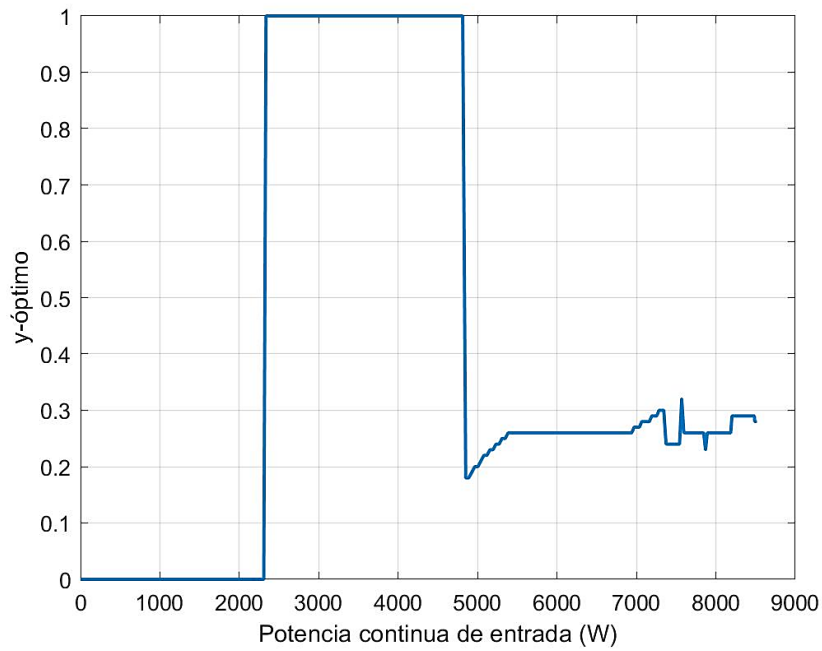


Figura 106. “Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)”. Día de verano. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW.

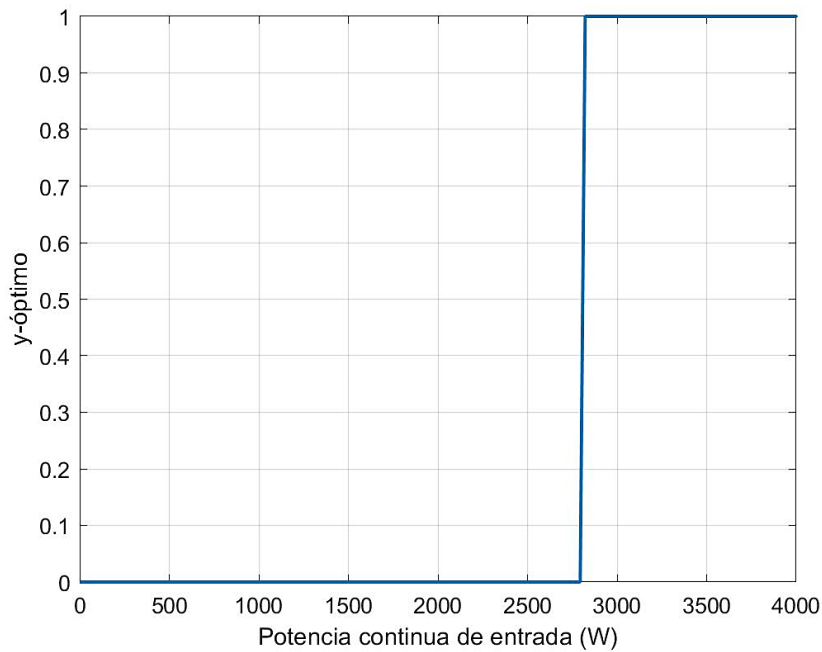


Figura107. “Factor de reparto (y) óptimo Vs. Potencia continua de entrada (W)”. Día de invierno. Potencia recibida campana de Gauss. Potencia nominal 10 kW.

