



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Tecnología Electrónica

PROYECTO FIN DE CARRERA

ANÁLISIS COMPARATIVO DE
INVERSORES FOTOVOLTAICOS
DE CONEXIÓN A RED CON
POTENCIA IGUAL O SUPERIOR
A 100 kW

Autor: Clara Ormaechea Ballesteros

Tutor: Vicente Salas Merino

Leganés, febrero de 2012

Título: ANÁLISIS COMPARATIVO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED CON POTENCIA IGUAL O SUPERIOR A 100 kW

Autor: Clara Ormaechea Ballesteros

Director: Vicente Salas Merino

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de _____ de 20__ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

AGRADECIMIENTOS

Agradezco poder haber realizado este proyecto, en primer lugar, a mi tutor D. Vicente Salas, ya que me ofreció la posibilidad de abordarlo. Pero más aún porque me ha brindado la posibilidad de conocer, un poco más a fondo, una pequeña parte del mundo que más me impresiona: las energías renovables.

A todos los profesores, en especial a D. J.M. Martínez Tarifa, porque han dado forma a mis conocimientos y han hecho de mí una persona con más ganas de saber, aprender e investigar.

A mi familia, que ha vivido conmigo las alegrías, las penas y mis cambios de humor, pero que nunca me han negado su ayuda ni han dejado que lo malo supusiera un problema, sino una pista para la siguiente vez.

A Antonia Duarte, mi 'hada' madrina. Gracias a su ayuda he llegado a donde estoy y he podido acabar la carrera.

A la voz de mi conciencia, Álvaro, que me ha prestado su ayuda y sus conocimientos para hacerme más fácil cada uno de mis pensamientos y mis dudas.

Y a todas aquellas personas que me han ayudado a seguir adelante en todo momento, sin poner trabas ni obstáculos sino allanando el camino.

Muchas gracias.

RESUMEN

Este proyecto pretende analizar, de la manera más completa posible, un inversor fotovoltaico de conexión a red.

Para ello, se comenzará señalando la situación actual de la energía fotovoltaica en el mundo, Europa y España, y se formulará una hipótesis de cuál será la situación en un futuro próximo.

A continuación, se describirá qué es una instalación fotovoltaica y cómo podemos clasificarla en función de sus aplicaciones. Dentro de esa clasificación, se prestará una mayor atención a las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, como modelo de instalación que más avances ha sufrido en los últimos años.

Para poder analizar de manera exhaustiva el funcionamiento y comportamiento de un inversor fotovoltaico, se precisa determinar de qué consta una instalación fotovoltaica. Esto nos introduce en el capítulo 4, en el cual se detallarán cada uno de los bloques funcionales que intervienen en la producción de energía eléctrica. De todos los que se verán en este capítulo, son de mayor importancia el bloque generador, como sistema que recibe la energía solar, y el bloque de conversión, en el cual se encuentra el inversor y que realiza la transformación de la energía captada del sol en una energía adecuada para verter a la red. En este mismo capítulo se enumerarán los posibles defectos que pueden producirse en un sistema fotovoltaico, así como los aparatos de maniobra necesarios para limitarlos, ya que son requisito indispensable para mantener una instalación segura y fiable.

En último lugar, en el capítulo 5 se llevará a cabo un análisis comparativo de los principales parámetros en un inversor fotovoltaico (parámetros de entrada CC, parámetros de salida CA, parámetros mecánicos, sistemas de control y protecciones) comparando varios modelos de 13 fabricantes nacionales e internacionales. Esto nos proporcionará unos datos y unos resultados que se irán analizando a lo largo del capítulo y se verán reflejados en la conclusión final.

ABSTRACT

This project aims to analyze, as fully as possible, a photovoltaic inverter for grid connection.

To do this, it starts pointing out the current status of photovoltaic in the world, Europe and Spain, and formulates a hypothesis of what the situation is in the near future.

Then, it describes what a photovoltaic system is and how we can classify it according to their applications. Within this classification, special attention will be paid to grid-connected photovoltaic systems, as the installation model that has progressed the most in recent years.

In order to comprehensively analyze the function and performance of a photovoltaic inverter, it is required to determine what comprises a photovoltaic system. This introduces us in Chapter 4, which will detail each of the function blocks involved in the production of electrical energy. The most important ones are the generator block, as a system that receives solar energy, and the conversion block, in which the inverter transforms captured solar energy into an adequate energy to pour into the network. This chapter will list the possible defects that can occur in a photovoltaic system as well as the necessary protection devices to limit them since they are indispensable to maintain a safe and reliable installation.

Finally, Chapter 5 will perform a comparative analysis of key parameters in a photovoltaic inverter (DC input parameters, AC output parameters, mechanical parameters, control and protection systems), by comparing various models of 13 national and international manufacturers. This will give us some data and results that will be analyzed throughout the chapter and will be reflected in the final conclusion.



ÍNDICE DE FIGURAS

II. INTRODUCCIÓN

Figura 1: Esquema de las aplicaciones fotovoltaicas.....	3
Figura 2: Esquema de recursos energéticos.....	4
Figura 3: Mapamundi de irradiancia.....	5
Figura 4: Evolución de la potencia acumulada en el mundo hasta 2010.....	6
Figura 5: Mapamundi europeo de irradiancia.....	7
Figura 6: Potencia acumulada en la EU durante 2010.....	8
Figura 7: Mapa español de irradiancia.....	9
Figura 8: Células de concentración y lámina delgada.....	10
Figura 9: Potencia instalada y acumulada por año.....	11
Figura 10: Previsión de la distribución de energía FV en distintos países del mundo.....	12
Figura 11: Previsión de la distribución de energía FV en los países de Europa.....	13
Figura 12: Historia del mercado español y pronóstico para el 2014.....	13
Figura 13: Energía anual (MWh) y potencia acumulada (MW) por años.....	14

III. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Figura 1: Esquema de aplicaciones fotovoltaicas en sistemas aislados.....	20
Figura 2: Esquema de aplicaciones fotovoltaicas en sistemas conectados a red.....	21
Figura 3: Instalación fotovoltaica del Vaticano.....	23
Figura 4: Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red.....	24

IV. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

Figura 1: Componentes de una instalación fotovoltaica.....	28
Figura 2: Tipos de células fotovoltaicas.....	30
Figura 3: Semiconductor unión P-N.....	31
Figura 4: Esquema del efecto fotovoltaico.....	32
Figura 5: Irradiancia a lo largo de un día.....	34
Figura 6: Curva característica I-V.....	35
Figura 7: MPPs en distintas curvas características I-V.....	36
Figura 8: MPPs en distintas curvas características P-V.....	36
Figura 9: Estructura del generador fotovoltaico.....	39
Figura 10: Diagrama de un generador FV. Sistema dividido en dos subsistemas con múltiples ramas conectadas en paralelo.....	41
Figura 11: Esquema de aislamiento galvánico en baja frecuencia.....	47
Figura 12: Esquema de aislamiento galvánico en alta frecuencia.....	47
Figura 13: Esquema sin aislamiento galvánico.....	48
Figura 14: Esquema de un inversor central.....	48
Figura 15: Esquema de un inversor modular.....	48
Figura 16: Esquema de inversores integrados en módulos FV.....	49
Figura 17: Funcionamiento del algoritmos de perturbación y observación.....	50
Figura 18: Diagrama de flujo del algoritmo P&O.....	51
Figura 19: Diagrama de flujo del algoritmo de Conductancia Incremental.....	52
Figura 20: Rendimiento de un inversor según su aislamiento galvánico.....	53



Figura 21: Rendimiento de una instalación fotovoltaica según la potencia de salida (Pac) y su tensión en el punto de máxima potencia	56
Figura 22: Corriente continua	63
Figura 23: Corriente alterna	63

V. ANÁLISIS COMPARATIVO

Figura 1: Ejemplo de configuraciones de conexión a red: central y modular	84
Figura 2: Inversor modular	84
Figura 3: Esquema eléctrico de un inversor modular con cuatro módulos en paralelo.....	85
Figura 4: Módulo de 350 kW del inversor modular Aurora Ultra 1400 kW	86
Figura 5: Inversor con puente de tiristores.....	86
Figura 6: Distribución de transformadores según su aislamiento galvánico.....	87
Figura 7: Tensión frente a potencia, de salida, según el tipo de aislamiento galvánico	88
Figura 8: Esquema eléctrico de un inversor con aislamiento galvánico LF. Fabricante: INGETEAM	88
Figura 9: Esquema eléctrico de un inversor con aislamiento galvánico LF. Fabricante: SUNGROW	89
Figura 10: Esquema eléctrico de un inversor sin transformador de aislamiento galvánico. Fabricante: INGETEAM	89
Figura 11: Esquemas eléctricos de un inversor sin transformador de aislamiento galvánico. Fabricante: SUNGROW	90
Figura 12: Corriente máxima y tensión máxima.....	92
Figura 13: Corriente máxima vs. Potencia máxima de entrada	93
Figura 14: Mínima tensión de MPP vs. Potencia nominal de entrada	94
Figura 15: Máxima tensión de MPP vs. Potencia nominal de entrada.....	95
Figura 16: Mínima y máxima tensión MPPT vs. potencia nominal de entrada	96
Figura 17: Tensiones mínima y máxima nominales y de MPP frente potencia nominal de entrada.....	97
Figura 18: Potencia umbral vs. potencia nominal de entrada	98
Figura 19: Corriente y tensión nominales de salida.....	101
Figura 20: Tensión mínima MPPT vs. Potencia nominal de salida	102
Figura 21: Tensión máxima MPPT vs. Potencia nominal de salida	103
Figura 22: Tensiones mínima y máxima de MPPT vs. Potencia nominal de salida	104
Figura 23: Tensión nominal de salida frente a potencia nominal de salida	105
Figura 24: Tensiones nominal AC, mínima y máxima de MPPT frente a potencia nominal de salida	106
Figura 25: Tensiones mínima y máxima del MPPT para potencias nominales de entrada y salida	107
Figura 26: Tensiones mínima y máxima de MPPT frente a la potencia máxima de entrada y de salida	108
Figura 27: Tensiones nominales DC-AC frente a potencia nominal de salida	109
Figura 28: Corrientes nominales DC-AC frente a potencia nominal de salida.....	110
Figura 29: Rendimiento máximo frente a la potencia nominal de salida.....	112
Figura 30: Rendimiento máximo de inversores sin transformador de aislamiento (TL) respecto a sus potencias nominales de salida, AC.....	113
Figura 31: Rendimiento de inversores con transformador de aislamiento de baja frecuencia (LF) frente a sus potencias nominales de salida, AC.....	114
Figura 32: Rendimiento europeo frente a potencia nominal de salida AC	115
Figura 33: Rendimiento europeo de inversores sin aislamiento galvánico frente a sus potencias nominales de salida, AC	116



Figura 34: Rendimiento europeo de inversores con transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia (LF) frente a sus potencias nominales de salida	117
Figura 35: Rendimientos máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida	118
Figura 36(a)(b): Volumen frente a potencia nominal AC	121
Figura 37(a)(b): Peso de inversores según aislamiento galvánico frente a la potencia nominal AC	123
Figura 38: Concentración de datos según el nivel de protección: Código IP	125
Figura 39: Red de comunicaciones y monitorización en un inversor	128
Figura 40: Componentes internos. Parte delantera	130
Figura 41: Componentes internos. Parte trasera	131
Figura 42: Curvas de sobrecorriente	132
Figura 43: Esquema de distribución TN-S	133
Figura 44: Esquema de distribución TN-C	134
Figura 45: Esquema de distribución TT	134
Figura 46: Esquema de distribución IT	134
Figura 47: Esquema eléctrico de un inversor. Protecciones	136
Figura 48: Clasificación de sustancias químicas activas	137
Figura 49: Clasificación de sustancias mecánicamente activas	138
Figura 50: Clasificación de condiciones climáticas	138





INDICE

I. OBJETIVOS.....	1
II. INTRODUCCIÓN.....	3
1. Energía solar fotovoltaica: Historia y aplicaciones	3
2. Energía solar fotovoltaica: Ventajas	3
3. Escenario energético actual	4
4. La energía fotovoltaica en el mundo	5
5. La energía fotovoltaica en Europa.....	7
6. La energía fotovoltaica en España.....	9
7. Futuro de la energía solar fotovoltaica	11
8. Resumen de datos más relevantes	15
Referencias	16
III. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	17
1. Introducción.....	17
2. Tipos de instalaciones fotovoltaicas	17
2.1. Instalaciones fotovoltaicas en el espacio	17
2.2. Instalaciones fotovoltaicas terrestres	18
3. Instalación fotovoltaica conectada a red.....	22
3.1. Sistemas fotovoltaicos en edificios	22
3.2. Huertos solares o centrales eléctricas fotovoltaicas	23
4. Las instalaciones solares fotovoltaicas y las TICs.....	25
Referencias	26
IV. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED: BLOQUES FUNCIONALES	27
1. Introducción.....	27
2. Bloque de generación	29
2.1. La célula fotovoltaica	29
2.2. Fundamentos físicos.....	31
2.3. Parámetros eléctricos	33
2.4. Seguimiento mecánico del punto de máxima potencia	37
2.5. Estructura del generador fotovoltaico.....	39
3. Bloque de cableado.....	42
4. Bloque de conversión	43
4.1. El inversor	43
4.2. Características de los inversores para instalaciones conectadas a red	45
4.3. Seguimiento del punto de máxima potencia	49
4.4. Rendimiento del inversor	53
4.5. Rendimiento de una instalación fotovoltaica.....	54
4.6. Pérdidas energéticas	57
5. Bloque de control	60
5.1. Sistemas manuales.....	60
5.2. Sistemas computarizados.....	60
6. Bloque de carga	62
7. Bloque de sistemas auxiliares.....	62



8. Protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas	62
8.1. Corriente continua	62
8.2. Corriente alterna	63
8.3. Protecciones eléctricas	64
8.3.1. Defectos en una instalación fotovoltaica	65
8.3.2. Aparatos de maniobra en una instalación	68
8.3.3. Transformador de aislamiento galvánico	71
8.3.4. Condiciones de empleo	71
Referencias	73
V. ANÁLISIS COMPARATIVO	75
1. Introducción	75
2. Inversores	76
2.1. DELTA ELECTRONICS	76
2.2. GAMESA ENERTRÓN	76
2.3. GREENPOWER	77
2.4. INGETEAM	77
2.5. JEMA	78
2.6. KACO	78
2.7. POWER ELECTRONICS	78
2.8. POWER-ONE	79
2.9. REFUSOL	79
2.10. SIEMENS	80
2.11. SMA	80
2.12. SPUTNIK-SOLARMAX	81
2.13. SUNGROW	81
2.14. TABLA INVERSORES	82
3. Configuración de los inversores	84
4. Parámetros de entrada, DC	91
4.1. Tensión máxima frente a corriente máxima	92
4.2. Tensión y corrientes máximas frente a potencia máxima	93
4.3. Tensiones de entrada	94
4.4. Potencia umbral	98
4.5. Conclusión	99
5. Parámetros de salida, AC	100
5.1. Tensión y corriente nominales	101
5.2. Tensión mínima, máxima y nominal respecto a la potencia nominal de salida	102
5.3. Tensiones mínimas y máximas de MPPT respecto a potencias de entrada y salida	107
5.4. Tensiones nominales de entrada y salida respecto a potencia nominal de salida	109
5.5. Corrientes nominales y máximas de entrada y salida respecto a la potencia nominal de salida	110
5.6. Rendimiento máximo respecto a la potencia nominal de salida	111
5.7. Rendimiento europeo respecto a la potencia nominal de salida	115
5.8. Rendimiento máximo y europeo respecto a la potencia nominal de salida	118
5.9. Conclusión	119
6. Parámetros mecánicos	121
6.1. Volumen respecto a potencia nominal de salida	121
6.2. Peso frente a potencia nominal de salida según el tipo de aislamiento galvánico	123
6.3. Códigos IP	124
6.4. Conclusión	126
7. Sistemas de control	127
8. Protecciones	129
8.1. Conclusión	139
Referencias	140



VI. NORMATIVA	143
1. NORMAS UNE-EN	143
2. NORMAS IEC.....	144
3. REALES DECRETOS E INSTRUCCIONES TÉCNICAS.....	144
4. CERTIFICADOS	145
VIII. CONCLUSIONES.....	147
VIII. ANEXOS.....	151
Anexo I: Terminología	151
Anexo II: Inversores. Tablas de protecciones	161



I. OBJETIVOS

Una primera visión global de este proyecto consiste en realizar un análisis de aquellos sistemas, componentes y variables que forman parte de una instalación fotovoltaica de conexión a red.

Para ello, se comenzará con un estudio de cada uno de los componentes que forman parte de una instalación fotovoltaica de conexión a red. Como primer equipo está el generador fotovoltaico. Este sistema se encarga de recibir la energía solar y transformarla a parámetros eléctricos que pueda entender un inversor. Del generador se analizarán su estructura, su funcionamiento y sus parámetros eléctricos, ya que cada una de esas variables influirá de una determinada manera en toda la instalación.

Sin embargo, el principal objetivo recae sobre el estudio de los inversores, que no se basa en el análisis de su electrónica de potencia sino de sus parámetros y componentes, de un modo más físico.

El inversor fotovoltaico es el equipo que conecta el generador fotovoltaico con la red eléctrica, e interviene modificando los parámetros de su entrada hasta adaptarlos a las variables de salida. La importancia de éste reside en la relación que se establece entre su funcionamiento y el del generador para obtener un resultado máximo y óptimo a la salida. En otras palabras, se tendrá en cuenta el seguimiento del punto de máxima potencia como variable que facilitará la obtención de una potencia máxima para el vertido a red. Además, se estudiará si existe alguna otra relación notable entre los parámetros de entrada y salida del inversor.

En el estudio previsto, también se incluirá una búsqueda que todos los elementos que forman parte del equipo de protección del inversor y, por consiguiente, de la instalación fotovoltaica. Este apartado es importante porque, a simple vista, es menos intuitivo y, sin embargo, es de vital importancia para que el inversor ofrezca un comportamiento seguro y proporcione a la instalación un funcionamiento fiable. En cualquier caso, siempre se verificará el cumplimiento de normativas nacionales, internacionales y reglamentos.

Para elaborar este proyecto de la manera más efectiva posible, se contará con una herramienta informática, PVsyst, que proporcionará todos los datos de las variables en estudio, y se recopilarán fichas técnicas y manuales de usuario e instrucciones de cada uno de los modelos de los fabricantes seleccionados para el mismo.

II. INTRODUCCIÓN

1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: HISTORIA Y APLICACIONES.

La energía solar fotovoltaica se basa en la energía que transmiten los fotones de la luz solar a los átomos de unos materiales llamados semiconductores. Cuando esos átomos reciben la energía del fotón, entran en movimiento generando electricidad.

Este proceso de transmisión de energía se conoce como efecto fotovoltaico y se observó por primera vez en el siglo XIX, pero fue a mediados del XX cuando se comenzó a investigar sobre el objetivo de generar energía aprovechable.

Esta energía comenzó empleándose para alimentar satélites espaciales ya que requerían energía una vez puestos en órbita. Esto dio paso al uso terrestre y, a día de hoy, la energía solar fotovoltaica se emplea para iluminación, bombeo de agua, aplicaciones agrarias, instalaciones de comunicación, señalización, vehículos experimentales, juguetes, componentes electrónicos y conexión de instalaciones a la red eléctrica.

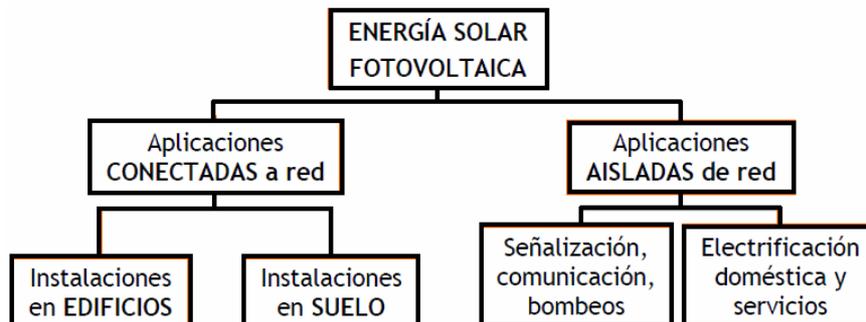


Figura 1: Esquema de las aplicaciones fotovoltaicas

2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: VENTAJAS

La utilización de este tipo de energía en tantos sectores industriales nos hace pensar en cuáles son las ventajas [1].

El panorama actual en el que se está desarrollando la energía fotovoltaica ofrece más de un área en la que su uso resulta ventajoso.

La energía fotovoltaica es limpia, no emite dióxido de carbono (CO₂) lo que ayuda a disminuir el efecto del cambio climático, y su fuente de energía, el sol, es un recurso inagotable, aspectos que favorecen al cuidado del medio ambiente. Fomenta la independencia energética del país dado que su producción es local, y colabora en la sostenibilidad de algunos dispositivos como el transporte sostenible.

Favorece la creación de empleos sostenibles y limpios, a la vez que permite el desarrollo económico de aquellas zonas en las que se implanta. Es una energía rentable ya que las instalaciones fotovoltaicas reciben subvenciones y, además, su combustible es gratuito una vez realizada la inversión inicial, lo que nos permite ahorrar costes de suministro. En resumen, la energía solar fotovoltaica es una inversión limpia, segura y rentable.

3. ESCENARIO ENERGÉTICO ACTUAL

La evolución de toda sociedad depende de la disponibilidad y consumo energético, por lo que la energía debe considerarse un factor principal para el desarrollo y crecimiento económico. Tal y como podemos observar en la sociedad actual, una crisis energética supone una crisis económica. Por ello, debe realizarse un uso eficaz y responsable de la energía, de tal forma que permita la satisfacción de nuestras necesidades sin poner en compromiso las posibilidades de satisfacción de las generaciones futuras. Es decir, debe buscarse la sostenibilidad energética.

Sin embargo, estamos acostumbrados a hacer un mal uso de energía debido a la amplia disponibilidad y a la facilidad de acceso a la misma por su bajo coste. Esto marca la diferencia entre los países desarrollados y los que están en vías de desarrollo, pues en éstos últimos se llevan a cabo controles de consumo mediante el racionamiento de energía y el establecimiento de tarifas de consumo, por lo que la energía se convierte en un bien escaso y muypreciado.

Esta distinción es una de las desventajas del uso de energía cuya materia prima procede de fuentes de energía no renovables, como el carbón, el petróleo y el gas natural, cercanas a la escasez. El reparto tan desigual que tienen algunos de los recursos energéticos, limita su distribución geográfica y genera conflictos geopolíticos. Pero, por otro lado, el desarrollo de una nueva fuente de energía supone grandes cambios en infraestructuras y, por tanto, grandes inversiones de dinero.

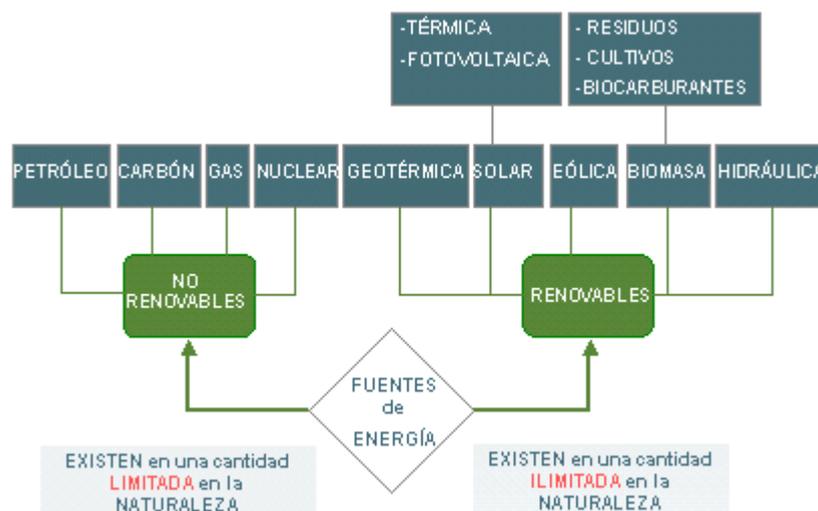


Figura 2: Esquema de recursos energéticos

La diversificación de las fuentes de energía renovable proporciona amplias posibilidades, teniendo en común la utilización de materias primas inagotables, extraídas de la naturaleza, sin producir residuos que afecten al ser humano o al medio ambiente, ya sea a corto o a largo plazo.

4. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

El mercado de la energía solar fotovoltaica crece a pasos agigantados. La industria fotovoltaica mundial, principalmente en Europa, Estados Unidos, China y Japón, realiza potentes inversiones para las nuevas tecnologías e instalaciones de producción.

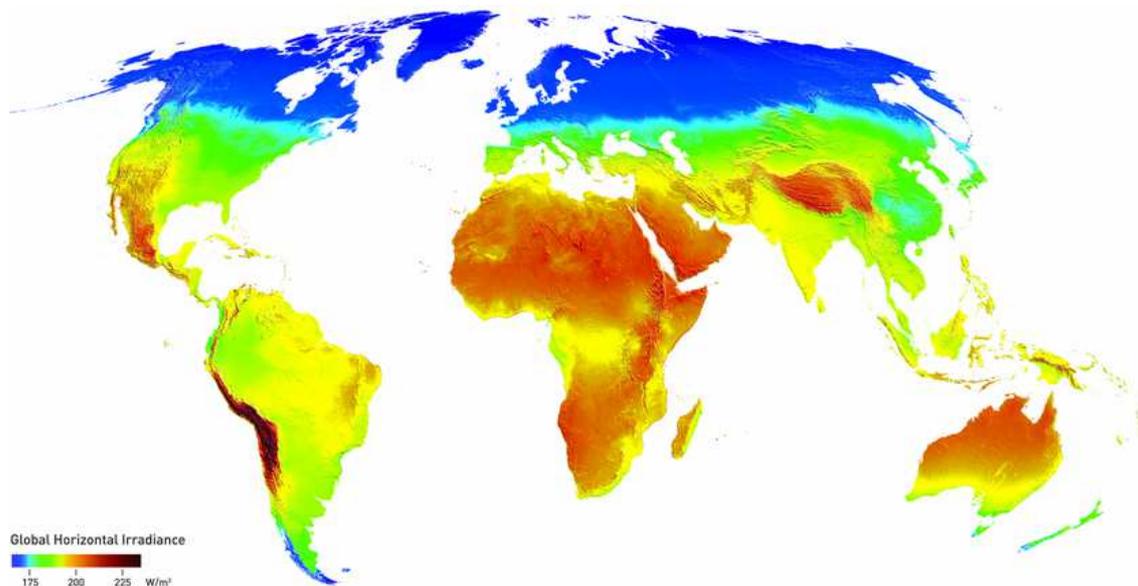


Figura 3: Mapamundi de irradiancia. Fuente: 3TIER

En comparación con otros recursos renovables, como el eólico, la radiación solar es el recurso energético renovable más equitativamente repartido a nivel mundial.

En el año 2007, la energía fotovoltaica conectada a la red fue la fuente energética con mayor crecimiento, un 83% hasta alcanzar una capacidad instalada total de 8,7 GW. Aproximadamente la mitad de esta producción se le debe a Alemania, considerada la potencia fotovoltaica mundial, a pesar de no caracterizarse por la radiación solar que recibe, seguida de Japón.

La mayor planta solar fotovoltaica se encuentra en Beneixama (Alicante-España) con una potencia de 20MW. Al sur de Portugal, en una de las zonas más soleadas de Europa, se está construyendo una instalación de 11 MW. En Norteamérica, la mayor instalación fotovoltaica está en Nellis y genera 18 MW.

Sin embargo, desde 1991, la mayor planta solar es la del Desierto de Mohave, en California, con 324 MW de potencia instalada y que utiliza colectores cilindro-parabólicos.

A finales del 2010 [2], la potencia acumulada en el mundo era de 40.000 MWp aproximadamente, de los cuales un 72% (29.000 MWp) se localizan en la UE. Para los próximos años se espera un crecimiento continuo a nivel mundial.

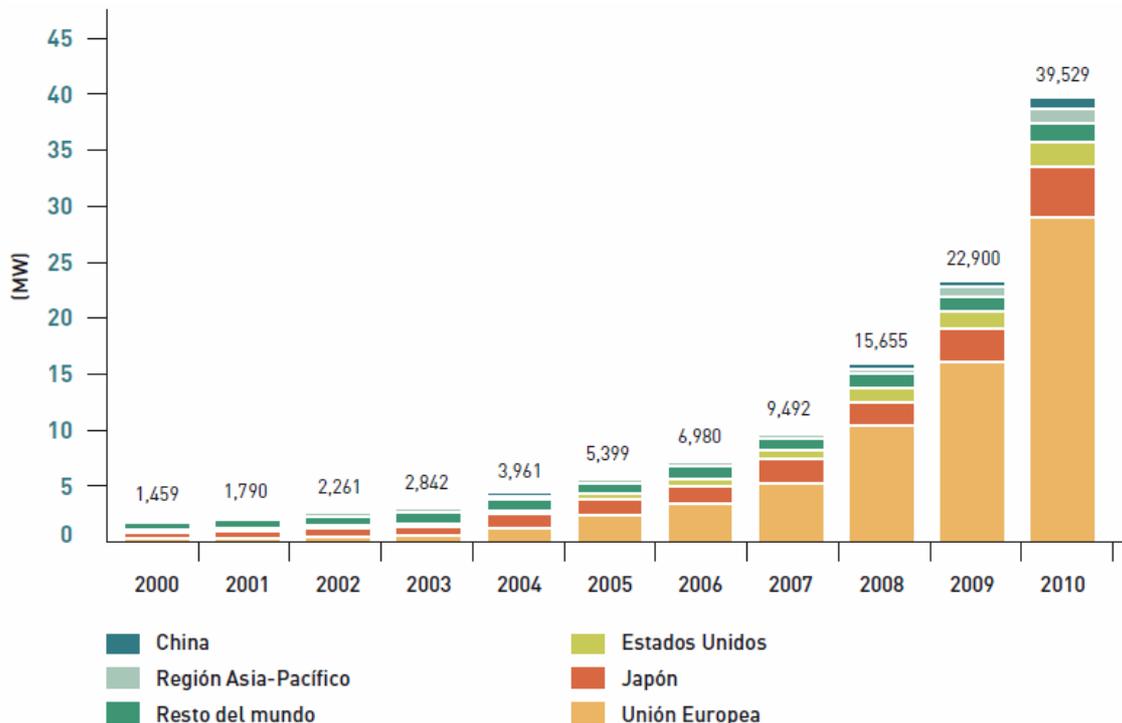


Figura 4: Evolución de la potencia acumulada en el mundo hasta 2010. Fuente: IDAE

Las tres áreas de mayor interés, en lo relativo a potencia instalada son Europa, con especial atención a Alemania y España (con más del 52% de la potencia instalada mundial), Japón y EE.UU. Japón con 3.622 MW y EE.UU con 2.727 MW, aproximadamente, representan el 9% y 6,80% respectivamente de la potencia mundial.

En la figura 4 se observa la evolución histórica de la potencia acumulada, haciéndose evidente un crecimiento exponencial.

A corto plazo se prevé que esta distribución se mantenga, a pesar de que haya países que empiezan a despuntar, lo que supondría que el peso de los países con más potencia no será tan relevante como en la actualidad.

5. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EUROPA

Es innegable que el empleo de las energías renovables es indispensable para reducir las emisiones por efecto invernadero, diversificar el suministro de energía y reducir la fuerte dependencia actual al mercado de los combustibles fósiles.

En Europa se reconoce la importancia de este hecho, por ello se ha fijado un objetivo de consumo de energía final del 20% para el año 2020. En este punto, la energía solar fotovoltaica tiene un papel muy importante para conseguir el objetivo ya que, según un estudio publicado por la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA) [3], podría cubrir hasta un 12% de las necesidades eléctricas para el año fijado.

La UE ha reconocido el potencial de la energía fotovoltaica por lo que ha establecido medidas de fomento, cuyo objetivo es incentivar el desarrollo de aplicaciones con este tipo de energía y eliminar la barrera competitiva que existe entre las tecnologías renovables y las basadas en combustibles fósiles.

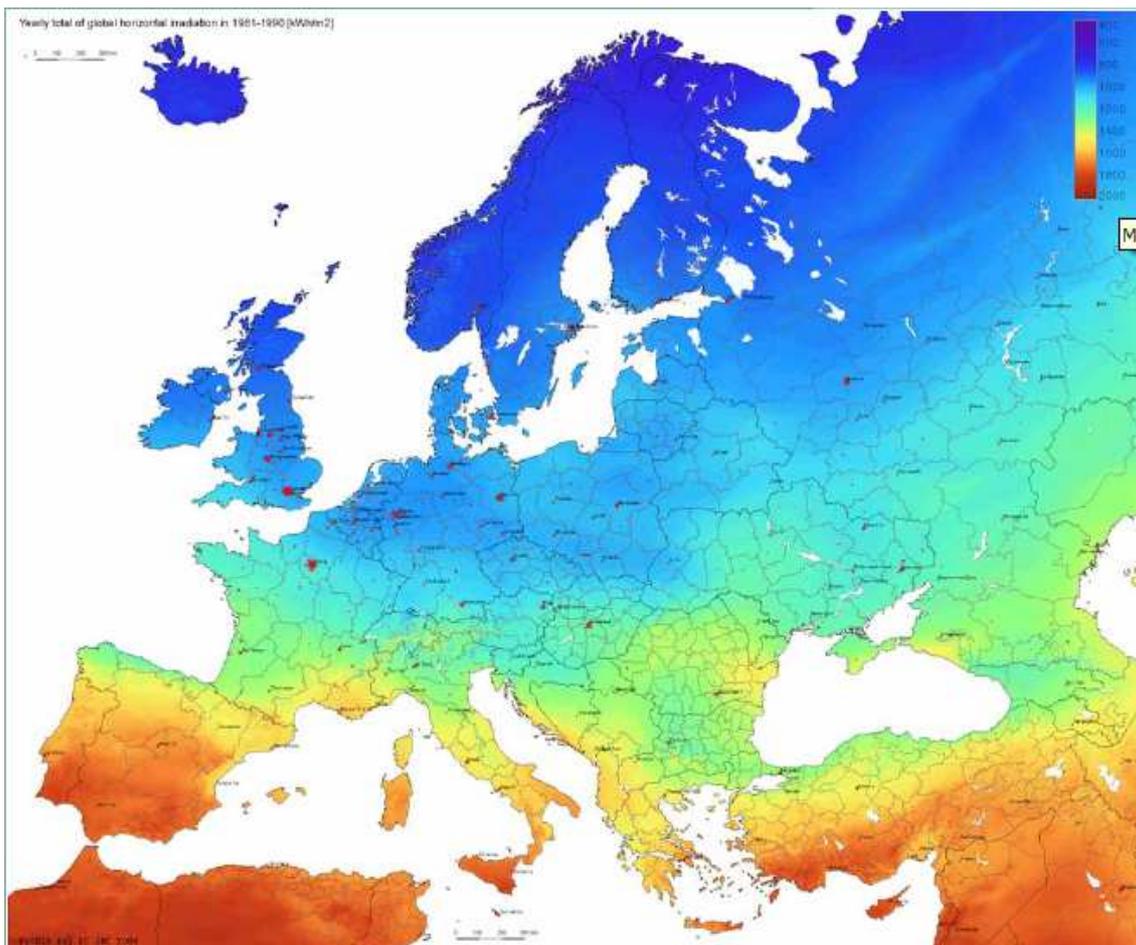


Figura 5: Mapa europeo de irradiancia. Fuente: IDAE

A pesar de ello, en 2009, la Unión Europea aumentó su capacidad energética total en 27,5 GW, de los cuales el 21% procedía del sector fotovoltaico (5,8 GW), potencia que representa un 70% de la energía fotovoltaica mundial instalada.

La potencia instalada a finales de 2010 ascendía a 29.327MWp, repartidos entre 29.173 MWp de instalaciones conectadas a red y 154 MWp de instalaciones aisladas.

Alemania es el país de la UE con mayor potencia acumulada (17.370 MW instalados en 2010), dominando el mercado europeo con una representación del 59%. España con 3.787 MW es el segundo país con mayor potencia instalada.

Entre el resto de países destacan Italia, República Checa, Bélgica y Francia que estudian políticas de desarrollo semejantes a los países líderes. Cabe destacar que el gobierno italiano establece una prima fija adicional al precio de mercado de la energía. Ésta varía según el nivel de integración de la instalación y es válida durante los primeros 20 años de explotación. Por tanto, el crecimiento del sector fotovoltaico en Italia se asienta bajo las premisas de incentivos y la simplificación de trámites administrativos.

Estas políticas consiguieron que Italia instalara 711 MW en 2009 y tuviera un total acumulados, en 2010, de 3.478 MW.

La siguiente figura muestra las potencias acumuladas por los países europeos durante el 2010:

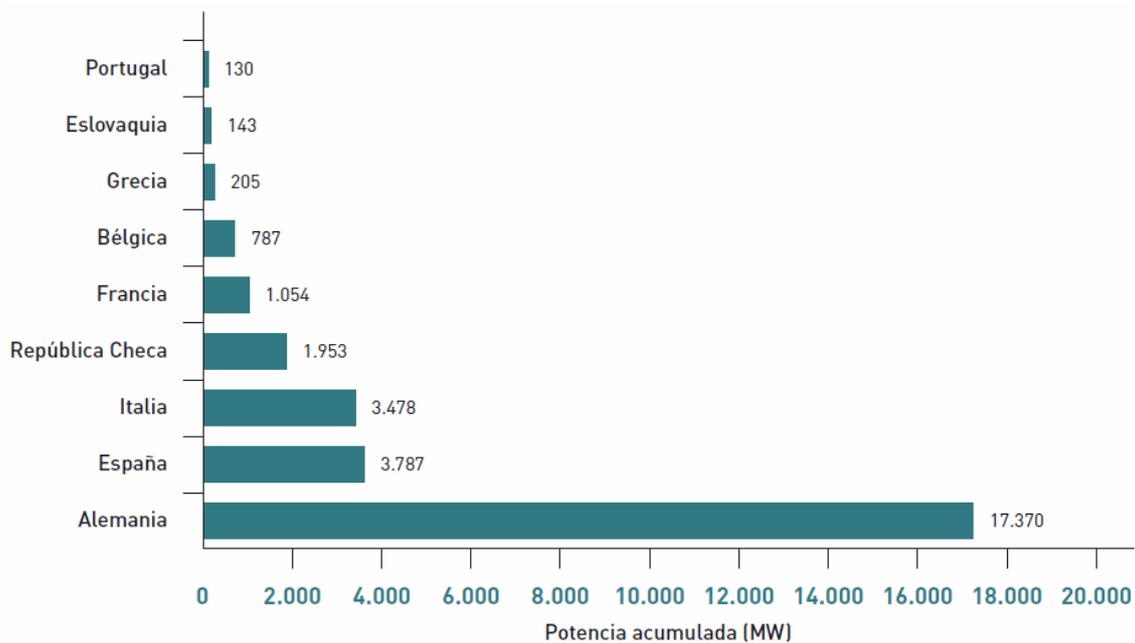


Figura 6: Potencia acumulada en la UE durante 2010. Fuente: IDAE

6. LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

La energía solar fotovoltaica ha vivido una gran expansión en España. Debido a la política de incentivos económicos y a la seguridad de inversión, en 2008 nos convertimos en la primera potencia fotovoltaica, con mayor potencia instalada.

La alta rentabilidad que ofrecía originó un crecimiento descontrolado que el gobierno español intentó frenar cambiando la legislación vigente, disminuyendo las primas y poniendo trabas administrativas, principalmente a lo que se refiere al sector de huertas solares.

Gracias a su localización y su climatología, España es uno de los países europeos donde la irradiación es más abundante. La principal ventaja es su reparto prácticamente homogéneo, lo que permite distribuir la potencia instalada en torno a las grandes zonas de consumo. Esto facilita el ahorro en los costes de infraestructuras de transporte y distribución.

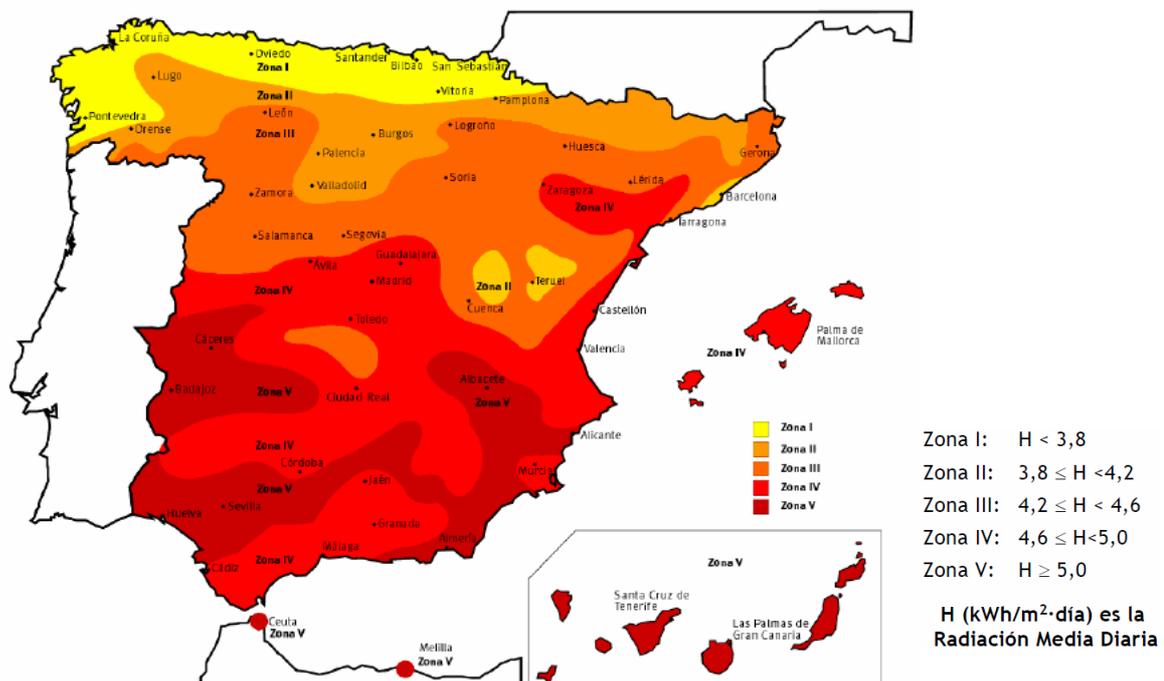


Figura 7: Mapa español de irradiación. Fuente: IDAE

En el sector fotovoltaico, España es uno de los países más desarrollados [4], ocupando el segundo lugar a nivel europeo y el cuarto a nivel mundial, en potencia anual instalada, y en cuanto a la capacidad de fabricación de células, mantiene el segundo puesto a nivel europeo aunque ocupa la sexta posición a nivel mundial.

Las empresas fabricantes de equipos fotovoltaicos [5] invierten alrededor del 7% de su facturación en I+D+i. Este hecho unido al fuerte crecimiento del sector ha permitido situar a las empresas españolas como líderes internacionales en sectores como las células de concentración, la tecnología multicapa o de lámina delgada.



Figura 8: Células de concentración y de lámina delgada

Referente a la potencia instalada, ya en Marzo de 2004, el primer Real Decreto 436/2004 pretendía fomentar la generación de energía mediante recursos renovables e inversión privada.

Para empezar, España impuso unos tímidos objetivos de 380 MW, que tardó en cubrir más de dos años. En ese momento, la prima para los inversores era muy atractiva: 575% del precio medio de la electricidad convencional durante 25 años.

En agosto de 2005 se aprueba el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que exigía crecimientos del 30% durante ese período para cumplir sus objetivos, a pesar de que el crecimiento en los últimos años había sido del 85%.

En 2007, el gobierno anula el RD 436/2004 con el que desvincula el precio que se paga por kWh. generado de energía fotovoltaica y marca un precio fijo que se irá revisando anualmente.

En el año 2008, España instala más de 2500 MW de potencia fotovoltaica, lo que produce un crecimiento del 300% de la potencia instalada en el año anterior. Ese mismo año, el RD 1578/2008 publica las condiciones técnicas y económicas que regularán las nuevas instalaciones fotovoltaicas, imponiendo unos cupos máximos de instalación de 100 MW por trimestre y rebajando la prima a la producción entre el 30 % y el 40%, presentando una tendencia decreciente con el tiempo.