Como conclusión de todos estos casos analizados, vemos que el nuevo sistema simulado con dos inversores que sustituirían al central, siempre será más eficiente que este último. Además, la situación en la que el sistema CMM resultaría más rentable con respecto al empleo de un solo inversor se daría durante los días de invierno en los que el día sea más largo, es decir, con más horas de luz. En cuanto a la potencia nominal del sistema no influye en gran medida, siendo ligeramente superior la mejora al trabajar con valores menores.

7.- CONCLUSIÓN Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Para concluir el proyecto, expondremos algunas de las ideas más relevantes obtenidas como consecuencia de la realización del mismo.

En primer lugar, nos centramos en la explicación mínima sobre la forma que presenta una estación de generación de energía a partir de la luz solar. En este apartado pudimos ver la importancia del trabajo coordinado de todas las partes, así como de su correcto dimensionamiento para evitar problemas y poder lograr un funcionamiento de pleno rendimiento en la instalación etc...

Seguidamente, realizamos un estudio más profundo del inversor fotovoltaico. Haciendo un análisis exhaustivo del estado del arte, pudimos encontrar algunas de las topologías y configuraciones que se usan en modelos actuales, mostrando inversores que se comercializan, tanto monofásicos como trifásicos. A partir de este estudio, extrajimos varias limitaciones que presentan, así como líneas de estudio a partir de las que poder aumentar su ya elevado rendimiento. Por ejemplo, el empleo de nuevos materiales como el carburo de silicio o el nitruro de galio, cada vez más presentes en la fabricación de los polos de potencia.

Uno de los problemas que encontramos fueron las pérdidas de potencia y el aumento de peso y coste que lleva consigo el uso de un transformador de aislamiento en el inversor, ya sea de alta o baja frecuencia. Pero, por otra parte, nos proporciona la ventaja de aislar la zona de continua de la de alterna, por ejemplo, en el caso de que el inversor se conecte a la red, brindándonos protección.

Por ello, entre otras cosas, estudiamos la posibilidad del empleo de topologías “transformerless”. Con ellas conseguimos “ahorrarnos” estas pérdidas adicionales; sin embargo, a cambio, las corrientes de fuga que fluyen hacia los paneles adquieren mayor relevancia ya que podrían llegar a ser peligrosas para las personas además de hacer saltar las protecciones provocando continuas desconexiones de la instalación con las consiguientes pérdidas de potencia que llevan asociadas. Investigamos en este sentido, llegando a varias topologías de las que tomamos como referencia la topología HERIC (monofásica) y la de 5 niveles de ULTRA-ETA (trifásica).

Por otro lado, el estudio de los factores que intervienen en el rendimiento del inversor, hizo que se nos planteara la posibilidad de llevar a la práctica, mediante simulación, uno de los métodos con el que lograr aumentar el rendimiento en la conversión de la energía. Consistió en el empleo de dos inversores de pequeña potencia trabajando de forma simultánea, en sustitución de uno único de mayor potencia. Para esto nos ayudamos de MATLAB y de algunas hojas Excel que complementaron al programa desarrollado.

En la simulación, comparamos las eficiencias obtenidas con ambos sistemas, en base a la optimización de dos parámetros fundamentales: el factor de reparto (x) y el factor de división (y). Con éstos conseguimos conocer cómo es el reparto de la potencia procedente de los paneles y que, en cada momento, recibían cada uno de los dos convertidores. Logramos que cada uno de ellos trabajara en la zona plana de la curva “Rendimiento Vs. P_{AC} de salida”, donde se obtiene el mayor rendimiento

Una vez conseguimos optimizarlos para cada situación, probamos a simular variando la potencia recibida por los inversores (forma de rampa, doble rampa y campana de Gauss) en días de mayor o menor radiación recibida. Para cada supuesto obtuvimos la mejora que el nuevo sistema nos aporta respecto de original.

Concluimos que la situación más favorable se da en días en los que la potencia proporcionada por los paneles es baja. Esto posibilita que los inversores de menor potencia trabajen en las zonas óptimas de sus curvas respectivas, mientras que el inversor mayor, para estas mismas potencias de entrada, lo hará en una zona no óptima, donde las eficiencias no son tan elevadas.