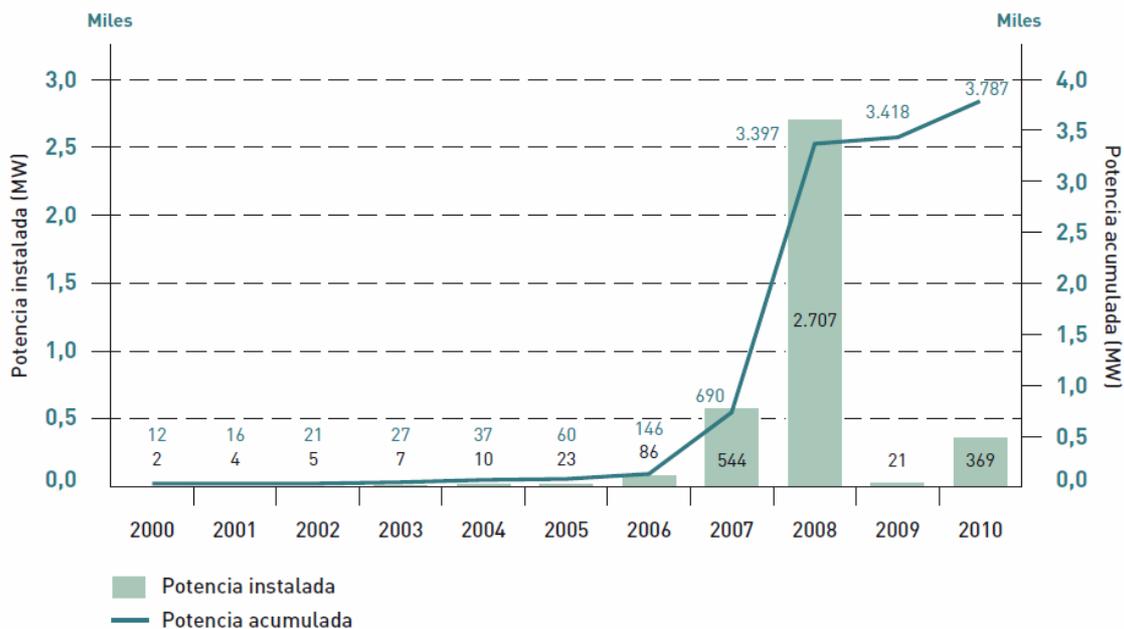


Figura 9: Potencia instalada y acumulada por año. Fuente: IDAE

Para el 2009 se establece un cupo de potencia de 400 MW y un extra de 100 MW. Así mismo, para el 2010, el cupo base es de 413 MW y el cupo extra de 60 MW. A partir del 2011 no existe cupo extra, y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida.

Se establecen dos tipologías de instalaciones: las que se aplican sobre edificaciones y el resto, cada una con sus cupos y tarifas.

La tipología de instalaciones sobre edificaciones contempla dos subgrupos: las menores de 20 kW y las que tienen entre 20 kW y 2 MW. La otra tipología reúne el resto de instalaciones no instaladas sobre edificaciones urbanas y que permite un máximo de 10 MW. Las tarifas van descendiendo un 10% anual según se cubran los cupos asignados.

7. FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Según un estudio realizado por la EPIA, para el año 2020 la energía solar fotovoltaica podría llegar a cubrir hasta un 12% de la demanda de energía en la Unión Europea, lo cual significa que debe ser competitiva hasta en un 76% con otras fuentes de energía del mercado, sin disponer de subvenciones o apoyos externos.

Las expectativas del marco actual en que se encuentra el mercado fotovoltaico se ven truncadas por la fuerte dependencia del marco político de un determinado país [6] [7], ya que los mecanismos de apoyo quedan definidos en las leyes nacionales. Establecer, modificar o hacer desaparecer los regímenes de ayuda tienen una enorme repercusión en la evolución de los mercados e industrias fotovoltaicas.

Basándose en la recopilación de datos fuertemente representativos de la industria fotovoltaica, como centrales eléctricas, asociaciones nacionales o agencias de energía, la EPIA [6] [7] ha determinado dos escenarios para el futuro desarrollo de la industria fotovoltaica.

El *Escenario Moderado*, basado en adoptar un comportamiento conocido como “el mercado de siempre”, con el que se compromete a realizar un seguimiento de las Tarifas de Alimentación referentes a los precios de los sistemas, sin realizar ejecuciones excesivas sobre los mecanismos de apoyo existentes. Con este escenario, el mercado europeo podría alcanzar un crecimiento de 13,7 GW para el 2014.

El otro escenario al que hace referencia es el *Escenario Basado en Políticas*. En este escenario se espera la combinación entre los mecanismos de apoyo, como las Tarifas de Alimentación, y la voluntad política de considerar la energía fotovoltaica como la mayor fuente de energía para los próximos años. Esto lleva implícito la eliminación de barreras administrativas innecesarias y la selección de procedimientos óptimos para conexión a red. Este escenario permitiría la instalación de 30 GW para el 2014.

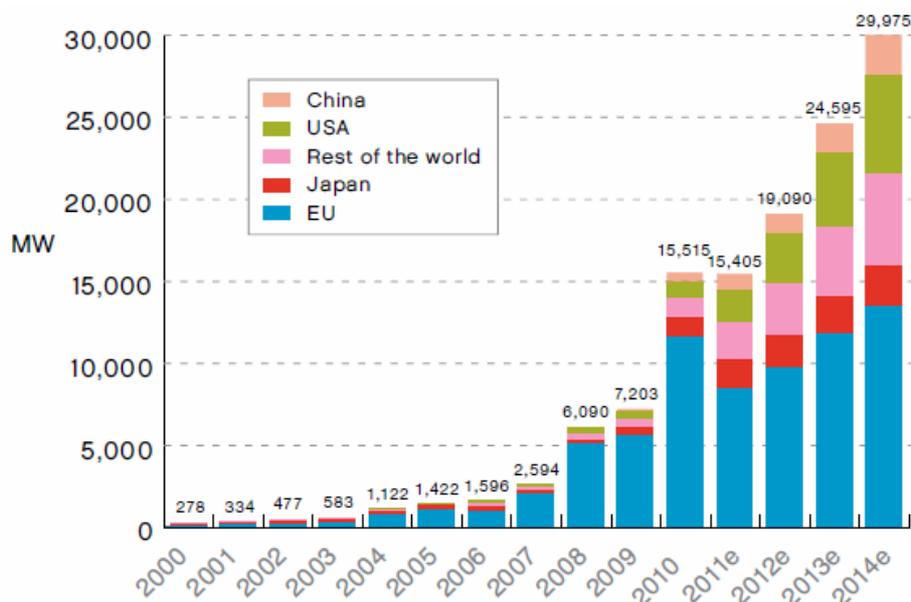


Figura 10: Previsión de la distribución de energía FV en distintos países del mundo. Fuente: EPIA

Con ambas hipótesis, el estudio analiza, por países, el desarrollo histórico del mercado fotovoltaico, las políticas de apoyo y su evolución prevista, los procedimientos administrativos, los objetivos nacionales de energías renovables y el potencial de energía fotovoltaica.

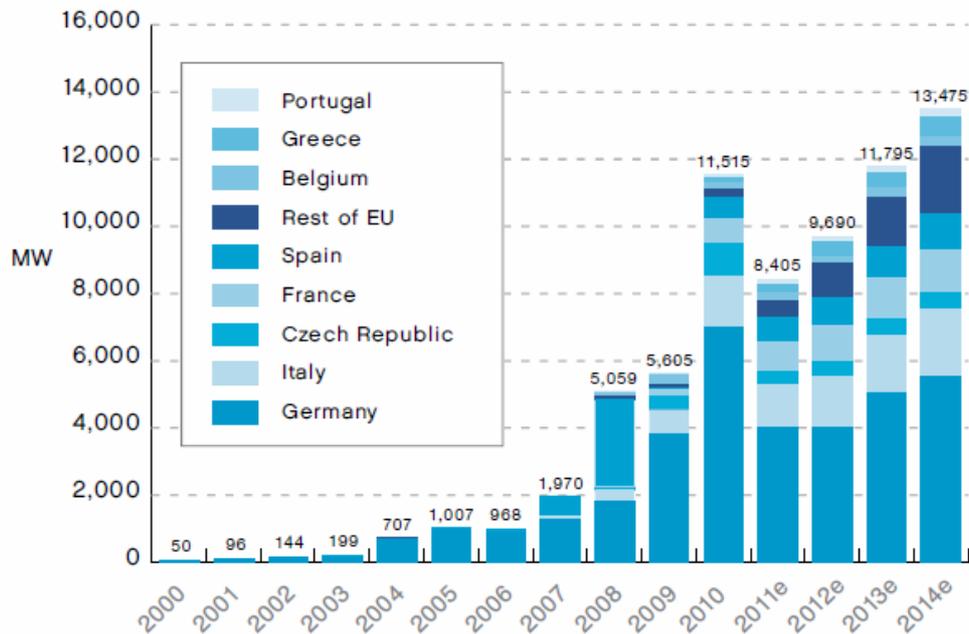


Figura 11: Previsión de la distribución de la energía FV en los países de Europa. Fuente: EPIA

En lo referente exclusivamente a España, EPIA estima que el mercado fotovoltaico alcance cerca de los 700 MW en el 2014, en un escenario moderado. En el escenario basado en políticas, espera la eliminación de barreras que permitan el desarrollo de los mercados de hasta 1 GW.

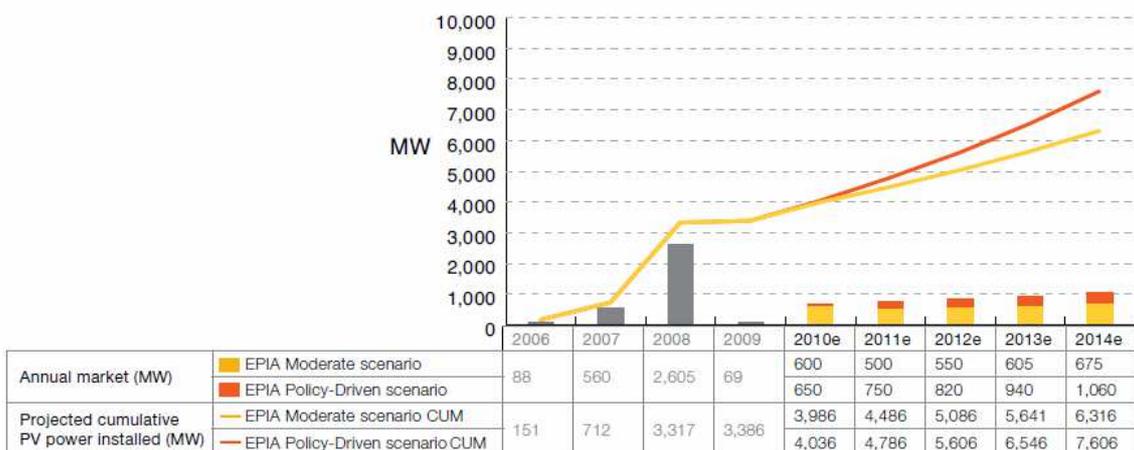


Figura 12: Historia del mercado Español y pronóstico para el 2014. Fuente: EPIA

Todos estos pronósticos darían como resultado, y a un plazo mayor, la siguiente evolución energética:

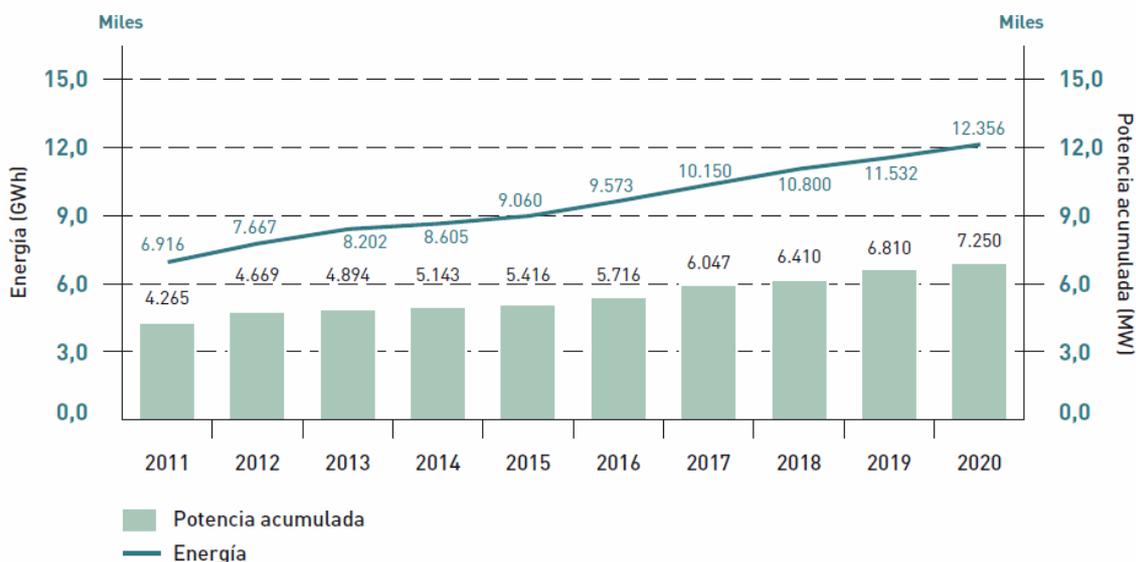


Figura 13: Energía anual (MWh) y potencia acumulada (MW) por años. Fuente: IDAE

Es decir, para el año 2020 se superarían los 12.350 GWh de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España, que se estima de 7.250 MW.

Se espera que el aumento de la eficiencia de los módulos provoque una disminución de la superficie necesaria para las instalaciones, así como un coste menor de la misma, sin aumentar las horas diarias de producción.

Sin embargo, y a pesar de expectativas tan prometedoras, España ya ha experimentado un exceso de capacidad de energía debido a la disminución de la demanda de electricidad correspondiente a la desaceleración de la economía. Esto lleva al gobierno español a reducir el potencial de energía fotovoltaica y otras fuentes de energía renovables, lo que limita el alto potencial de estos mercados para los próximos años, a pesar de la radiación solar y el potencial PV.



8. RESUMEN DE DATOS MÁS RELEVANTES

- Los principales países, según su potencia instalada en 2010, han sido: Alemania (7.408 MW), Italia (2.321 MW), Republica Checa (1.490 MW), Japón (990 MW) y EE.UU (980 MW).
- La potencia mundial instalada en 2010 fue de 16.600 MW, lo que supuso un incremento del 72% de la potencia total acumulada respecto al 2009.
- El 79% de la potencia mundial instalada durante 2010 fue en la UE, con más de 13.240 MW. El mercado alemán es el más representativo, con un 59% dentro del mercado europeo.
- Japón instaló 990 MW durante 2010 lo que les hizo llegar a una potencia instalada total de 3,6 GW.
- EE.UU instaló 980 MW llegando a una potencia total instalada de 2,7 GW.
- Italia, con una potencia total acumulada de 3,4 GW, se convierte en el segundo mercado mundial durante los años 2009 y 2010.
- Aparecen nuevos mercados como China con 520 MW acumulados, e India con 30 MW.



REFERENCIAS

- [1] M. García Villas. *“Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo”*.Capítulo 1. Ingeniería sin fronteras. Centro de información y documentación.
- [2] IDAE: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía. *Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)*.
- [3] EPIA: European Photovoltaic Industry Association.
- [4] IDAE. *“El sol puede ser tuyo. Respuestas a todas las preguntas clave sobre la energía solar fotovoltaica. ”*
- [5] EPIA. *“SOLAR GENERATION 6. Solar photovoltaic electricity empowering the World”*. 2011
- [6] EPIA. *“Global market outlook for Photovoltaics until 2014”*. Mayo 2010.
- [7] EPIA. *“Global market outlook for Photovoltaics until 2015”*. Mayo 2011.

III. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

1. INTRODUCCIÓN

Existen dos fenómenos físicos que permiten convertir la energía procedente del sol en energía eléctrica: el fenómeno termoeléctrico y el fotoeléctrico.

En el primero, la energía eléctrica se produce por el calor obtenido directamente de la radiación luminosa. El segundo fenómeno produce la corriente eléctrica a partir de la energía de la radiación electromagnética.

El efecto termoeléctrico se emplea en aplicaciones muy diferentes para la producción de energía, pero requiere una serie de condiciones que impiden su uso generalizado. El efecto fotoeléctrico tiene más ventajas por su sencillez, modularidad y fiabilidad, por lo que su utilización es más extensa. Puede emplearse en productos de consumo, electrificación de viviendas, bombeo de agua, señalización, comunicación o alumbrado público, entre otros.

Debido al avance tecnológico, las instalaciones fotovoltaicas tienen un alto interés y rentabilidad, lo que favorece su utilización en lugares alejados de la red eléctrica, siendo la mejor opción en términos económicos, operativos y de suministro.

2. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Existe un amplio abanico de aplicaciones y formas de uso de la energía solar fotovoltaica, por lo que es inadecuado hablar de una estructura tipo.

A modo de esquema, se enumeran cada uno de los grupos en los que pueden dividirse los distintos tipos de instalaciones [1] y se detallan brevemente sus aplicaciones.

2.1. Instalaciones fotovoltaicas en el espacio

- Para suministrar energía a ingenios espaciales. Aplicación para todo tipo de satélites, principalmente, los que necesitan captar y acumular energía para utilizarla en los momentos más desfavorables.
- Para producción de energía eléctrica en el espacio, y su consumo en la Tierra.
- Para la producción lunar de energía eléctrica y su posterior consumo en la Tierra.

- Estos dos últimos son procesos en fase experimental, pero que presentan un gran futuro debido a la creciente demanda de energía. Ambos procedimientos constarían de grandes sistemas de captación y no precisarían sistemas de acumulación de gran tamaño, ya que la mayor parte de la energía sería enviada fuera mediante microondas.

2.2. Instalaciones fotovoltaicas terrestres

Este tipo de instalaciones ofrece múltiples aplicaciones [2]. Según las mismas, cabe diferenciar entre instalaciones aisladas y conectadas a la red eléctrica, las cuales se exponen a continuación.

2.2.1. Instalaciones aisladas de la red eléctrica.

Son aquellas que tienen la necesidad de acumular la energía del sol para utilizarla durante las horas nocturnas o en las que hay muy poca irradiación solar. Sin embargo, no todos estos tipos de instalaciones tienen sistemas de acumulación, ya que en algunos casos, o no es necesario, o la acumulación no es exactamente de energía.

Estas aplicaciones pueden dividirse en:

- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para la iluminación de viviendas e instalaciones aisladas. La instalación de un generador fotovoltaico presenta grandes ventajas económicas frente a la red eléctrica convencional, principalmente en situaciones de aislamiento como cabañas, granjas, viviendas de ocupación temporal, sistemas de refrigeración de leche, depuración de agua, etc.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para bombeo de agua. Este tipo de aplicaciones se concentra en zonas rurales y atiende al suministro de agua para consumo e higiene humanos y para tareas agrícolas y ganaderas. Es frecuente el empleo con potencias entre los 400 Wp y los 1400 Wp, permitiendo bombear agua hasta alturas de 60 m sobre el nivel del mar con volúmenes de 75 m³ al día.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica para instalaciones de comunicación, señalización y otros. Este tipo de aplicaciones ofrece la ventaja de precisar un bajo mantenimiento. Como ejemplos de usos están los faros y boyas marinas, sistemas de seguridad aérea, señalización de autopistas, teléfonos de urgencia en las mismas, estaciones meteorológicas, estaciones de medidas medioambientales, repetidores y transmisores de radio y TV, etc.
- Vehículos experimentales. El interés para estas aplicaciones radica en su utilización para pruebas de diversas tecnologías. Sin embargo, un gran ejemplo es el avión Helios, avión experimental de la NASA, no tripulado y propulsado por energía solar, diseñado para vigilar la atmósfera, pudiendo permanecer allí

durante meses. El proyecto Helios se considera una alternativa a los satélites puestos en órbita y presenta una gran variedad de aplicaciones.

- Productos de consumo. En este tipo de aplicaciones, las células solares sustituyen a las pilas convencionales, pues generan corriente continua y la transfieren al circuito, sin emplear sistemas de acumulación. Entre algunos ejemplos están los relojes, calculadoras, juguetes, etc.
- Protección catódica. La protección catódica se aplica principalmente en la protección de puentes, instalaciones marinas, gaseoductos y oleoductos. La protección catódica contra la corrosión, efecto que sufren los metales enterrados bajo tierra o agua, se consigue aplicando una pequeña diferencia de potencial entre el metal y el suelo.
- Sistemas mixtos o híbridos. Combinación de dos o más tecnologías renovables complementarias para aumentar la fiabilidad y las prestaciones de la instalación. Generalmente, fotovoltaica y eólica, o fotovoltaica y minihidráulica.
- Sistemas flexibles. Consisten en sistemas cuyos módulos solares son flexibles y se adaptan a superficies irregulares. Los módulos tienen la particularidad de constar de una base de material plástico sobre la que se deposita el material semiconductor, que puede ser silicio dopado u otro material. El Ejército de los EE.UU lo emplea en distintas aplicaciones: para alimentar los equipos de comunicación, para equipar tiendas y reducir la necesidad de generadores con combustibles, para alimentar ventiladores, luces, radios, etc., y para reducir huellas logísticas como baterías y restos de combustibles.

Como se puede comprobar, esta tecnología ofrece muchas posibilidades. Lo más interesante es la instalación de los módulos solares en los nuevos edificios, reduciendo el coste de la instalación al formar parte del techo, y pudiendo utilizar, sin necesidad de recarga, la mayoría de aparatos de uso cotidiano.

- Aplicaciones en países subdesarrollados. Esta tecnología merece una mención especial en los países en vías de desarrollo, ya que en muchos casos es la única alternativa para poder acceder a la electricidad. Tiene un papel importante en el suministro de medicamentos en áreas remotas, ya que algunos precisan determinadas temperaturas que sólo se pueden conseguir por refrigeración.

El siguiente esquema muestra todas las posibles aplicaciones de la energía fotovoltaica en instalaciones aisladas.

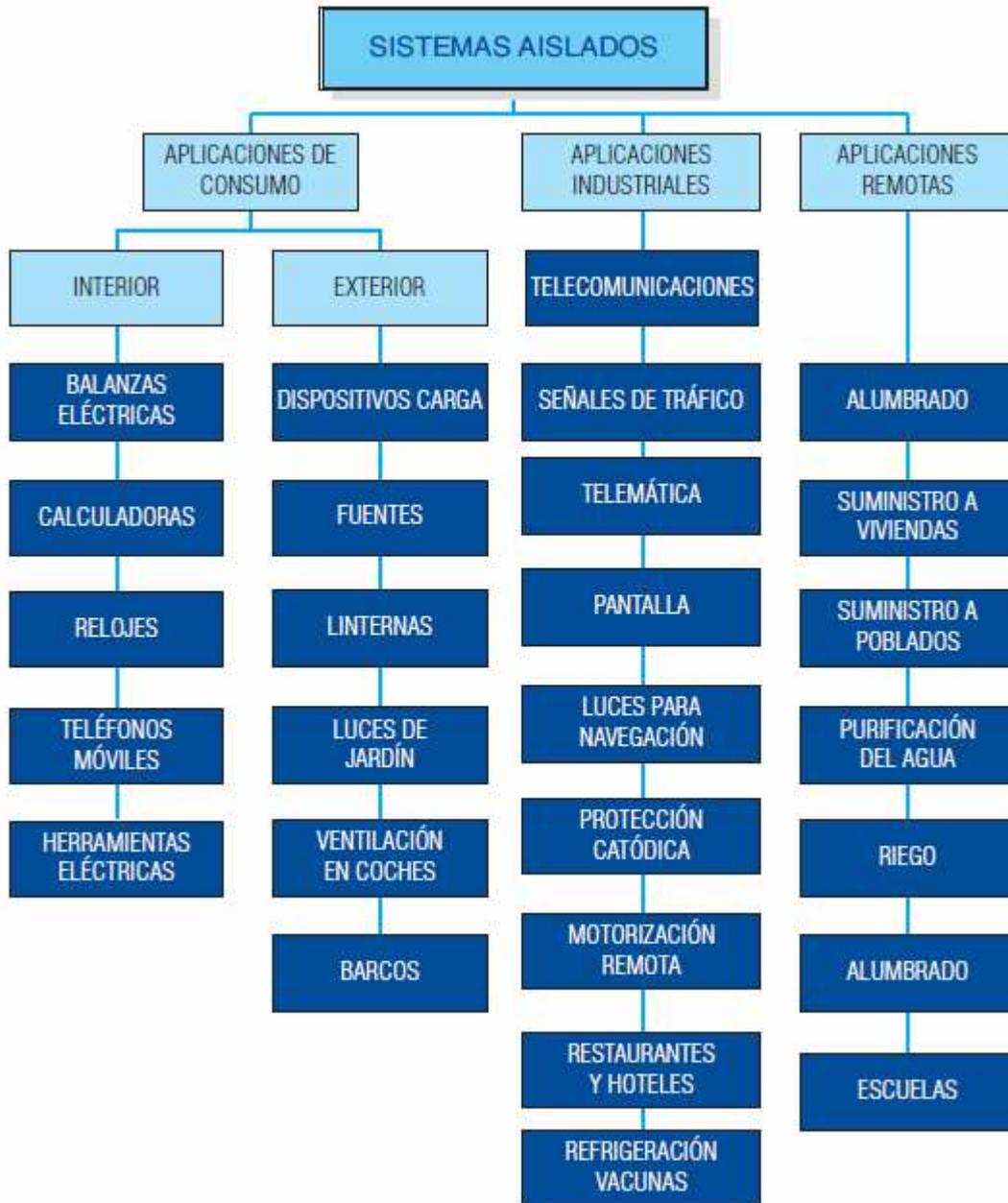


Figura 1: Esquema de aplicaciones fotovoltaicas en sistemas aislados

2.2.2. Instalaciones conectadas a la red eléctrica

Este tipo de instalaciones tiene varias aplicaciones fundamentales:

- Instalaciones de energía fotovoltaica para edificación bioclimática. Son edificaciones que tienen su propio sistema de generación eléctrica mediante módulos solares, y están conectados a la red. A pesar de tomar energía de la red eléctrica durante las horas en la que no hay generación propia, estos sistemas reducen la dependencia energética del exterior y el impacto ambiental del consumo energético de las viviendas e instalaciones donde se aplica. La integración arquitectónica (ver Fig.3) de los módulos convierte a la energía fotovoltaica en el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en entornos urbanos sin provocar efectos ambientales adversos.
- Instalaciones de energía fotovoltaica en edificios, para posterior suministro a la red eléctrica. Son pequeñas centrales de producción de energía, ya que no se puede utilizar la energía producida y verter a la red la energía sobrante, sino que debe volcarse toda la energía producida.
- Centrales eléctricas fotovoltaicas o huertos solares. Este tipo de instalaciones dispone de un sistema de seguimiento del sol en sus módulos, y vierte toda la energía eléctrica producida a la red. Su finalidad es producir energía para que sea consumida en otros lugares.
- Instalaciones de energía fotovoltaica para refuerzo en finales de línea. Se emplean para mejorar el suministro energético en las zonas de final de línea, donde la tensión puede ser más débil y puede sufrirse variaciones en la frecuencia.



Figura 2: Esquema de aplicaciones fotovoltaicas en sistemas conectados a red

3. Instalación fotovoltaica conectada a red

Como se ha venido comentando hasta ahora, existen dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: los sistemas aislados y los conectados a la red.

Aún conociendo la variedad de posibilidades que ofrece el primer tipo de instalaciones, es importante considerar los sistemas conectados a red, ya que pueden ofrecer una diferenciación en Europa, donde los niveles de electrificación están llegando a un nivel de saturación.

La ventaja de esta tecnología fotovoltaica está en la posibilidad de crear una instalación a partir de un gran número de sistemas descentralizados, distribuidos en los puntos de consumo, frente a la instalación en superficies grandes, con lo que se consigue eliminar las pérdidas por transporte.

Se enumeraron anteriormente las aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: instalaciones de energía fotovoltaica para edificación bioclimática, en edificios para posterior suministro a la red eléctrica, para la creación de centrales eléctricas y para refuerzo a finales de línea. Todas estas aplicaciones pueden dividirse en dos grandes subgrupos: los sistemas fotovoltaicos en edificios y las centrales o huertos solares.

3.1. Sistemas fotovoltaicos en edificios.

Los edificios que integran sistemas fotovoltaicos se conocen como Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios (SFIE) [3] o Edificios Fotovoltaicos Conectados a Red (EFCR) (*Building Integrated Photovoltaic Systems, BIPV*). Tienen como función específica entregar toda la energía generada por el sistema a la red eléctrica.

Los primeros EFCR instalados en Europa surgieron al final de los años 80 en Alemania, Austria y Suiza. En España, el primer edificio institucional que funcionó fue el Instituto Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, en 1994. A día de hoy, los edificios fotovoltaicos significan un 42% del total de la energía consumida en Europa.

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centro comerciales, naves industriales...) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera el aumento de instalaciones integradas en tejas y otros materiales de construcción. Estos sistemas fotovoltaicos son de pequeño a mediano tamaño, lo que supone una potencia de 5 kW a 200 kW. aunque a veces se supere este valor y se llegue al orden de los MW.



Figura 3: Instalación fotovoltaica del Vaticano. Fuente: SMA

Otros sistemas pueden reemplazar a los componentes de las fachadas. Las fachadas fotovoltaicas son elementos muy fiables y aportan un diseño moderno e innovador al edificio mientras producen electricidad.

3.2. Huertos o centrales eléctricas fotovoltaicas

Los huertos fotovoltaicos son agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas individuales, pertenecientes a distintos titulares, situados en un terreno o parcela que reúne unas condiciones óptimas para producir energía fotovoltaica.

Los huertos fotovoltaicos ofrecen varias ventajas como:

- El incremento de la rentabilidad del proyecto para cada inversor al abaratar costes en infraestructura, mantenimiento, limpieza, vigilancia y gestión administrativa.
- Los generadores fotovoltaicos se pueden adquirir a precios inferiores debido al volumen de unidades de compra.
- Los pocos efectos medioambientales negativos se concentran en zonas con escaso valor medioambiental.

- Se generan nuevos puestos de trabajo alrededor de las zonas de instalación.
- Permite la inversión en instalaciones fotovoltaicas de cualquier persona, aún sin disponer de un terreno propio adecuado.

Los elementos comunes en un huerto son los paneles fotovoltaicos, que pueden ser fijos o con rotores giratorios para seguir el movimiento del sol, lo cual permite un aumento en la capacidad de captación de la radiación. La mayoría de los fabricantes de paneles solares garantizan un 80% de producción de energía durante los primeros 25 años de vida. La electricidad generada por los paneles fotovoltaicos es corriente continua y debe convertirse en corriente alterna, para su vertido a la red, mediante el empleo de un inversor.

De esta forma, un sistema fotovoltaico conectado a red se representa mediante este esquema:

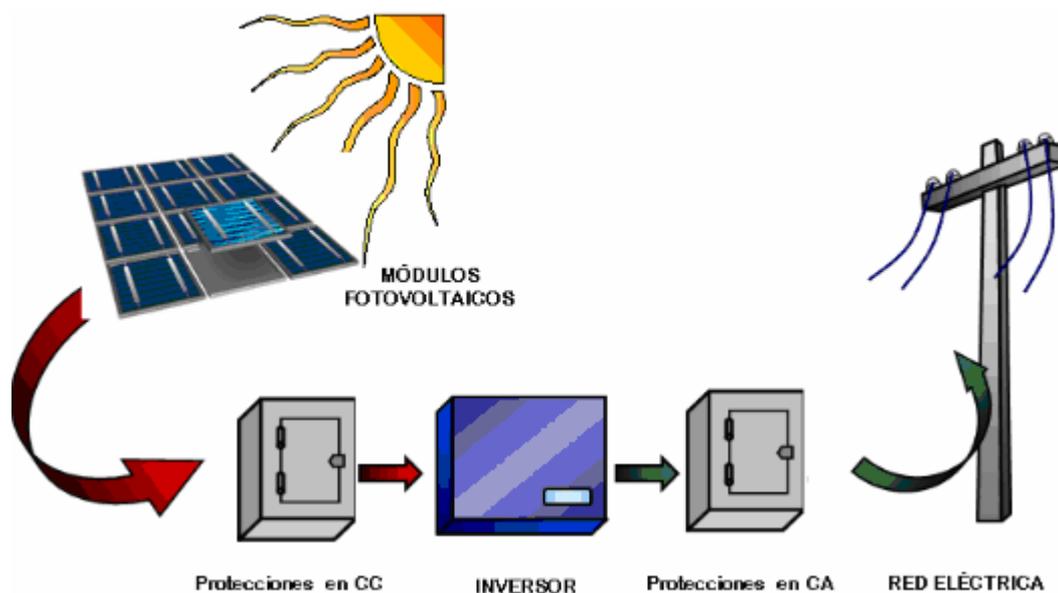


Figura 4: Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red

En cuanto a la rentabilidad económica que ofrecen los huertos económicos, debe tenerse en cuenta que ésta dependerá de la cantidad de kWh inyectados a la red, concepto relacionado directamente con la radiación solar que recibe y recoge la instalación. Por lo general, la rentabilidad aproximada oscila entre el 10 y el 12% anual, y está garantizada porque la fuente de energía, el sol, es inagotable y porque el gobierno fomenta este tipo de inversiones desde la entrada en vigor del Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Tanto los sistemas fotovoltaicos en edificios como en los huertos, logran que la electricidad generada se consuma en el lugar de producción; sin embargo, financiera y administrativamente, podemos diferenciar dos formas de conectarse a la red:

- **Tarifa fotovoltaica.** En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes y existe una tarifa para recompensar el Kwh. de origen fotovoltaico, el sistema se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.
- **Facturación neta.** Esta forma de conexión utiliza la electricidad fotovoltaica para consumo propio y los excedentes se inyectan a la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad, con ello disminuye la factura de la compañía eléctrica, ya que solo suministra la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, éste se vierte a la red y se puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

Llevando a cabo una comparación entre ambos casos, se concluye que la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, exige la emisión de una factura y deben llevarse una contabilidad y los trámites de una actividad económica, con la independencia del tamaño de la instalación. En la facturación neta se obtiene un ahorro de consumo que no conlleva ninguna carga burocrática.

4. Las instalaciones solares fotovoltaicas y las TICs

La introducción de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TICs) ha implicado un cambio en la sociedad general [4].

Las TICs mejoran y agilizan los procesos del sector fotovoltaico contribuyendo en la fabricación de dispositivos fotovoltaicos, facilitando las tareas de diseño y optimizando las medidas y el control de la calidad.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, las TICs desempeñan un papel importante en la gestión, control y seguridad de las mismas. Asimismo, la posibilidad de gestión remota y la telemonitorización de la producción sitúan a las TICs en una posición estratégica, siendo imprescindibles para una gestión sólida y rigurosa en este tipo de instalaciones.

Para el correcto funcionamiento de los sistemas es necesaria una infraestructura de telecomunicaciones que permita la operación e integración de los subsistemas, y proporcione la conectividad entre los elementos de control y explotación mediante conexión inalámbrica, de red local, ADSL o vía satélite.



REFERENCIAS

- [1] Recurso didáctico on-line. Editorial McGraw-Hill. *“Unidad 1: Componentes de una instalación solar fotovoltaica”*.
- [2] COIT: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. Grupo de nuevas actividades profesionales. *“Energía Solar Fotovoltaica. Capítulo 3”*.
- [3] Tesis doctoral. Autora: E. Caamaño. *“Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis”*. Escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación. Dpto. Electrónica física.
- [4] COIT: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. Grupo de nuevas actividades profesionales. *“Energía Solar Fotovoltaica. Capítulo 5”*.

IV. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED: BLOQUES FUNCIONALES

1. INTRODUCCIÓN

Toda instalación fotovoltaica puede dividirse en pequeños bloques, atendiendo a la función que realicen dentro de la misma. Es importante señalar que no todas las instalaciones constan de los mismos bloques funcionales.

Esto es claro si distinguimos entre las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red y las que no lo están, o instalaciones aisladas. Mientras que las primeras carecen de sistemas de acumulación, puesto que la energía que generan la vierten directamente a la red, las segundas precisan de dicho sistema, ya que sin él sería imposible el almacenamiento y posterior uso de la energía generada.

Debido a la importancia que han ido adquiriendo las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, por su rápida evolución tecnológica y su crecimiento, así como la mejora en su rendimiento, en este capítulo se realizará un análisis más exhaustivo de este tipo de instalaciones, prestando especial atención a cada uno de los bloques que intervienen en el proceso de obtención de la energía.

De manera esquemática, una instalación fotovoltaica conectada a red consta de seis bloques funcionales [1] principales:

- Bloque de **generación**, formado por los paneles fotovoltaicos, sus cajas de conexión y las protecciones que forman parte del sistema de generación.
- Bloque de **cableado**, compuesto por los conductores eléctricos de la instalación.
- Bloque de **conversión**, formado básicamente por inversores y sus protecciones.
- Bloque de **control**, encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y asegurar su correcto funcionamiento.
- Bloque de **carga**, o conjunto de equipos o sistemas que harán uso de la energía producida.
- Bloque de **sistemas auxiliares**, formado por otros generadores procedentes de energías renovables, como la eólica, dando origen a lo que se conoce como sistemas híbridos.

El siguiente esquema gráfico muestra los componentes de un sistema fotovoltaico:

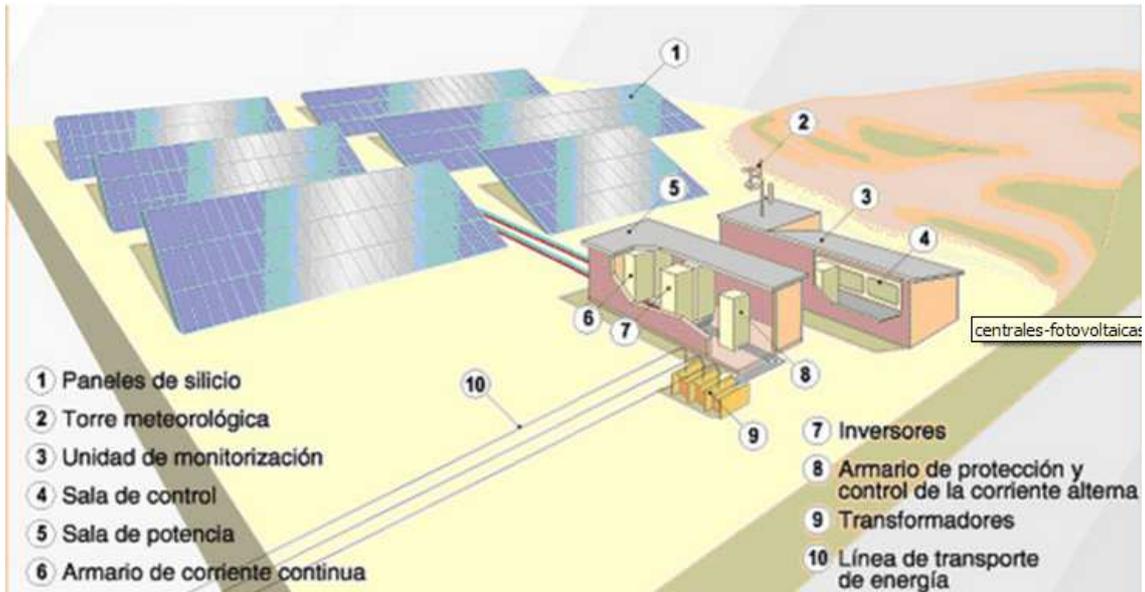


Figura 1: Componentes de una instalación fotovoltaica

A continuación, se detallan cada uno de los bloques que componen una instalación, haciendo especial hincapié en aquellos que se consideran más relevantes: generación, conversión y control.

2. BLOQUE DE GENERACIÓN

El bloque de generación, formado por el generador fotovoltaico (células y paneles), es el bloque esencial para que una instalación fotovoltaica se ponga en funcionamiento.

El tamaño del generador fotovoltaico depende de factores como

- la radiación solar recibida,
- el valor energético de la carga,
- la máxima potencia de salida del panel,
- el rendimiento del mismo,
- la orientación de los paneles,
- la temperatura ambiente y
- el resto de componentes de la instalación.

Prestar atención a estos factores tiene como objetivo disponer de un generador que produzca energía cumpliendo con los requisitos esenciales y de manera óptima. Por ello, debemos conocer qué es y cómo funciona la unidad fundamental del sistema de generación, la célula fotovoltaica.

2.1. LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula fotovoltaica [2] es el dispositivo encargado de transformar la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica. Generalmente las células son de silicio monocristalino, existiendo la posibilidad de silicio policristalino, amorfo u otros materiales; sin embargo, son las primeras las que presentan mejores resultados respecto a eficiencia energética, a pesar de que su proceso de fabricación es más complicado.

Los tipos de células fotovoltaicas no dependen exclusivamente de los materiales empleados para su fabricación, sino del tipo de instalación a la que van destinadas. Por ello, se distinguen los tres tipos [3] siguientes:

2.1.1. Silicio monocristalino

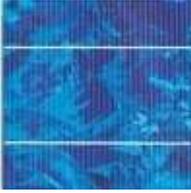


Células formadas por un único cristal, lo que permite obtener los mayores rendimientos, superiores al 30%. Como inconvenientes, son caras y difíciles de conseguir.

En el proceso de cristalización los átomos se van ordenando perfectamente sobre el cristal. Presentan un color azulado oscuro, ligeramente metalizado.

Este tipo de células son las más utilizadas y suelen comercializarse como convertidores directos de energía solar en electricidad.

2.1.2. Silicio policristalino



A diferencia de las anteriores, las células de silicio policristalino se van formando por la agrupación de los átomos con diferentes direcciones de alineamiento.

Suelen presentar tonos azules y grises con aspecto metálico.

Son más baratas que las de silicio monocristalino porque su proceso de reparación es menos riguroso; sin embargo, presentan una menor eficacia en comparación.

2.1.3. Silicio amorfo

La diferencia fundamental de este tipo de células con las anteriores es el alto grado de desorden que presentan los átomos en su estructura. Ello le confiere unos tonos más oscuros como marrón o gris.

Presenta grandes ventajas tanto en sus propiedades eléctricas como es su proceso de fabricación, lo que le hace útil en instalaciones fotovoltaicas de bajo coste. Sin embargo, presenta dos importantes inconvenientes como son la baja eficiencia, comparada con las células anteriores, y el alto nivel de degradación durante los primeros años de vida útil, lo que limita su eficiencia aún más. Su uso es habitual en calculadoras y otros objetos diversos.

En la siguiente imagen se puede observar la diferencia entre los tres tipos. De izquierda a derecha: silicio amorfo, policristalino y monocristalino.



Figura 2: Tipos de células fotovoltaicas

Existen otros materiales para la fabricación de células fotovoltaicas como el telurio de cadmio, arseniuro de galio, diseleniuro de cobre en indio, que son menos utilizados, ya que presentan rendimientos más bajos.

2.2. FUNDAMENTOS FÍSICOS

Para comprender el principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica debemos conocer qué son los semiconductores y qué es el efecto fotovoltaico [4].

2.2.1. SEMICONDUCTORES

Los semiconductores son materiales que presentan una resistencia intermedia entre los conductores y los aislantes. Existen dos tipos de semiconductores; los intrínsecos y los extrínsecos.

Los primeros presentan un bajo número de portadores libres, por lo que las corrientes circulantes por el semiconductor, a temperatura ambiente, son insignificantes, mientras que los segundos pueden aumentar la cantidad de portadores libres mediante la adición de impurezas, conocidas también como sustancias dopantes.

Dentro de los semiconductores extrínsecos podemos hacer una nueva clasificación de la siguiente manera:

- **Semiconductores tipo N:** Al añadir impurezas se completan los enlaces covalentes necesarios para la estabilidad del átomo, sin embargo, siguen quedando electrones libres. Esto provoca que los portadores eléctricos negativos sean más numerosos que los portadores eléctricos positivos, motivo por el cual el semiconductor es de tipo N.
- **Semiconductores tipo P:** En este caso aparece un hueco o falta de electrón tras añadir impurezas. Puesto que el número de portadores eléctricos positivos es mayor que el de portadores negativos, este tipo de semiconductores es de tipo P, siendo neutro el conjunto de la estructura.
- **Unión de los semiconductores Tipo P + Tipo N:** Un exceso de huecos o portadores positivos en el tipo P y un exceso de electrones o portadores negativos en el tipo N, provoca la unión de ambos en una zona neutra, dando lugar a una estructura estable.

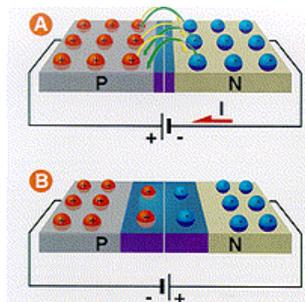


Figura 3: Semiconductor unión P-N

La zona N va perdiendo electrones por lo que se vuelve cada vez más positiva, mientras que la zona P se vuelve más negativa al ir perdiendo huecos. Esto da lugar a una diferencia de potencial entre ambas zonas que se opone a la ley de difusión, equilibrándose las concentraciones en ambas zonas.

2.2.2. EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los semiconductores.

La energía absorbida provoca el movimiento de los electrones en el interior del material, provocándose un campo electrostático constante cuyo sentido dependerá de las diferentes concentraciones de las sustancias dopantes añadidas en cada una de las zonas del semiconductor.