Podemos decir que este tipo de instalación simulada nos aporta más versatilidad, dándonos la posibilidad de adaptarnos a las diferentes situaciones en cuanto a potencia recibida, permitiendo mejorar el rendimiento conjunto.

En este sentido, podríamos plantear la posibilidad de continuar en esta línea de trabajo, desarrollando un estudio de las posibles mejoras que traería consigo el empleo de un mayor número de inversores, por ejemplo, tres trabajando de forma simultánea. Así como la rentabilidad o no de su implementación en una planta real.

Por otro lado, en este proyecto hemos analizado la viabilidad de llevarlo a cabo, en base a los resultados obtenidos. Por lo que un siguiente paso podría ser el estudio y diseño del control interno que requeriría una instalación de este tipo.

8.- BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Alonso, M. and Lozano, S. (2005). *Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica (2ª Ed.)*. Madrid: S. A. P. T (Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas).
- [2]. Gimeno Sales, F. J., Seguí Chilet, S. and Orts Grau, S. (2002). *Convertidores electrónicos: energía solar fotovoltaica, aplicaciones y diseño*. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia.
- [3]. Mohan, N., Undeland, T. M. and Robbins, W. P. (1995). “Chapter 8. Switch-Mode dc-ac Inverters: dc to Sinusoidal ac”. *Power electronics: converters, applications and design (2nd Ed.)*. pp. 200-248. Nueva York: John Wiley & Sons.
- [4]. Hart, D. W. (2001). “Capítulo 8. Inversores: Conversión de continua en alterna”. *Electrónica de Potencia*. pp. 315-354. Madrid: Prentice Hall
- [5]. *2017: el inicio de una nueva era para el sector fotovoltaico (2018)*. Informe anual 2018. UNEF (Unión Española Fotovoltaica). Recuperado del 2020, de https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/09/memo_unef_2018.pdf
- [6]. *Anuario fotovoltaico 2018*. ANPIER (Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica) Recuperado del 2020, de <http://proyectotransicionenergetica.org/AnuarioFotovoltaico2018.pdf>
- [7]. “*Generadores Fotovoltaicos y Sistemas de Optimización del Rendimiento*”. (2020). [Material de aula]. Departamento de Tecnología Electrónica. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid.
- [8]. “*Generadores Fotovoltaicos. La célula fotovoltaica*”. (2020). [Material de aula]. Departamento de Tecnología Electrónica. Escuela de Ingenierías industriales. Universidad de Valladolid.
- [9]. “*Capítulo 4: Convertidores CC/CA*” (2015). [Material de aula]. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid.
- [10]. Baterías para energía solar (última modificación a 26 de agosto de 2016). Conceptos y tipos de baterías. Blog TECNOSOL. Recuperado del 2020, de <https://tecnosolab.com/noticias/baterias-para-energia-solar-tipos/>
- [11]. Baterías estacionarias (s.f.). Recuperado del 2020, de <https://www.monsolar.com/fotovoltaica-aislada/baterias/estacionarias.html>