En la célula fotovoltaica, se iluminará la zona tipo N mientras que la zona tipo P no estará iluminada. Esto provocará la aparición de una tensión similar a la que existe entre los bornes de una pila, al incidir la radiación solar. La colocación de contactos metálicos en ambas caras permitirá extraer la energía eléctrica producida en la célula, tal y como se observa en la siguiente figura.

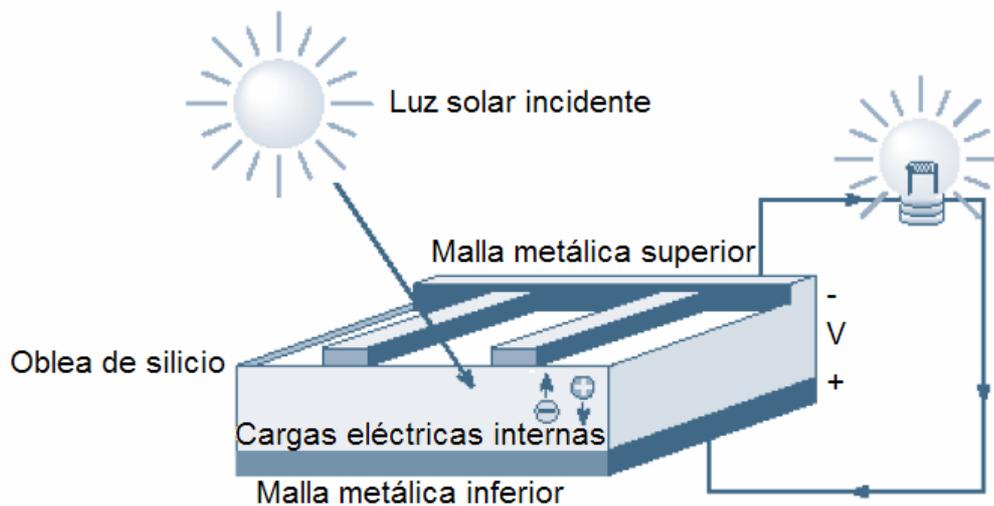


Figura 4: Esquema del efecto fotovoltaico

- Principio de funcionamiento

El esquema anterior muestra cómo, cuando una célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial entre sus extremos y surge la circulación de una corriente a través de una carga conectada a ella.

La corriente generada por la célula fotovoltaica surge de dos componentes internas y opuestas de la corriente. Por un lado, la corriente de iluminación debida a la generación de portadores, que provoca la misma iluminación; por otro lado, la corriente de oscuridad, debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo.

Es decir, los fotones formarán los pares electrón-hueco y el campo eléctrico provocado por la unión de los materiales P-N los separará, dando lugar a la corriente que circula por la célula y la carga conectada a ella.

También debe tenerse en cuenta que no todos los fotones pueden ser aprovechados para crear energía eléctrica, bien porque posean una energía inferior al ancho de energía prohibida y atraviesen el semiconductor sin ceder energía, o bien porque la célula no tiene capacidad de absorberlos todos, a pesar de que su energía sea suficiente para atravesar el ancho de banda prohibida.

2.3. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

A continuación se enumeran y definen los parámetros eléctricos más importantes a tener en cuenta en una célula fotovoltaica.

- **Punto de máxima potencia (PMP):** producto del valor de la tensión (V_m) e intensidad (I_m) máximas para los que la potencia entregada es máxima.
- **Factor de forma (FF):** cociente entre la potencia máxima que puede entregarse a una carga y el producto entre la tensión a circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Suelen ser habituales los valores comprendidos entre 0.7 y 0.8.

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{V_o \cdot I_{cc}}$$

- **Eficiencia de conversión energética:** cociente entre la potencia eléctrica máxima y la potencia dependiente de la irradiancia incidente (P_L) sobre la célula.

$$\eta = \frac{P_m}{P_L} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_L}$$

- **Temperatura:** Es importante considerar los efectos de la temperatura ya que influye en cada uno de los parámetros de la célula mencionados. A tener en cuenta, a mayor temperatura:

Aumenta la intensidad de cortocircuito (I_{cc})

Disminuye la tensión a circuito abierto (V_o)

Disminuye el factor de forma (FF)

Decrece el rendimiento

Esto se debe principalmente al calentamiento que sufren las células por su continuada exposición al sol, pudiéndose alcanzar temperaturas muy elevadas. Por ello, este factor es determinante a la hora de diseñar los sistemas fotovoltaicos, principalmente los de concentración, contando siempre con sistemas de disipación del calor.

- **Intensidad de radiación.** La intensidad aumenta con la radiación mientras que la tensión permanece aproximadamente constante. Esto es importante ya que la radiación cambia a lo largo del día, en función de la posición del sol, por lo que es imprescindible una adecuada posición de los paneles. Encontrar la posición adecuada es el origen del seguimiento del punto de máxima potencia, del que se hablará más adelante.

La siguiente gráfica muestra la variación de radiación a lo largo del tiempo.

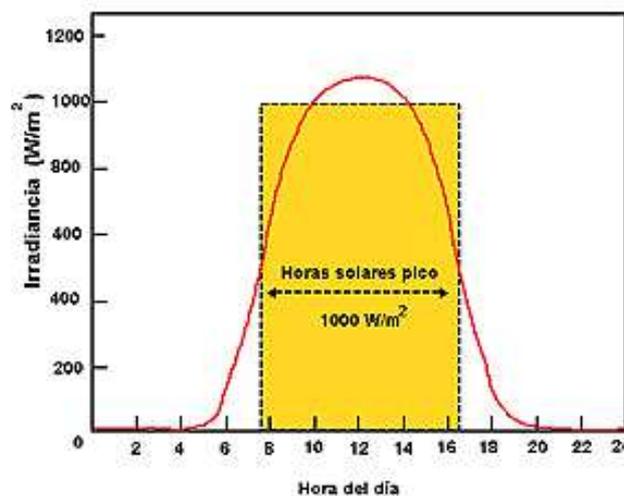


Figura 5: Irradiancia a lo largo de un día

Una vez determinados los parámetros fundamentales de la célula solar se podrán establecer los parámetros de un **panel fotovoltaico**.

Un panel está constituido por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas de tal forma que se obtengan los valores de tensión y corriente deseados. La asociación paralelo permite alcanzar el valor de tensión (V) requerido, mientras que la asociación serie lo consigue del valor de corriente (I).

Es por esto que una de las características fundamentales de los paneles fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V, también conocida como característica I-V [5]. Tanto los valores de tensión como de corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada. Para comparar módulos, estos parámetros deberán ser homogéneos.

La figura siguiente define los valores típicos a la salida del generador fotovoltaico, que vienen determinados por la curva característica I-V:

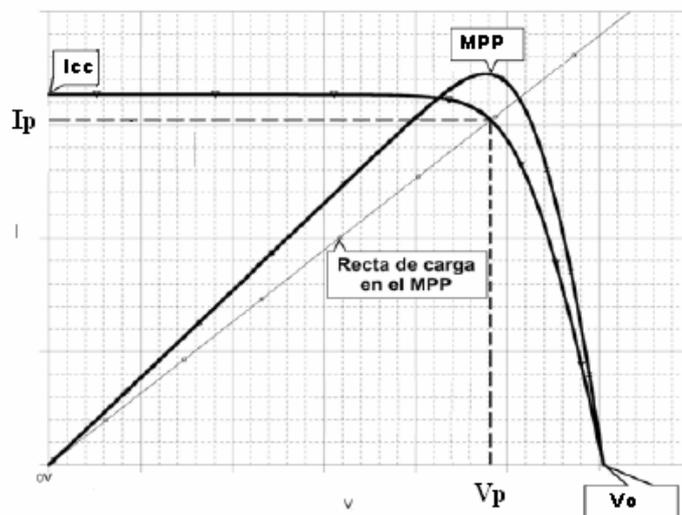


Figura 6: Curva característica I-V

- **Tensión de circuito abierto (Vo):** al dejar los terminales del panel en circuito abierto (intensidad cero), la tensión que proporciona la radiación será máxima.
- **Corriente de cortocircuito (Icc):** al cortocircuitar los terminales del panel (tensión cero), la radiación solar proporcionará una corriente máxima.

Dado que la potencia eléctrica viene definida como $P=V \cdot I$, podemos distinguir:

- **Potencia pico (Pp):** potencia máxima (en vatios, W) que genera un módulo en condiciones normales de radiación. Es el producto de la tensión pico por la corriente pico.
- La **intensidad pico (Ip)** y la **tensión pico (Vp)** son los valores de intensidad y tensión que hacen máxima la potencia en condiciones normales.

Como se demuestra en la figura, todos los parámetros de la curva I-V dan lugar a la formación del Punto de Máxima Potencia (PMP) o, *Maximum Power Point (MPP)*, en lengua anglosajona.

La siguiente gráfica representa varias curvas características I-V, con sus respectivos MPPs.

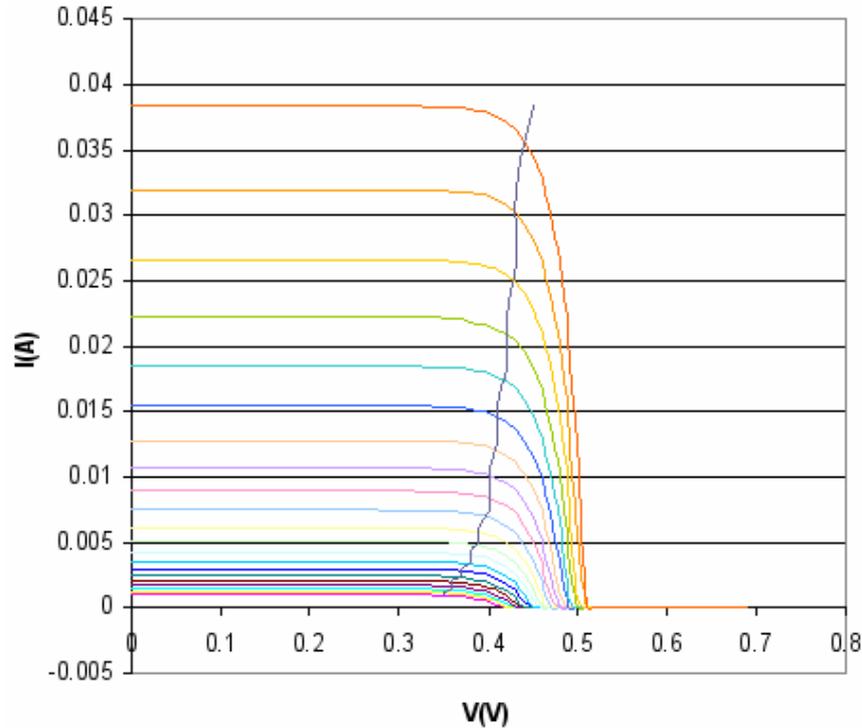


Figura 7: MPPs en distintas curvas características I-V

Otra curva característica es la que relaciona la potencia con la tensión de salida, o curva característica P-V. En ella también se representan los puntos de máxima potencia, de la siguiente manera:

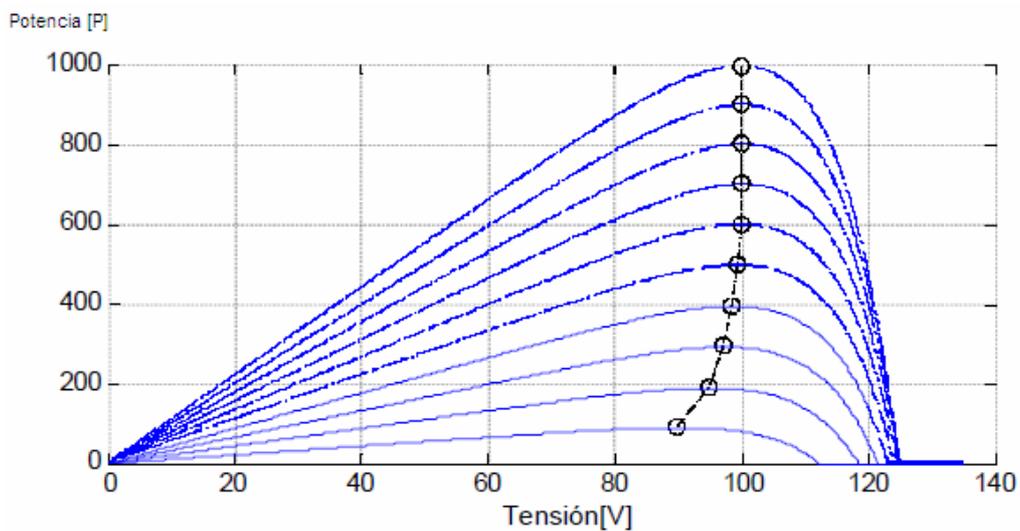


Figura 8: MPPs en distintas curvas características P-V

La importancia de este parámetro eléctrico no reside en su valor numérico, sino en qué condiciones físicas y eléctricas deben cumplirse en todo momento para obtenerlo. Esto introduce el concepto de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP) o *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*.

El seguimiento del punto de máxima potencia se realiza en dos bloques funcionales. En el bloque de generación, se realiza un seguimiento mecánico del sol, para obtener la máxima irradiancia al colocar los paneles fotovoltaicos perpendicularmente al sol. En el bloque de conversión, se realiza un MPPT electrónico llevado a cabo por los inversores, que permite entregar la máxima potencia bajo cualquier condición de carga, en todo momento.

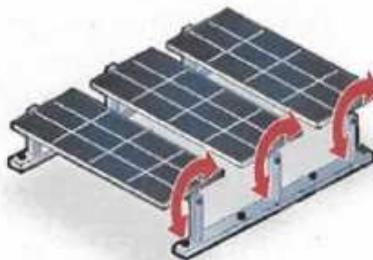
2.4. SEGUIMIENTO MECÁNICO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Los sistemas de seguimiento solar [6] [7] son un método para optimizar el rendimiento del generador fotovoltaico. Para aprovechar la máxima cantidad de energía, la superficie de los módulos debe estar perpendicular a los rayos del sol, teniendo en cuenta que éste se mueve continuamente a lo largo del día.

Emplear estos sistemas depende de si el aumento de la energía captada compensa todo el consumo de energía y el coste de los propios sistemas. Además, siempre deben mantener los paneles en una posición de máxima seguridad, ante todo tipo de inclemencias. Actualmente, por los avances electrónicos, la monitorización y los sistemas de concentración, los sistemas de seguimiento empiezan a ser competitivos.

Existe más de un método para el seguimiento de los puntos de concentración solar en los colectores fotovoltaicos.

- **Seguimiento horizontal en un eje.** El eje de rotación es horizontal respecto al suelo.

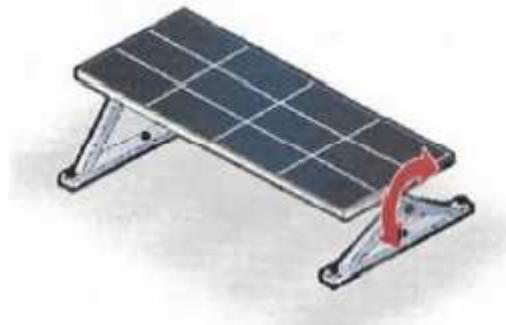


- **Seguimiento vertical en un eje.** El eje de rotación es vertical respecto al suelo. Este tipo de seguidores rotan de Este a Oeste a lo largo del día.

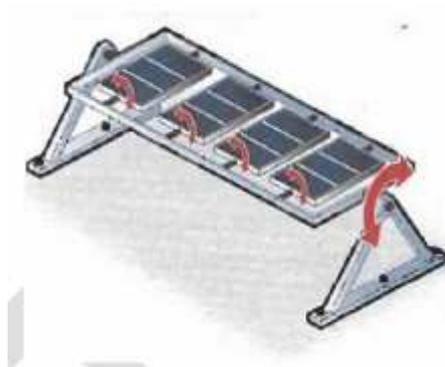


- **Seguimiento en un eje inclinado.** Todos los seguidores cuyos ejes de rotación estén entre el horizontal y el vertical son considerados seguidores de eje inclinado. Los ángulos de inclinación reducen el perfil de viento y disminuye la altura respecto a tierra.

Este tipo de ejes están alineados con el eje de rotación de la tierra.



- **Seguimiento en doble eje. Horizontal e inclinado.** En este tipo de seguidores el eje principal es el horizontal al suelo. Mientras que el eje secundario es el de inclinación.



- **Seguimiento en dos ejes. Azimut y elevación.** El seguimiento se realiza tanto en el eje vertical, proporcionando el seguimiento azimut, como en horizontal, ejecutando el seguimiento de inclinación. Este sistema es el más empleado en instalaciones de gran volumen ya que ofrecen una mayor precisión.



Para llevar a cabo estos seguimientos se utilizan métodos como el seguimiento por sensores, por reloj solar y por coordenadas.

2.5. ESTRUCTURA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Además de la unidad mínima, la célula fotovoltaica, un generador fotovoltaico dispone de una amplia variedad de componentes [8] tales como las estructuras soporte, los diodos 'by-pass', los diodos de bloqueo, fusibles, cables, terminales, dispositivos de protección contra sobretensiones o varistores, seccionadores, interruptores y las cajas de conexión.

La asociación de las células que conforman los módulos puede ser tanto en serie como en paralelo. La asociación de varios módulos se denomina hilera o rama. En antiparalelo a ellas, se conectan los diodos 'by-pass', permitiendo un camino alternativo a la corriente cuando alguna de las células que forman la hilera está parcialmente sombreada.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir pérdidas por inversión de corriente como, por ejemplo, de noche.

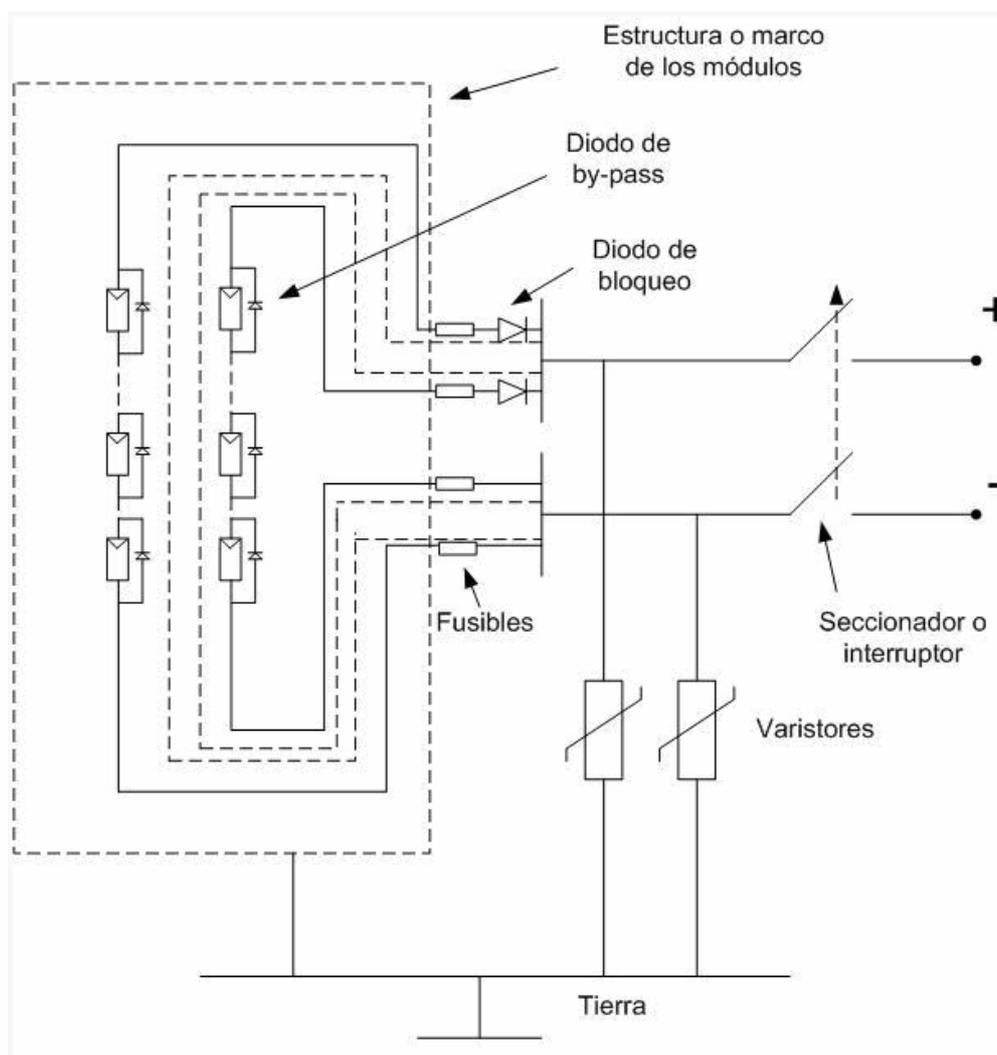


Figura 9: Estructura del generador fotovoltaico



Los fusibles protegen los conductores de sobrecorrientes, aunque en un diseño adecuado del generador fotovoltaico conectado a red, los conductores deberán tener la sección suficiente para soportar la máxima corriente generada o la suma de las intensidades de cortocircuito en las ramas conectadas en paralelo, sin sobrecalentarse ni presentar caídas de tensión según el REBT e instrucciones complementarias.

Por este motivo, en la mayoría de ocasiones los fusibles se emplean asociados a los seccionadores que aíslan al generador fotovoltaico de los equipos conectados a él.

Las cajas de conexión también son de vital importancia, además de numerosas, en un generador fotovoltaico, ya que una mala conexión puede inutilizar una o varias ramas y, en el peor de los casos, provocar un incendio.

Otro componente importante son los varistores o dispositivos descargadores de sobretensiones atmosféricas. Se instalan entre los terminales positivos y negativos de una rama o asociación de ramas, y entre cada uno de los terminales y la tierra de toda masa metálica.

Por último, la estructura soporte del generador sirve para unir y hacer más rígida la asociación serie-paralelo de los módulos que lo componen. Debe soportar toda carga mecánica como viento, nieve, dilataciones o contracciones por cambios en la temperatura, etc.

El siguiente esquema muestra un esquema general de la estructura de un generador fotovoltaico.