- [12]. Iribe Q. V., Pérez R., J., Beristáin J., J. A. and Aganza T., Alejandro (2009). “Implementación de la Técnica de Modulación de Vectores Espaciales utilizando un Controlador Digital de Señal dsPIC30F3010”. *RIEE&C, Revista de ingeniería eléctrica, electrónica y computación*. 6 (1), pp. 16-24. Recuperado el 2020, de https://www.itson.mx/publicaciones/rieec/Documentos/v6/art3_junio09.pdf
- [13]. Herrero, L. C. and Martínez, F. (2019). “Tema 4. Convertidores CC/CA”. Departamento de Tecnología Electrónica. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid.
- [14]. Ferrero, J. (2018). *Filtro para la frecuencia de conmutación de un inversor fotovoltaico*. [Trabajo Fin de Grado]. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid. Recuperado el 2020, de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/29214/TFG-P-750.pdf?sequence=1>
- [15]. Filtros analógicos. (última modificación a 18 de enero de 2017). Recuperado del 2020, de <https://wilaebaelectronica.blogspot.com/2017/01/filtros-analogicos.html>
- [16]. Wikipedia. (última modificación a 20 de abril de 2020). Recuperado el 2020, de [https://es.wikipedia.org/wiki/Inversor_\(electrónica\)#Parámetros_de_rendimiento](https://es.wikipedia.org/wiki/Inversor_(electrónica)#Parámetros_de_rendimiento)
- [17]. Ormaechea, C. (2012). *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100kw*. [Trabajo Fin de Grado]. Departamento de Tecnología Electrónica. Universidad Carlos III de Madrid. Recuperado el 2020, de https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/15497/PFC_Clara_Ormaechea_Ballesteros.pdf
- [18]. Islam, M., Mekhilef, S. and Hasan, M. (2015). “Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system: A review”. *ScienceDirect*. 45, pp. 69-86. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.009>
- [19]. Lázaro, E. *Optimización del índice de producción Final (Yf) de una instalación solar fotovoltaica, para un inversor y emplazamiento dados*. (2012). [Trabajo Fin de Máster]. Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Zaragoza. Recuperado el 2020, de <https://zaguan.unizar.es/record/9168/files/TAZ-TFM-2012-870.pdf>

- [20]. Modelos comerciales de inversores fotovoltaicos Sungrow. Hojas de características. Recuperado del 2020, de <https://www.sungrowpower.com/es>
- [21]. Modelos comerciales de inversores fotovoltaicos SolarMax. Hojas de características. Recuperado del 2020, de <https://www.solarmax.com/es/home-4/>
- [22]. Modelos comerciales de inversores fotovoltaicos Ingeteam. Hojas de características. Recuperado del 2020, de https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_42/ingecon-sun-storage-1play.aspx
- [23]. Laboratorio de Calibración Eléctrica de Castilla y León. “Convertidores CC/CA”. Cátedra de energías renovables. [Material de aula]. Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Valladolid.
- [24]. Burger, B. and Kranzer, D. (2009). “*Extreme High Efficiency PV-Power Converters*”. 13th European Conference on Power Electronics and Applications. Recuperado el 2020, de <https://ieeexplore-ieee.org.ponton.uva.es/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5279115>
- [25]. González, R., López, J., Pablo Sanchís, P. and Marroyo, L. (2007). “*Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic Systems*”. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*. 22 (2), pp. 693-697. Doi: 10.1109/TPEL.2007.892120
- [26]. Kerekes, T., Teodorescu, R., Rodríguez, P., Vázquez, G. and Aldabas, E. (2011). “*A new high-efficiency single-phase transformerless PV inverter topology*”, *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*. 58 (1) pp. 184-191. Doi: 10.1109/TIE.2009.2024092
- [27]. Hanif, M., Basu, M. and Gaughan, K. (2011). “*Understanding the operation of a Z-source inverter for photovoltaic application with a design example*”. *IET Power Electronics*, 4 (3), pp. 278-287. Doi: 10.1049/iet-pel.2009.0176
- [28]. Wikipedia. (última modificación a 31 de enero de 2020). Recuperado el 2020, de https://es.wikipedia.org/wiki/Carburo_de_silicio
- [29]. Wikipedia. (última modificación a 3 de diciembre de 2019). Recuperado el 2020, de https://es.wikipedia.org/wiki/Nitruro_de_galio
- [30]. Wikipedia. (última modificación a 16 de mayo de 2020). Recuperado el 2020, de <https://es.wikipedia.org/wiki/Grafeno>

[31]. Slovic, M. (2019). “*Utilice los componentes de potencia de SiC y GaN para abordar los requisitos de diseño de los EV*”. Recuperado el 2020, de <https://www.digikey.es/es/articles/use-sic-and-gan-power-components-ev-design-requirements>

[32]. Brito, W. F. (2018). “*Consulta No.1 Semiconductores de Banda de Valencia Ancha*”. Recuperado el 2020, de <https://www.studocu.com/es/document/escuela-politecnica-nacional/electronica-de-potencia/resumenes/semiconductores-de-banda-de-valencia-ancha/5249883/view>