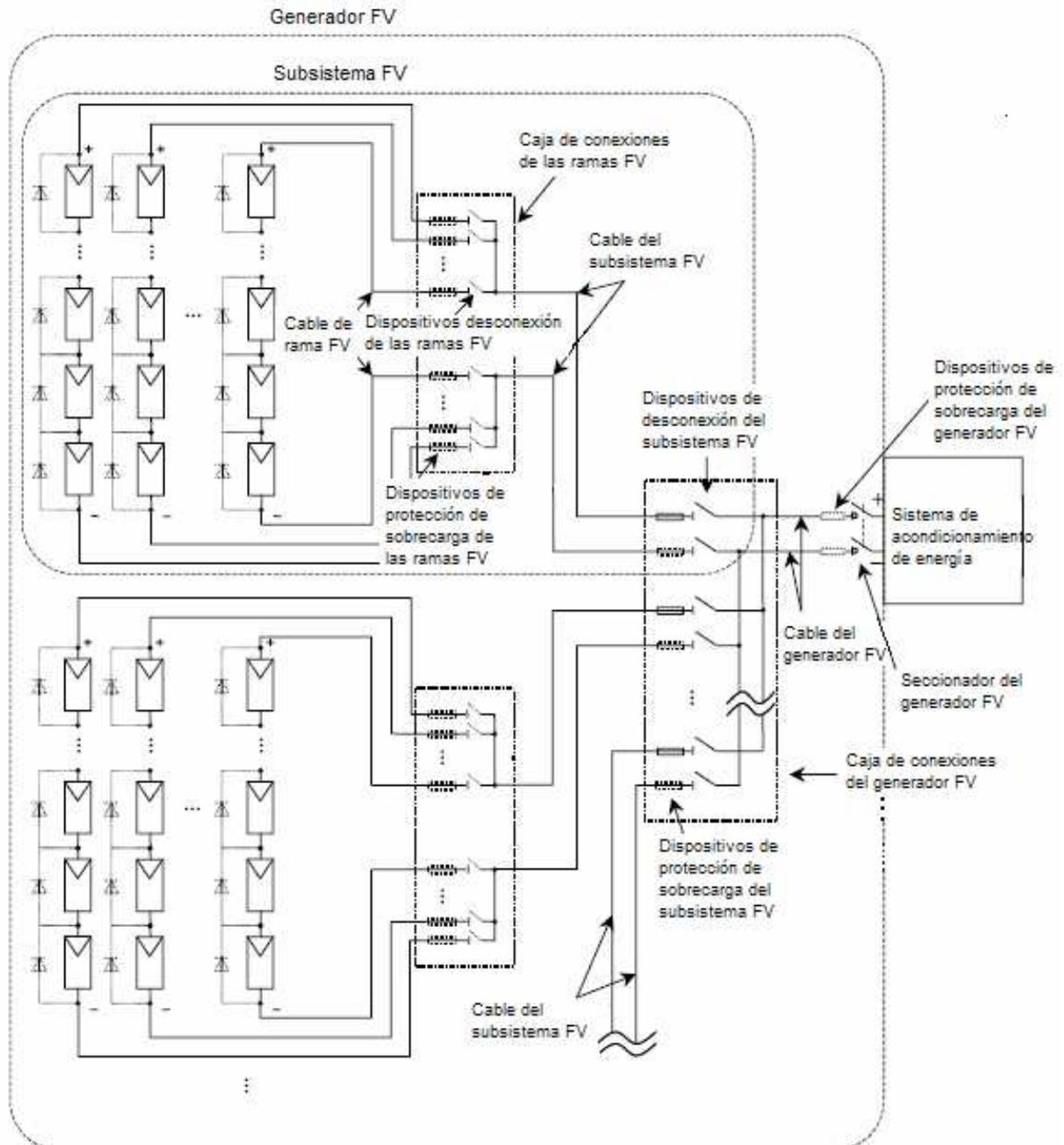


Figura 10: Diagrama de un generador FV. Sistema dividido en dos subsistemas con múltiples ramas conectadas en paralelo.



3. BLOQUE DE CABLEADO

El bloque de cableado es un bloque que puede parecer evidente pero es fundamental hacer un breve análisis del mismo.

Se compone por todos los conductores eléctricos de la instalación. La importancia del mismo reside en que su correcto dimensionamiento puede suponer una reducción importante de las pérdidas de energía en el sistema. Por ello, un concepto importante a tener en cuenta es la caída de tensión en los mismos.

La caída de tensión en los conductores se producirá tanto en los circuitos de corriente continua como en los de la parte de alterna. A pesar de que el REBT no contempla las instalaciones fotovoltaicas, la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión indica que:

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE se recomienda que:

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

4. BLOQUE DE CONVERSIÓN

En todas las instalaciones fotovoltaicas, este bloque es de gran importancia ya que es el encargado de transformar y adaptar la energía generada a las características de la carga, ya sea para su posterior uso individual, en caso de instalaciones aisladas, o su vertido a la red eléctrica, para instalaciones conectadas a red.

El elemento fundamental es el inversor o conversor CC/CA [9], del cual se analizarán sus características principales, como la conexión, forma de onda, etc., y el seguimiento del punto de máxima potencia como uno de los parámetros eléctricos que condicionan el rendimiento del sistema fotovoltaico. Al tratar instalaciones conectadas a red, también es relevante estudiar el transformador de aislamiento como elemento de protección.

4.1. EL INVERSOR

En las instalaciones fotovoltaicas son los paneles fotovoltaicos los encargados de generar potencia a partir de la radiación solar captada. La potencia eléctrica generada es potencia continua, con unos valores de tensión y corrientes dependientes de la disposición de los paneles.

El inversor fotovoltaico es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial. Su función principal es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con unas características establecidas por la red: 230V de valor eficaz de tensión y una frecuencia de 50 Hz.

Las partes fundamentales en un inversor son:

- **Control principal.** Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.
- **Etapa de potencia.** Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.
- **Control de red.** Es la interfase entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.

- **Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).** Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.
- **Protecciones.** De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.
- **Monitorización de datos.** Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo).

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye.

Los principales parámetros habituales [10] a tener en cuenta en un inversor son:

- **Tensión nominal (V).** Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.
- **Potencia nominal (VA).** Potencia que suministra el inversor de forma continuada.
- **Potencia activa (W).** Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- **Capacidad de sobrecarga.** Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- **Factor de potencia.** Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- **Eficiencia o rendimiento.** Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor.

- **Autoconsumo.** Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.
- **Armónicos.** Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.
- **Distorsión armónica.** La distorsión armónica total o THD (*Total Harmonic Distortion*) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.
- **Rizado de corriente.** Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA.

A continuación, se analizarán cuáles son los parámetros que caracterizan a un inversor fotovoltaico para una instalación fotovoltaica conectada a red.

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES PARA INSTALACIONES CONECTADAS A RED

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal.

Según el RD 1699/2011, para aquellos inversores o suma de inversores cuya potencia nominal sea menor o igual a 5kW, la conexión a red debe ser monofásica, mientras que si excede los 5kW de potencia nominal la conexión deberá ser trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a dicho valor.

La conexión trifásica puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores monofásicos.

Atendiendo a la **forma de onda**, los inversores en instalaciones conectadas a red deben presentar una **onda senoidal pura**. Esto es debido a que a la salida, la forma de onda debe ser prácticamente idéntica a la de la red eléctrica general, para permitir la conexión a la misma.

Atendiendo a la instrucción ITC-BT-40 del REBT, para instalaciones en las que existe conexión a red, deben instalarse sistemas de conmutación que impidan la conexión simultánea entre la instalación generadora y la red eléctrica. Esto permite otra clasificación según su **principio de funcionamiento**, característica puede dividirse en dos grupos:

- Inversores **conmutados por la red**. Tienen como principio básico un puente de tiristores. Se utilizan principalmente en automatización y son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas.

Entre las ventajas de estos inversores destacan su sencillez de instalación, la fiabilidad que presentan, son más baratos que los autoconmutados, pueden trabajar con grandes potencias y sus desventajas pueden resolverse con sistemas de filtrado más sencillos.

Entre las desventajas están el nivel de corriente reactiva que presentan, lo que supone factores de potencia por debajo de la unidad, un alto nivel de distorsión armónica y presentan fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallos de red.

- Inversores **autoconmutados**: se basan en un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar.

Tienen ventajas como su alta seguridad, ya que un cortocircuito a la salida no les afecta, la señal de salida es claramente sinusoidal, no precisa de grandes sistemas de filtrado de la señal, generan una tensión y una corriente totalmente en fase con la tensión de red y pueden compensar potencia reactiva, adelantando o retrasando la corriente respecto a la tensión de red.

Como inconvenientes están una potencia máxima menor, aunque pueden conectarse en paralelo, un rendimiento más pequeño, lo que supone mayores pérdidas, y son más caros que los anteriores.

Los inversores, además de proporcionar una frecuencia correcta, deben regular la tensión de salida, haciéndola coincidir con unos valores de trabajo determinados. Para ello, dependiendo de la potencia y el nivel de funcionamiento, se emplean convertidores CC/CC antes del inversor, sistemas que regulen las ondas senoidales mediante la modulación de ancho de pulso (PWM), o bien, utilizando un auto-transformador variable que ajuste el voltaje de salida. Todo esto es posible mediante la utilización de materiales semiconductores como:

- Mosfet: transistores de efecto de potencia,
- Transistores bipolares,
- GTO: tiristores desconectables de hasta 1K,
- IGBT: transistores bipolares de puerta aislada.

También se puede clasificar estos inversores en función de su **funcionamiento ideal**, algo que nunca sucede realmente:

- Inversores **como fuente de corriente**. Este tipo de inversores tiene una fuerte dependencia de la carga para funcionar correctamente. Para funcionar dentro de los márgenes de seguridad, precisan de una carga mínima conectada permanentemente. Sin embargo, ofrecen la ventaja de soportar cortocircuitos a la

salida o unas demandas puntuales muy altas para el arranque del motor, sin que el sufra daños en sus componentes.

- Inversores **como fuente de tensión**. Este tipo de inversores no depende de una carga para su funcionamiento. Precisa de protección ante cortocircuitos mediante un sistema de limitación de corriente.

En cuanto a su topología interna, éstos pueden adoptar tres esquemas distintos para el **aislamiento** [11] entre la parte de continua y la de alterna, denominado también aislamiento galvánico:

- Aislamiento galvánico en **baja frecuencia**:

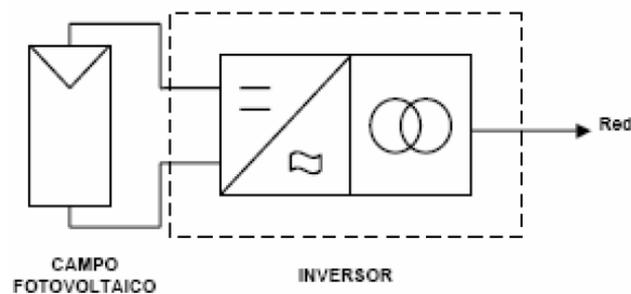


Figura 11: Esquema del aislamiento galvánico en baja frecuencia

- Aislamiento galvánico en **alta frecuencia**:

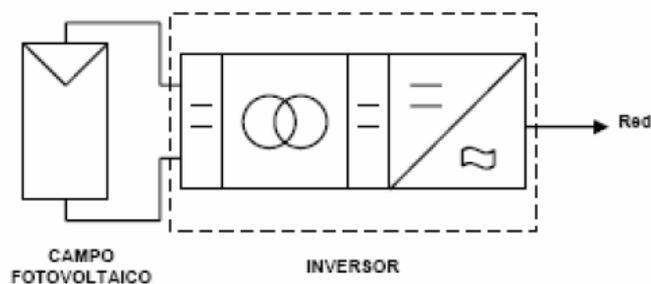


Figura 12: Esquema del aislamiento galvánico en alta frecuencia

- Sin aislamiento galvánico:

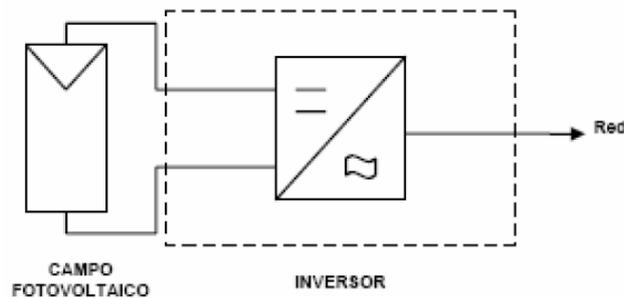


Figura 13: Esquema sin aislamiento galvánico.

Por último, según las **configuraciones** del sistema [12] [13], los inversores **de conexión a red** pueden clasificarse como:

- Inversores **centrales**: la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia.

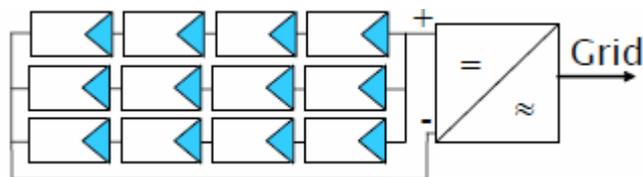


Figura 14: Esquema de un inversor central.

- Inversores **modulares**: también denominados “string inverters”, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW, y, generalmente, son monofásicos.

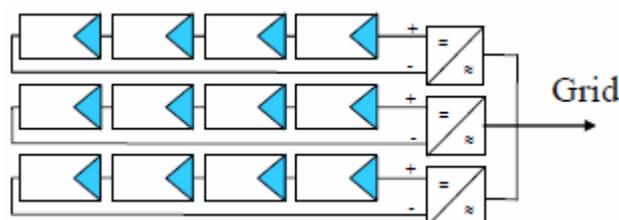


Figura 15: Esquema de un inversor modular.

- Inversores **integrados en módulos fotovoltaicos** o módulos AC: el inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV.

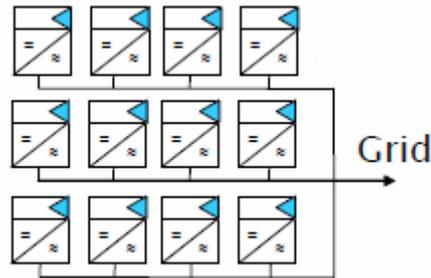


Figura 16: Esquema de inversores integrados en módulos FV

A modo de resumen, entre las características básicas del inversor destacan su principio de funcionamiento como fuente de corriente, serán autoconmutados y no funcionarán en isla o modo aislado, y presentará una onda sinusoidal trifásica.

4.3. SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Ya se ha visto que el generador fotovoltaico tiene unas características no lineales que quedan representadas con la curva I-V, como son la irradiación solar, la temperatura y la carga eléctrica, condiciones bajo las cuales el generador proporcionará una potencia determinada.

Idealmente, para todo momento en el que el generador esté proporcionando su punto de máxima potencia, el inversor debería operar de manera óptima. Sin embargo, existe una única carga, para cualquier condición de irradiancia y temperatura, a la que el generador entrega la máxima potencia.

Dicha carga no se puede elegir arbitrariamente, sino que es variable, por lo que se obtendrán distintos valores de tensión y corriente para cada caso. Bajo estas condiciones, el inversor se encarga de ajustar esas variaciones de carga realizando un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) o *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*. Es decir, según varían esas condiciones, el sistema barre las diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, aquella que le permita operar en el MPP.

Para ello, el inversor debe controlar la tensión de operación del generador fotovoltaico mediante algoritmos tales como perturbación y observación, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.

Para el caso de inversores de conexión a red, los algoritmos [14] más habituales son los de perturbación y observación y el de conductancia incremental.

4.3.1. Algoritmo de Perturbación y Observación (P&O)

El algoritmo P&O de seguimiento de potencia consiste en variar el voltaje del panel, a la vez que monitoriza la potencia resultante. Si la potencia medida en la muestra actual es mayor que la potencia medida en la muestra anterior, se realiza una variación de voltaje (aumento-disminución); si la potencia medida es menor que la de la muestra anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución-aumento).

Las muestras del voltaje del panel fotovoltaico permiten colocar un punto denominado punto de operación. Una vez alcanzado el MPP, el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él.

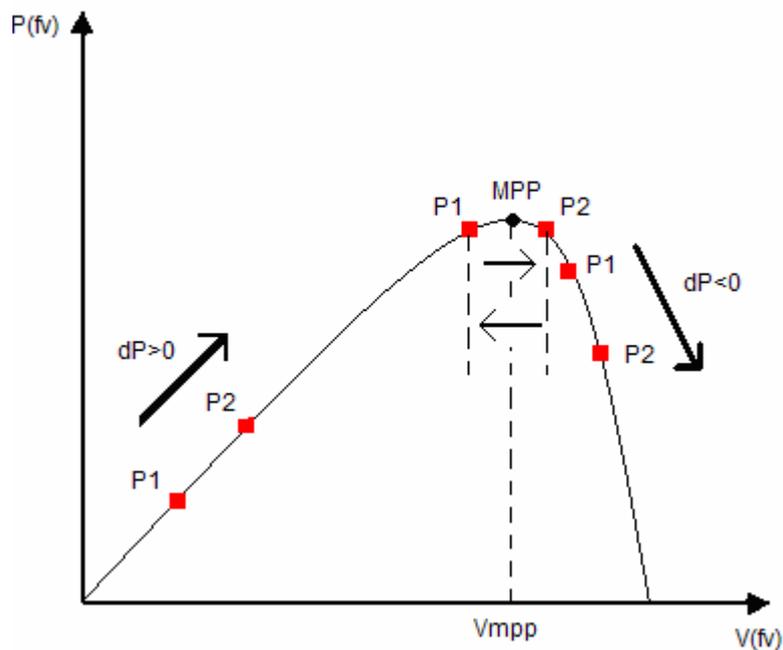


Figura 17: Funcionamiento del algoritmo de Perturbación y Observación

El siguiente diagrama de flujo muestra las distintas condiciones que pueden darse durante el cálculo del algoritmo P&O.

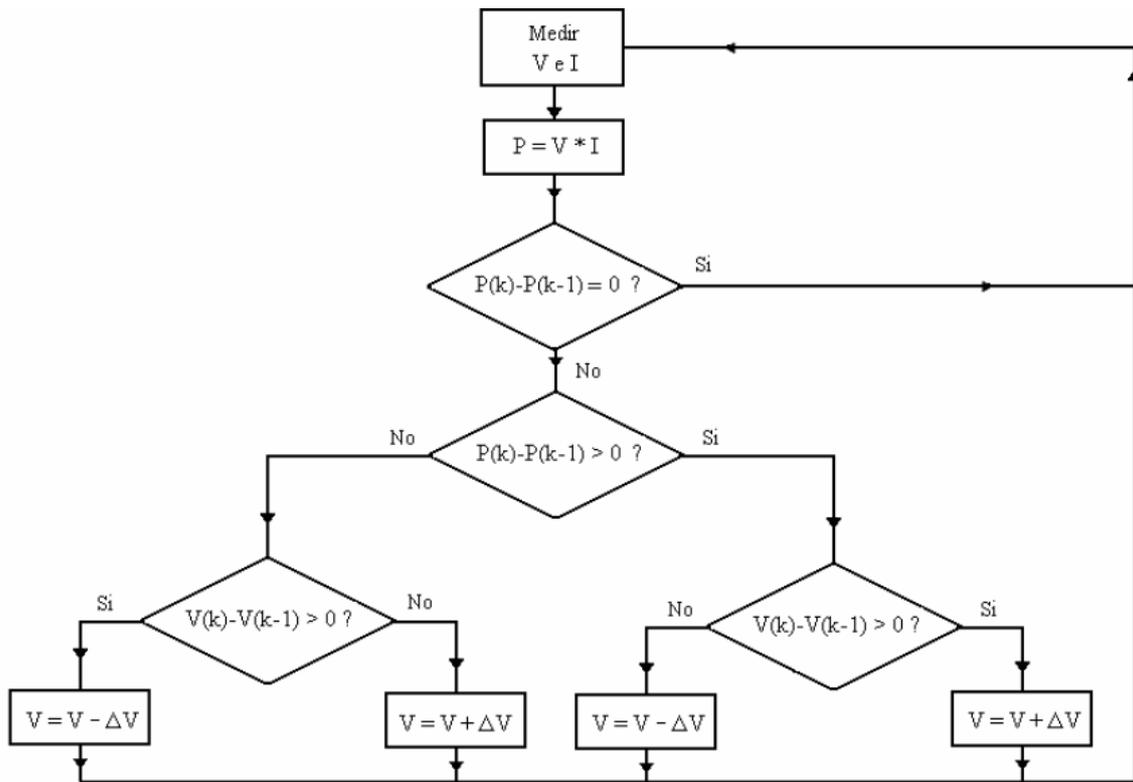


Figura 18: Diagrama de flujo del algoritmo P&O

4.3.2. Algoritmo de Conductancia Incremental (CondInc)

Una vez que se alcanza en MPP, el seguidor continúa trabajando en ese punto hasta que se produce un cambio en el valor de la corriente. Este cambio es dependiente de la variación en la radiación sobre el generador fotovoltaico.

En el momento en que se incrementa la radiación, por tanto el valor de corriente, el MPP se desplaza hacia la derecha respecto a la tensión de operación del generador. Para compensar este efecto, el seguidor MPPT debe aumentar la tensión. En caso de que disminuya la radiación, el sistema operará a la inversa.

La ventaja de este algoritmo respecto al de P&O es que puede calcular en cada momento la dirección en que debe modificarse el punto de trabajo del generador fotovoltaico para aproximarlo al MPP. Esto asegura que, bajo cambios atmosféricos rápidos, no tome una dirección errónea.

El siguiente diagrama de flujo facilita la comprensión del funcionamiento del algoritmo de Conductancia Incremental.

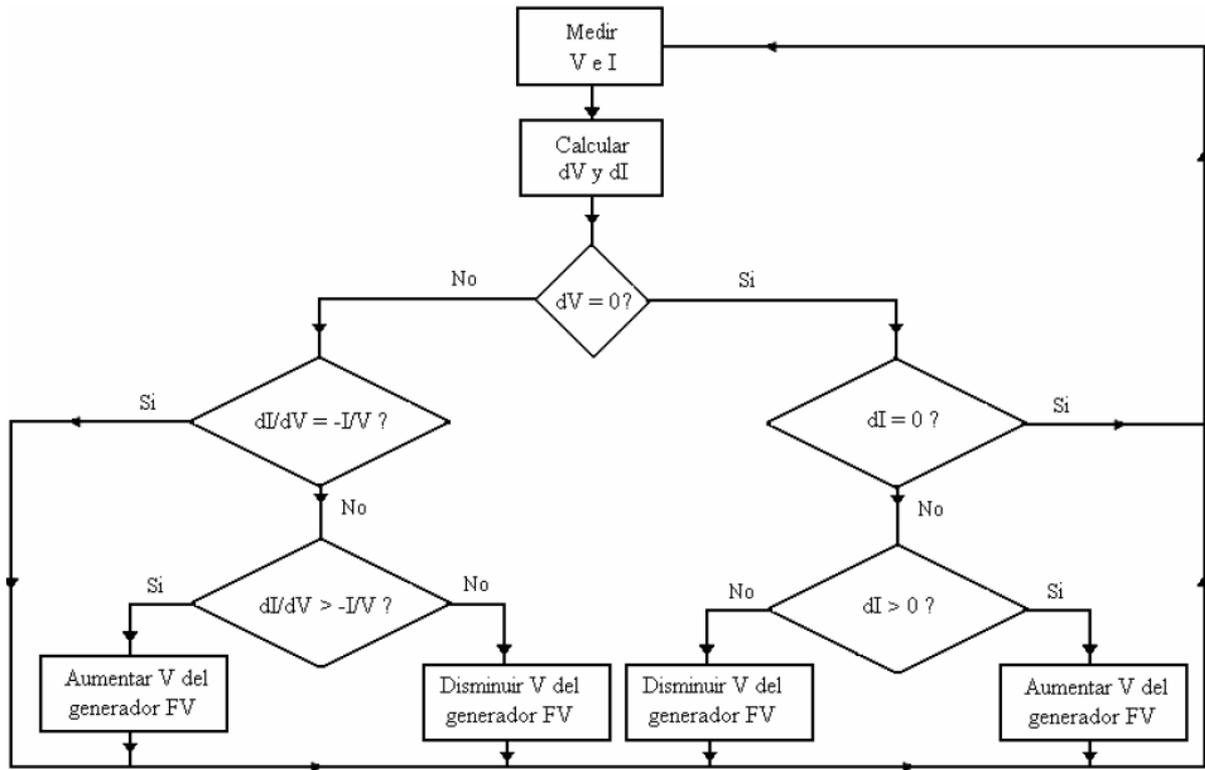


Figura 19: Diagrama de flujo del algoritmo de Conductancia Incremental

4.4. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

El rendimiento del inversor [13] [15] es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

La siguiente figura muestra, como ejemplo, la diferencia de rendimiento en función del tipo de aislamiento galvánico (HF, LF o sin transformador):

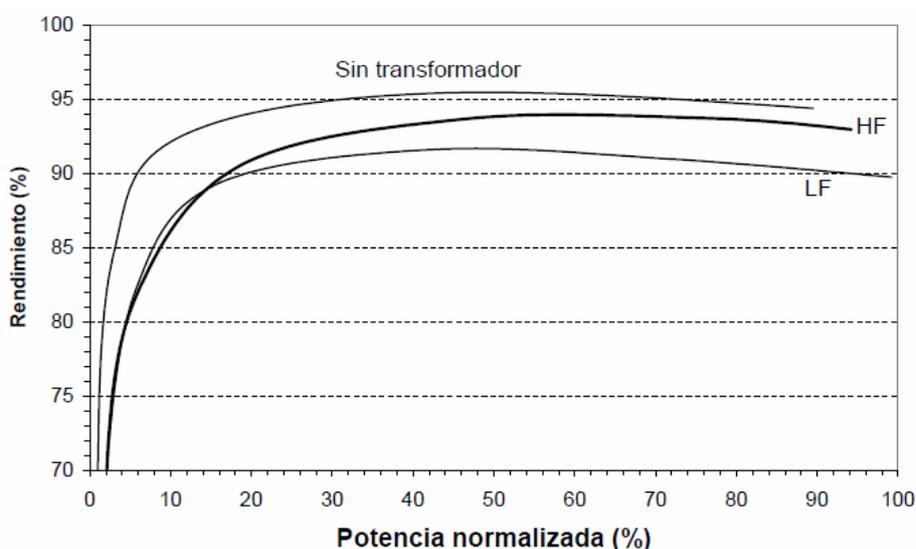


Figura 20: Rendimiento de un inversor según su aislamiento galvánico

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90 y 95%. Éste puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.

4.5. RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El objetivo que buscamos con el estudio del rendimiento de una instalación fotovoltaica es que la diferencia entre el rendimiento de entrada y el de salida sea mínima, lo que supondría disponer de un sistema con pocas pérdidas.

Debe tenerse en cuenta que el rendimiento total del sistema fotovoltaico depende, principalmente, de otros factores de rendimiento entre los que destacan:

- el rendimiento de las células solares,
- el rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia, y
- el rendimiento del inversor.

Como se ha comentado a lo largo de este capítulo, el rendimiento de las células solares oscila entre el 20% y 45%, según el tipo de célula empleada, el rendimiento de los sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia oscilan entre el 93% y el 99%, y el de los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90% y el 95%.

A continuación, se estudian cada uno de los factores por separado, obteniendo como resultado final el rendimiento total de un sistema fotovoltaico.

4.5.1. Rendimiento de conversión

Dado que estamos analizando parámetros eléctricos a la entrada del inversor, se prestará especial interés a los rendimientos proporcionados por la célula solar y por el seguidor del punto de máxima potencia.

El rendimiento de la célula solar (η_{cs}), conocido también como rendimiento de la conversión energética, relaciona la potencia eléctrica que puede entregar la célula (P_M) y la potencia de la radiación incidente sobre ella (P_R) de la siguiente forma:

$$\eta_{cs} = \frac{P_M}{P_R} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_R} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{ca}}{P_R}, \text{ donde}$$

I_M es la corriente máxima,

V_M es la tensión máxima,

FF es el factor de forma,

I_{cc} es la corriente en cortocircuito y,

V_{ca} es la tensión en circuito abierto.

Se puede llegar a la conclusión de que un aumento, tanto en la corriente de cortocircuito como en la tensión a circuito abierto, da como resultado un mayor rendimiento de conversión de la célula solar.

4.5.2. Rendimiento del MPPT

Otro parámetro que cobra especial interés es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, pues describe la precisión del inversor para trabajar en dicho punto, de acuerdo con las curvas características del generador.

El rendimiento energético del MPPT se define como el cociente entre el valor instantáneo de la potencia suministrada, en un periodo de tiempo definido, y el valor instantáneo de potencia entregada en el MPP.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \quad \text{donde,}$$

P_{DC} es la potencia medida y adoptada por el inversor y,

P_{MPP} es la potencia establecida en el punto de máxima potencia (MPP).

Sin embargo, se debe tener en cuenta que el rendimiento del MPPT puede dividirse en otros dos: el rendimiento estático y dinámico.

El rendimiento estático describe la precisión con que el inversor es capaz de trabajar en el punto de máxima potencia correspondiente a la curva característica estática del generador FV. El rendimiento dinámico evalúa la transición del inversor al nuevo punto de máxima potencia, teniendo en cuenta las variaciones en la intensidad de irradiación.

4.5.3. Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor se define como $\eta_I = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$.

De este rendimiento se obtiene el “rendimiento europeo”, η_{Eur} . El rendimiento europeo [16] es el factor más usado para comparar inversores, principalmente de red. Se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias bajo distintas cargas, sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse.

Se calcula como:

$$\eta_{Euro} = \sum a_{Eu} \cdot \eta_{i_MPP} \quad \text{donde,}$$

a_{Eu} es el factor de ponderación europeo y,

η_{i_MPP} corresponde al rendimiento estático del seguidor del punto de máxima potencia para una potencia parcial determinada.

Es decir, se calcula combinando los valores de rendimiento para valores concretos de potencia de salida del inversor, η_I .

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

donde η_5 representa el rendimiento a un 5% de la potencia, η_{10} , un rendimiento del 10%, y así sucesivamente.

4.5.4. Rendimiento total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico viene definido como el producto de los rendimientos de la placa fotovoltaica, los seguidores del punto de máxima potencia y el inversor, como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_{Sfv} = \eta_{cs} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_i,$$

donde

η_{Sfv} es el rendimiento del sistema fotovoltaico, o rendimiento total;

η_{cs} es el rendimiento de la célula solar;

η_{MPPT} es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, y

η_i es el rendimiento proporcionado por el inversor.

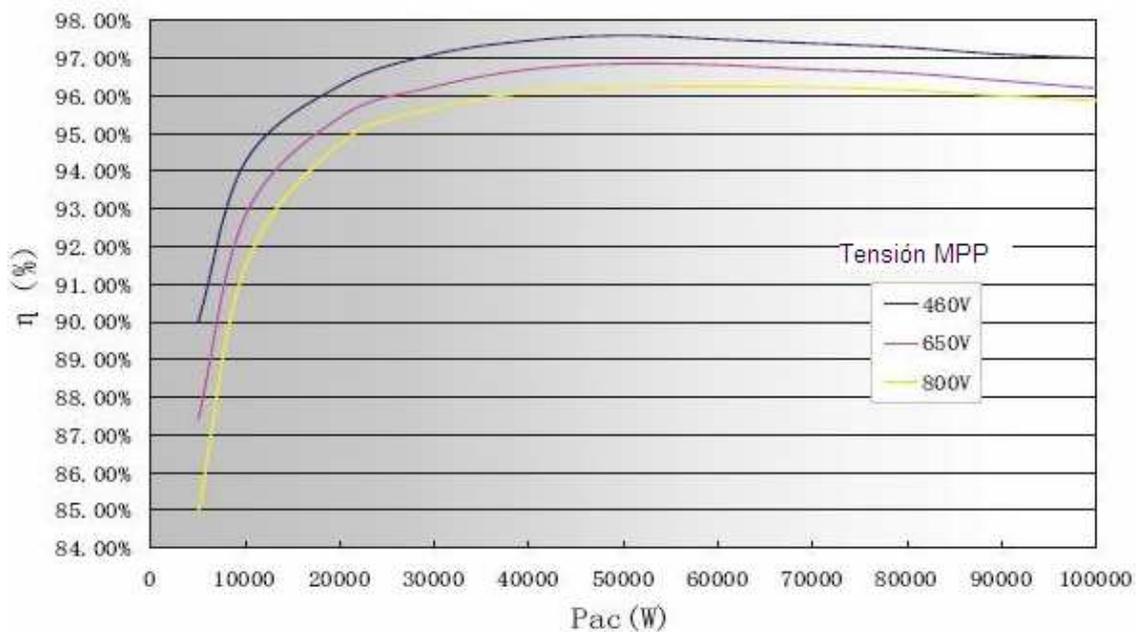


Figura 21: Rendimiento de una instalación fotovoltaica según la potencia de salida (Pac) y su tensión en el punto de máxima potencia.

4.6. Pérdidas energéticas

Después de hablar del rendimiento parece conveniente señalar cuáles pueden ser las causas que provocan una disminución del mismo a lo largo del sistema fotovoltaico. Como sabemos, en cualquier sistema de producción de energética, la energía final es sensiblemente inferior a la generada. En nuestro caso, los factores [17] que provocan esa disminución son los que siguen:

- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.** La potencia nominal que pueden entregar los módulos fotovoltaicos no es un valor exacto sino que trabajan en un rango de potencias. Si todos trabajan en la banda inferior, la potencia nominal no será la suficiente y, por tanto, el sistema generará una potencia inferior a la esperada.
- **Pérdidas de conexionado (o mismatch).** Esto ocurre cuando se conectan módulos en serie o paralelo. En la conexión serie, se limita la corriente si alguno de esos módulos tiene una potencia nominal algo inferior al resto, ya que la corriente que genera será inferior a los demás. En paralelo, sucede algo semejante pero con los valores de tensión. En cualquier caso, estas pérdidas pueden reducirse con la utilización de los diodos “by-pass”.
- **Pérdidas por polvo y suciedad.** La deposición de polvo y suciedad en la superficie de un módulo fotovoltaico disminuye la corriente y la tensión entregadas por el generador, provoca pérdidas de conexionado y pérdidas por formación de puntos calientes.
- **Pérdidas angulares y espectrales.** En caso de que la radiación solar incida sobre la superficie fotovoltaica con un ángulo diferente a 0° , se producen pérdidas angulares. Ocurre lo mismo si aumenta el grado de suciedad. En cuanto a las pérdidas espectrales hay que apuntar que la corriente generada es distinta en función de la longitud de onda de la radiación incidente.
- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.** Pérdidas energéticas producidas por la caída de tensión debida a la circulación de corriente por un conductor. Esto puede evitarse con la selección del conductor de material y sección adecuados.
- **Pérdidas por temperatura.** Este factor depende de la radiación, temperatura ambiente, viento, posición de los módulos, etc. Generalmente, los módulos fotovoltaicos presentan una pérdida de potencia del 4% por el aumento de temperatura en 10°C .
- **Pérdidas por rendimiento del inversor.** Para disminuir estas pérdidas es aconsejable elegir un inversor que presente una potencia adecuada en función de la potencia del generador fotovoltaico, así como un alto rendimiento en condiciones nominales de operación.

- **Pérdidas por rendimiento de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico.** Como se ha comentado con anterioridad, el inversor cuenta con un dispositivo electrónico de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico, para lo cual emplea unos determinados algoritmos. La curva de rendimiento de MPPT se define como el cociente entre la energía que el inversor extrae del generador FV y la que extraería en un seguimiento ideal.
- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.** La presencia de sombras provoca una menor captación solar, lo que supone menor corriente. Puede derivar en pérdidas de conexionado.

Hasta aquí, todos los elementos, parámetros y características que definen y clasifican un inversor fotovoltaico. A modo de resumen:

- Su principio de funcionamiento como fuente de corriente, serán autoconmutados y no funcionarán en isla o modo aislado.
- El inversor seguirá entregando potencia a la red, de forma continuada, en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento del inversor para una potencia de salida en CA igual al 50% y al 100%, será, como mínimo, del 92% y 94% respectivamente, de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo en modo nocturno o ‘stand-by’ será inferior al 2% de su potencia nominal.
- El factor de potencia generada deberá superar el 0,95 entre un 25 % y un 100% la potencia nominal.
- El inversor inyectará a la red una vez alcance potencias mayores al 10% de su potencia nominal.
- Tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores instalados en interiores y lugares inaccesibles, IP30 para inversores instalados en interiores y lugares accesibles e IP 65 para inversores instalados a la intemperie, cumpliéndose, en cualquier caso, la normativa vigente.
- Estarán garantizados para operar en condiciones ambientales entre 0° y 40° de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período de 3 años mínimo.



Estos inversores también deben cumplir todas las especificaciones de la red eléctrica:

- Para evitar una disminución del rendimiento con la variación de la potencia de entrada, los inversores deben equiparse con dispositivos electrónicos que realicen un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) de los paneles solares, con el objetivo de obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico bajo cualquier condición de funcionamiento.
- Deben generar la energía con una determinada calidad, de tal forma que contenga una baja distorsión armónica, un elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas.

Por ello, los inversores fotovoltaicos deberán cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, certificadas por el fabricante.

Para asegurar el correcto funcionamiento y evitar daños tanto externos como internos, el inversor deberá incorporar protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Sobrecalentamiento.
- Perturbaciones en la red como pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará controles automáticos para asegurar su adecuada supervisión y manejo, y controles manuales para apagado y encendido general del inversor y conexión y desconexión del inversor en el lado de alterna.



5. BLOQUE DE CONTROL

Cada día, este bloque cobra más importancia, ya que su aplicación permite mejorar el funcionamiento de las instalaciones, aumentar su rendimiento, reducir costes y prolongar su vida útil.

Es el bloque encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y dar las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento [18]. Para ello, cuenta con sistemas de monitorización y control, los cuales podemos dividir en dos grupos: los sistemas manuales y los computarizados.

5.1. SISTEMAS MANUALES

En este tipo de sistemas los datos son suministrados por polímetros o por las luces de los distintos elementos que componen la instalación. El control lo lleva a cabo el usuario de mantenimiento, empleando interruptores o conmutadores integrados en los distintos equipos.

Algunos de esos interruptores o conmutadores se activan mediante sistemas electromecánicos, permitiendo el control y gobierno de sistemas de mediana y gran potencia, sin poner en peligro la seguridad de los usuarios.

Sin embargo, este tipo de sistemas solo se emplea en instalaciones pequeñas, donde el volumen de equipos y sistemas es bajo.

5.2. SISTEMAS COMPUTARIZADOS

Se denominan sistemas computarizados a aquellos que constan de equipos informáticos que están capturando señales del estado del sistema de forma continuada.

Este tipo de sistemas tiene las siguientes funciones básicas:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.



- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.

En las instalaciones, se puede disponer de distintos equipos con diversos sistemas de control y monitorización, algunos de los cuales salvan distancias incómodas para el usuario, a la vez que proporcionan informaciones parciales o, en ocasiones, incompletas.

La mejora para esa recepción incompleta de información está en el uso de sistemas informáticos centralizadores del control y la información, que permiten el control y la revisión aún a grandes distancias.

Gracias a la gran flexibilidad de los programas que manejan los equipos informáticos, el bajo coste, la alta fiabilidad de los mismos y sus posibilidades de utilización, estos sistemas se están imponiendo como elementos de control prácticamente indispensables en instalaciones medianas y grandes.

Como mínimo, estos sistemas de monitorización deben proporcionar información de las siguientes variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios:

- Tensión y corriente continuas del generador.
- Voltaje de salida del generador.
- Potencia CC consumida.
- Potencia CA consumida.
- Irradiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Voltaje de salida del acumulador.

También podrán incluir sistemas complementarios como los que se enumeran a continuación, principalmente en instalaciones de grandes dimensiones.

- Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)
- Sistema de detección de intruso y robo.
- Sistema de protección contra incendios.
- Sistema meteorológico.
- Sieteme telemétrico de control de la instalación.



6. BLOQUE DE CARGA

El concepto carga hace referencia a todo equipo o sistema que va a hacer uso de la energía producida por nuestro sistema.

Por ello, el sistema debe diseñarse teniendo en cuenta dichas cargas y debe instalarse para suministrar energía a las mismas, de tal forma que el funcionamiento de la instalación sea óptimo y, por tanto, las pérdidas sean mínimas.

En definitiva, tenemos que conseguir una instalación económica, rentable y eficiente, y puede conseguirse modificando, ajustando y optimizando la carga.

7. BLOQUE DE SISTEMAS AUXILIARES

Consideramos sistemas auxiliares a todas aquellas instalaciones que hacen uso de otros generadores de tipo renovable para producir corriente eléctrica, y no pertenecen al sistema fotovoltaico.

Entre las instalaciones renovables que apoyan a los sistemas fotovoltaicos están las instalaciones eólicas o hidráulicas. Estos sistemas auxiliares también se conocen con el nombre de sistemas híbridos.

8. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para entender cuáles son las causas que afectan a una instalación eléctrica y qué elementos son los adecuados para protegerla, debemos conocer, en primer lugar, las características de las corrientes circulantes: la continua y la alterna.

8.1. CORRIENTE CONTINUA

Se considera corriente continua, DC, aquella que mantiene constante la polaridad de su carga eléctrica; es decir, la carga siempre circula en la misma dirección. Esto hace que debamos prestar especial atención a la polaridad de conexionado (+ y -).

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, uno de los conductores por el que se realiza el paso de corriente es el conductor conectado a tierra, generalmente el negativo.

Otra particularidad de la corriente DC es que no presenta, en ningún momento, paso por cero, o lo que es lo mismo, el valor de corriente entre conductor positivo y negativo es constante.

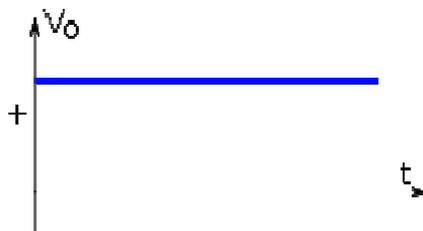


Figura 22: Corriente continua

Este hecho es importante en las desconexiones que tienen lugar en los bornes de los componentes eléctricos como los interruptores o seccionadores, ya que se producen arcos de corriente por ionización del aire, interrumpiendo de manera brusca el paso de corriente.

Tanto la polaridad como la interrupción de corriente sin paso por cero, hacen que los elementos de distribución de DC tengan características de diseño y empleo diferentes a los que distribuyen corriente alterna.

8.2. CORRIENTE ALTERNA

La característica esencial de la corriente alterna, AC, es la variación del nivel de tensión y dirección siguiendo periodos cíclicos.

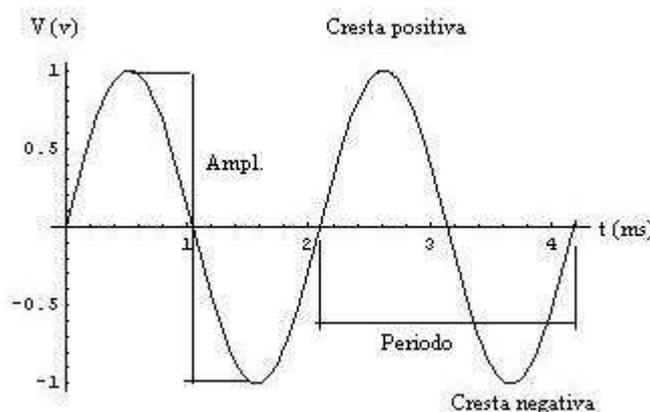


Figura 23: Corriente alterna



La principal ventaja de esta corriente es la facilidad de transformación a otros valores superiores o inferiores, haciendo, por ejemplo, que el transporte de energía sea un proceso relativamente económico.

Otro aspecto significativo de la corriente AC es la forma en la que la consumimos. En el consumo en los hogares, los niveles de tensión son menos y se dispone de sistemas de dos conductores, o sistema monofásico, mientras que en superficies industriales, el voltaje es superior y se utiliza un sistema de 3 ó 4 hilos, conocido también como sistema trifásico, donde el cuarto conductor se corresponde con el neutro.

Esta distinción puede aplicarse a las diferentes instalaciones fotovoltaicas. Las instalaciones aisladas con inversores de una potencia menor de 5 kW, son instalaciones monofásicas, pudiendo ser trifásicas en el caso de emplear potencias mayores.

Las instalaciones conectadas a red, consideradas centrales productoras de energía, son instalaciones trifásicas y tienen una mayor complejidad de montaje que las anteriores.

En cualquier caso, al considerar este tipo de instalaciones como fuentes generadoras de energía deben considerarse y analizarse las protecciones por sobrecarga, sobreintensidad, por contactos directos e indirectos, etc., y será obligatorio el uso de seccionadores de corte en carga para aislar la zona DC y el inversor del resto de la instalación.

8.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

La función básica de los elementos de protección [19] es la de reaccionar de la forma más adecuada ante la ocurrencia de un defecto, falta o fallo.

Ante los distintos tipos de defectos que pueden producirse en cualquier elemento del sistema eléctrico y los diferentes niveles de tensión (M.A.T, A.T, M.T y B.T) a los que puede encontrarse la instalación, se precisarán elementos y sistemas de protección diseñados específicamente para responder ante un tipo de falta.

Las faltas más frecuentes son los cortocircuitos, lo que supone la circulación de corrientes mucho más elevadas que las de condiciones normales del elemento o parte de red en que se produce, pero una situación anómala también puede producirse por variación de tensión o frecuencia, inversión del flujo de potencia, sobrecalentamiento, etc.

El empleo de los elementos de protección queda justificado al intentar minimizar y/o evitar las pérdidas de servicio, y los daños en personas y equipos que se producirían si ante una falta no se aísla el elemento o parte de la red en que se produce en un tiempo adecuado.

Dado que en gran parte de las ocasiones un defecto supone un aumento brusco de corriente, los cortocircuitos son los defectos que más elementos de protección tienen diseñados para detectarlos y eliminarlos en el tiempo más breve posible y con la mínima incidencia sobre las partes sanas del sistema.

Para eliminar un cortocircuito se precisan elementos de corte de sobreintensidad como fusibles o interruptores automáticos (IA), aunque también es habitual incorporar “sensores” en los interruptores automáticos dando lugar a lo que se conoce como pequeño interruptor automático (PIA) o magnetotérmico que disparan por sobrecarga (elemento térmico) o por cortocircuito (elemento magnético).

En cualquier caso, el elemento encargado de detectar el defecto se denomina relé, elemento básico que ofrece diferentes tipos de protección según su actuación sobre el mecanismo de disparo y el tipo de corriente que provoca el disparo.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, se aplicará la normativa del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción ITC-BT-40, y se atenderá a diversos criterios recomendados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

A continuación, se exponen los posibles defectos que pueden producirse en una instalación fotovoltaica y los aparatos de maniobra necesarios en la misma, con el objetivo de garantizar unas condiciones mínimas de seguridad y su correcto funcionamiento.

8.3.1. DEFECTOS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

8.3.1.1. Contactos directos e indirectos

Un contacto directo se produce cuando una persona entra en contacto con partes activas de una instalación; un contacto indirecto es el que se produce al producirse fallos de aislamiento en un circuito eléctrico, provocando que partes que normalmente no están en tensión, queden bajo tensión. Es recomendable el uso de aislamiento de clase II o doble aislamiento aunque el IDAE apoya el uso de aislamiento clase I en todos los equipos excepto en el cableado de continua.

El REBT, en su instrucción técnica complementaria (ITC-BT 24) específica para la protección contra contactos directos e indirectos, define como requisito el aislamiento de las partes activas y el empleo de una protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual, reconociéndose esta medida para casos de fallos de otras medidas contra contactos directos o imprudencias de los usuarios.

También es aplicable la instrucción ITC-BT 18 sobre las instalaciones de puesta a tierra. El RD 1699/2011 indica que el funcionamiento de las instalaciones no podrá dar lugar a



condiciones peligrosas para el personal de mantenimiento y explotación. El punto 1b del artículo 14 establece como protección un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.

8.3.1.2. Sobretensiones

Son tensiones que superan con creces la tensión nominal, normalmente provocadas por agentes externos a la instalación tales como descargas eléctricas por rayos o la propia red eléctrica, aunque también pueden ser de origen interno. Es obligatorio un diseño de la instalación que las contemple para evitar daños en la misma, ya que dejarían a las estaciones aisladas o conectadas a red fuera de servicio con la consiguiente pérdida económica y de servicio.

Como medida principal para contrarrestar las sobretensiones atmosféricas se emplean varistores instalados en el inversor, tanto en la parte de alterna como en continua, ya que éste es un elemento crítico en la instalación y muy sensible a las sobretensiones.

8.3.1.3. Sobreintensidades

Toda instalación deberá estar protegida contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que pueden originar las corrientes de cortocircuito o las de sobrecarga, cuando éstas puedan producir averías o daños en la misma.

Las sobreintensidades deberán ser eliminadas por un dispositivo de protección que no produzca proyecciones peligrosas de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas.

Se utilizarán interruptores automáticos o cortocircuitos fusibles con características de funcionamiento correspondientes a las exigencias de la instalación que protegen. Además, entre los diferentes dispositivos de protección contra sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada sea la menor posible.

8.3.1.4. Cortocircuitos

Producen altas corrientes que causan el calentamiento excesivo de los conductores, dilatándolos, lo cual provoca el acercamiento con tierra u otras fases. Pueden originarse por:

- Fallas entre fases: cortocircuitos producidos por aves, mala operación, arcos ocasionados por ionización del aire, etc.
- Fallas a tierra: ocasionadas por animales, mala operación, arcos, deterioro de aisladores, alta vegetación, desprendimiento de un conductor a tierra o sobre la estructura, etc.



8.3.1.5. Otras medidas de seguridad

Las instalaciones fotovoltaicas estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de fallo en la red o fallos internos en la propia instalación, tal que no se perturbe el correcto funcionamiento de las redes a las que se conecta durante la explotación normal o durante el incidente. Generalmente se empleará un interruptor automático para la desconexión-conexión automática junto con un relé de enclavamiento y un interruptor general manual.

El artículo 14 del RD 1699/2011 (punto 1d) define el rango de tensiones de red y frecuencias permitidas en la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. *La protección de máxima y mínima frecuencia será de 50,5 y 48 Hz, con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos, respectivamente, y máxima y mínima tensión entre fases de 1,15 Um y 0,85 Um, respectivamente.*

La instalación fotovoltaica deberá evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en caso de desconexión general. Según el Artículo 12, punto 1, del mismo RD, *los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.*

El sombreado de una célula puede provocar una tensión inversa sobre la misma, haciéndola consumir la potencia generada por las células asociadas en serie a ella, produciendo un sobrecalentamiento que puede causar la rotura de la misma. La protección mediante diodos by-pass limita la tensión, y el uso de fusibles y diodos de bloqueo entre ramas conectadas en paralelo se emplean como protección adicional contra los sobrecalentamientos por polarización directa.

Todas las instalaciones fotovoltaicas con una potencia mayor de 1MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. *Para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, se dispondrá de un interruptor automático junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.* Artículo 14, punto 1c del RD 1699/2011.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Tampoco producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, y los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normativas de compatibilidad electromagnética.



8.3.2. APARATOS DE MANIOBRA EN UNA INSTALACIÓN

8.3.2.1. Masas y tierras

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, artículo 15, sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas:

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

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

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

8.3.2.2. Fusibles

Se denomina fusible a aquellos dispositivos constituidos por un hilo o lámina metálica o de aleación de bajo punto de fusión que se intercala en la instalación eléctrica para que, mediante efecto Joule, se funda. La fusión puede producirse por una excesiva corriente, un cortocircuito o sobrecarga, que pueden hacer peligrar la integridad de los conductores bajo riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

Los fusibles pueden ser de muy diversos tipos y tamaños dependiendo de la intensidad y voltaje de la instalación a proteger. Del mismo modo, la fusión del elemento metálico puede ser extrarrápida, rápida o lenta.

Se recomienda su instalación en cada uno de los equipos a proteger, pudiendo trabajar tanto en la zona de alto, medio o bajo voltaje, presentando unas características distintas según la zona de uso, el tipo de corriente y las prestaciones del propio fusible.

El valor de la corriente permitida por la rama a la que protegen no debe superar un valor entre 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

8.3.2.3. Interruptores

Para la extinción del arco eléctrico los interruptores [20] [21], automáticos o no, emplearán sistemas basados en gran volumen de aceite, pequeño volumen de aceite, aire comprimido de hexafluoruro de azufre, vacío, soplado magnético, autosoplado, o cualquier otro principio que se aconseje.

Se indicarán claramente, mediante rótulos en el mecanismo de maniobra, las posiciones 'cerrado' y 'abierto'.

La maniobra de los interruptores se ejecutará de la manera que sea considerada más conveniente, ya sea mecánicamente, por resorte acumulado de energía, eléctricamente por solenoide o motor, por aire comprimido, etc. Cualquiera que sea el mecanismo adoptado para la maniobra de los interruptores automáticos, será de disparo libre. Se prohíbe la utilización de aquellos interruptores de cierre manual donde el movimiento de los contactos sea dependiente de la actuación del operador. El interruptor debe tener un poder de cierre independiente de la acción del operador.

Estarán equipados con un dispositivo de apertura local actuado manualmente. La apertura será iniciada por dispositivos eléctricos, mecánicos, neumáticos, hidráulicos o combinación de las anteriores.

Salvo en casos especiales, los interruptores automáticos que no deban funcionar con reenganche rápido, deberán satisfacer con su pleno poder de corte uno de los ciclos determinados en el MIE-RAT 06. En cualquier caso, al final del ciclo el interruptor será capaz de soportar permanentemente el paso de la intensidad nominal de servicio.

- **Interruptores magnetotérmicos**

Es el interruptor más utilizado en las instalaciones eléctricas.

Se trata de un dispositivo electromecánico que se coloca con el fin de proteger la instalación ante intensidades excesivas. Su funcionamiento se basa en efectos producidos por la circulación de la corriente eléctrica: el magnético y el térmico.

El valor de la corriente que deben permitir circular por la rama que protegen, no puede ser superior a 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

- **Interruptores diferenciales**

Este interruptor es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones con el fin de protegerlas y proteger a las personas de desviaciones de corriente causadas por fallos de aislamiento entre conductores activos y masas de los aparatos.

Consta de dos bobinas colocadas en serie con los dos conductores de alimentación de corriente, lo que provoca campos magnéticos opuestos, y un núcleo o armadura que acciona unos contactos a través de un dispositivo mecánico.

Cuando entre las corrientes circulantes en cada una de las bobinas existe una diferencia que provoca que parte de la corriente se derive a tierra, se produce un campo magnético que atrae el núcleo metálico, provocando la apertura de los contactos e interrumpiendo el paso de corriente hacia la carga. Una vez subsanada la avería, el interruptor debe reactivarse manualmente para permitir, de nuevo, la circulación de corriente.

Generalmente, los interruptores diferenciales se sitúan en la zona de trabajo de corriente alterna y con voltajes superiores a los 48 voltios.

8.3.2.4. Descargadores de sobretensión o varistores

Una de las causas más frecuentes de avería en las instalaciones son las descargas eléctricas de origen atmosférico, las tormentas. Ante este tipo de avería los descargadores de tensión o varistores son los dispositivos básicos.

La puesta a tierra de los descargadores de sobretensión se conectará a la puesta a tierra del aparato o aparatos que protejan. Deben procurarse conexiones con un recorrido mínimo y sin cambios bruscos de dirección ya que debe ser eficaz y muy rápido en la respuesta, debido a la rapidez de propagación de las descargas a través de los conductores.

La resistencia de puesta a tierra asegurará en todo momento que las tensiones a tierra, correspondientes a las corrientes de descarga previstas, no superen valores que puedan originar tensiones de retorno o tengan un carácter peligroso para otras instalaciones o aparatos puestos a tierra. El voltaje que deben permitir en el conductor respecto a tierra no debe ser superior a un valor entre 1,1 y 1,5 veces la tensión máxima.

Los conductores empleados para la puesta a tierra de este elemento de protección no serán de acero, ni estarán cubiertos por cintas o tubos de protección de material magnético.

8.3.2.5. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

Serán del modelo y tipo adecuados a su función, instalación y a la tensión y corriente de servicio.

Tanto los seccionadores como sus accionamientos estarán dispuestos de tal manera que no maniobren intempestivamente por efectos de la presión o la tracción ejercida con la mano sobre el varillaje, por la presión del viento, por la fuerza de la gravedad o los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito.



Los seccionadores equipados con servomecanismos de mando evitarán maniobras intempestivas por avería en los elementos de dicho mando, en sus circuitos de alimentación o por falta de la energía utilizada para realizar el accionamiento.

Los seccionadores equipados con cuchillas de puesta a tierra estarán dotados de un enclavamiento seguro entre las cuchillas principales y las de puesta a tierra.

Los aisladores de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra se dispondrán de tal manera que no circule ninguna corriente de fuga peligrosa entre los bornes de un lado y cualquiera de los bornes del otro lado del seccionador. Esto será satisfecho siempre que sea previsto que toda corriente de fuga se dirija a tierra mediante una conexión de tierra segura, o cuando el aislamiento utilizado esté protegido contra la polución en servicio.

La intensidad nominal mínima de los seccionadores será de 200 amperios.

8.3.3. TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO GALVÁNICO

Otro elemento a tener en cuenta en una instalación fotovoltaica conectada a red es el transformador de aislamiento galvánico.

Según la norma UNE-EN 60742 y la NOTA DE INTERPRETACIÓN DE LA EQUIVALENCIA DE LA SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES GENERADORAS, basada en los requisitos técnicos de la instrucción ITC-BT-40 del REBT, en instalaciones generadoras en las que la transmisión de energía a la red se haga mediante convertidores electrónicos, podrán utilizarse transformadores de separación galvánica entre la red y las instalaciones generadoras para que se cumplan las siguientes funciones:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad personal.
- Evitar la inyección de corriente continua a la red.

8.3.4. CONDICIONES DE EMPLEO

Para aislar o separar máquinas, independientemente de que existan interruptores, automáticos o no, se instalarán seccionadores cuya disposición permita comprobar su posición a simple vista o, en caso contrario, se dispondrá de un sistema que señale la posición del seccionador.



Cuando el interruptor cumpla con las características de aislamiento exigidas a los seccionadores y su posición 'abierto' sea visible o señalado por un medio seguro, podrá omitirse el seccionador señalado anteriormente.

Podrán suprimirse los seccionadores en caso de utilizarse aparatos extraíbles con los dispositivos de seguridad necesarios para evitar falsas maniobras e impedir el acceso involuntario a los puntos con tensión que quedasen al descubierto.

Se recomienda el uso de enclavamientos para evitar la apertura o cierre indebidos en un seccionador durante las maniobras.

Los cortacircuitos fusibles que al actuar den lugar automáticamente a una separación de los contactos, equiparable a las características exigidas a los seccionadores, serán considerados como tales.



REFERENCIAS

- [1] Solartronic. “*Conversión de la luz solar en energía eléctrica. Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos*”.
- [2] Recurso didáctico on-line. Editorial: McGraw-Hill. “*Unidad 1: Componentes de una instalación solar fotovoltaica*”
- [3] E-book: Libro de ciencia y tecnología Nº2. “*Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía. Primera Edición. Capítulo 1*”. México 2009.
- [4] Gobierno de Canarias. Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías. Viceconsejería de desarrollo industrial e innovación tecnológica. Dirección general de industria y energía. Área de energía. “*Instalaciones de energías renovables. Instalaciones fotovoltaicas. Páginas 28 a 36.*”
- [5] Mukund R. Patel. “*Wind and solar power systems. Chapter 8: Solar Photovoltaic power system*”. 1999 by CRC Press LLC.
- [6] Norma internacional IEC 62727 TS Ed 1: *Specification for solar trackers used for photovoltaic systems*”
- [7] CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. “*Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Anexo II: Geometría Solar*”.
- [8] Norma internacional. Project IEC 62548: *Desing requeriments for PV arrays*.
- [9] Gobierno de Canarias. Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías. Viceconsejería de desarrollo industrial e innovación tecnológica. Dirección general de industria y energía. Área de energía. “*Instalaciones de energías renovables. Instalaciones fotovoltaicas. Parte 2. Capítulo 2: Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica*”
- [10] Norma UNE-EN 50524: *Información de las fichas técnicas y de las características de los inversores fotovoltaicos*.
- [11] CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas. Departamento de energías renovables. M. Alonso-Abella. “*Inversores para conexión a red de sistemas FV*”.
- [12] Ursula Eicker. “*Solar Technologies for buildings. Chapter 5: Grid-connected photovoltaic systems*”. Ed. Wiley. 2001
- [13] Documento CIEMAT. “*PHOTOVOLTAICS. Choosing the right inverter for grid-connected PV systems*”.
- [14] Universidad de Huelva. Dpto. De Ingeniería Electrónica, de Sistemas Informáticos y Automática. J.M.Enrique Gómez. “*Diseño, modelado y optimización de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia de generadores fotovoltaicos mediante convertidores CC/CC*”. 2011.



- [15] Norma Europea UNE-EN 50530: *Rendimiento total de los inversores fotovoltaicos de conexión a la red.*
- [16] Revista PHOTON. La revista de fotovoltaica. Agosto 2011.
- [17] CIEMAT. Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. *“Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red.”*
- [18] COIT. Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicaciones. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. *“Energía solar fotovoltaica”*. 2007
- [19] J.M.Suárez Creo. *“Proteccion de instalaciones y redes eléctricas. Cap.2: Nociones generales de protecciones eléctricas.”* Ed. Andavira.
- [20] N.R.Melchor; F.R.Quintela; R.C.Redondo; J.M.G.Arévalo. *“Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión.”* Proyectos de ingeniería. Universidad de Salamanca.

V. ANÁLISIS COMPARATIVO

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de los capítulos anteriores, se ha realizado el estudio de qué es la energía solar fotovoltaica, qué tipo de instalaciones fotovoltaicas existen, qué elementos componen una instalación y qué papel juegan en la misma.

Sin embargo, el objetivo de este proyecto se basa en el análisis y comparación de los parámetros fundamentales que definen el óptimo funcionamiento de un inversor fotovoltaico.

Como es sabido, los inversores son el medio por el cual la energía obtenida del sol se convierte en electricidad, en corriente alterna.

Actualmente hay más de 40 fabricantes principales de inversores, la mayoría especializados en inversores solares. Pero también hay nuevas empresas dedicadas al diseño y fabricación de estos equipos, lo que favorece al crecimiento del tamaño de las plantas solares, ya que pueden alcanzarse potencias del orden de los megavatios.

Compañías como Siemens y ABB se centran en instalaciones conectadas a red; Schneider Electric, que adquirió Xantrex (una de las tres empresas más grandes en el mercado de inversores), fabrica inversores con eficiencias alrededor del 96%, incluyendo transformador. Pero es la compañía alemana, SMA, líder del mercado actual.

Aunque están emergiendo técnicas disruptivas como los micro-inversores, el mercado de los inversores apuesta por arquitecturas centralizadas, con inversores que proporcionan altas potencias de salida y, generalmente, van conectados a la red eléctrica.

2. INVERSORES

El análisis llevado a cabo en este proyecto se centrará en el estudio de inversores que ofrezcan una potencia de salida igual o superior a 100 kW. Se tomarán como referencia 13 fabricantes internacionales con posiciones líderes en el mercado actual, y se compararán un total de 86 modelos diferentes.

A continuación, y en orden alfabético, se enumerarán y detallarán los fabricantes, proporcionando una breve reseña de los mismos, así como de los modelos estudiados.

2.1. DELTA ELECTRONICS

Alemania.

Delta Group [1], gracias a los avances tecnológicos, ha aumentado considerablemente la eficacia de sus productos de suministro de energía y ha lanzado productos con características de ahorro de energía tales como balastos electrónicos, accionamiento de motor de CA, inversores de energía renovable y componentes de pilas combustibles. La eficacia del 97,5% en los inversores fotovoltaicos de Delta es la más alta que se ha conseguido en su clase.

Modelos analizados: Solivia CM EU G3

2.2. GAMESA ENERTÓN

España.

Enertrón suministró el primer inversor europeo de 100 kVA con IGBT's para energía fotovoltaica, en 1993, participando en la emblemática planta Toledo PV, de 1 MW de potencia. Desde ese año, Enertrón está dedicado a la fabricación de inversores para centrales fotovoltaicas.

En el año 2004, GAMESA adquiere el 100% de ENERTRÓN, pasando a formar parte de Gamesa Electric.

Actualmente, Gamesa Enertrón [2] está consolidado como uno de los principales suministradores españoles de energías renovables. En las instalaciones de Coslada, se fabrican inversores fotovoltaicos de hasta 500 kW, así como soluciones para huecos de tensión en Parques Eólicos, un avance tecnológico pionero en el mercado.

Modelos analizados:

Inversor central: 100kW/ 500 kW.

2.3. GREENPOWER

España

GPtech [3] es una empresa andaluza de base tecnológica, pionera en España por su oferta de servicios I+D+i en los sectores de las energías renovables, la eficiencia y el ahorro energéticos.

GPtech dispone de sistemas fotovoltaicos con conexión a red:

- Instalación de 450 kW sobre suelo en término municipal de Lepe (Huelva)
- Sobre cubierta, realizada en Sevilla, con una potencia nominal de 630 kW.

Modelos analizados:

POWER PV 100
POWER PV 500
POWER PV 500 CT
POWER *PV 500 modular*
POWER *PV 630 modular*.

2.4. INGETEAM

España.

Ingeteam [4] es una empresa líder especializada en ingeniería eléctrica y en el desarrollo de equipos eléctricos, motores, generadores y convertidores de frecuencia. Aplica sus productos principalmente en cuatro sectores: energía, industria, naval y tracción ferroviaria, buscando optimizar el consumo, así como maximizar la eficiencia en la generación de energía.

Con más de 30 años de experiencia en el sector de electrónica de potencia y 20 años en energías renovables, Ingeteam ha diseñado una amplia gama de inversores fotovoltaicos de conexión a red y aislada Ingecon® Sun entre 2,5 y 625 kW. Durante los últimos años Ingeteam ha suministrado más de 1 GWp en instalaciones fotovoltaicas residenciales y grandes instalaciones multimegavatio con inversores Ingecon®Sun.

Ingeteam cuenta con una red de delegaciones comerciales en Italia, Alemania, Francia, Estados Unidos y la República Checa para el sector fotovoltaico, que dan cobertura comercial y de servicio postventa en estos países.

Modelos analizados:

IngecomSunPower (sin transformador): 100 TL, 125 TL, 150 TL.
IngecomSunPower Max 220 AC: 250 TL, 375 TL, 500 TL.
IngecomSunPower Max 275 AC: 215 HE TL, 500 HE TL, 625 HE TL.



2.5. JEMA

España.

Jema [5] es una empresa líder en el sector de la electrónica de potencia. Ha sido pionera en España en el diseño de convertidores para instalaciones de energías renovables.

Hoy en día su actividad se centra en el desarrollo de convertidores de alto rendimiento diseñados para plantas de energía eólica, fotovoltaica, hidrógeno, etc., robustos y de manejo sencillo: Inversores Fotovoltaicos serie IF; convertidores para aerogeneradores de Control de Corrientes por Rotor, Redes débiles y Doblemente Alimentado (DFIM); cargador-descargador de baterías contra red; diversos sistemas para la mejora de la eficiencia energética (filtros activos, estabilizadores, reguladores de $\cos \phi$); así como otros desarrollos específicos definidos por el cliente.

Modelos analizados:

- Serie IF 100
- Serie IF 250
- Serie IF 500

2.6. KACO

Alemania.

KACO New Energy [6] está especializada en inversores fotovoltaicos y sistemas de monitoreo, así como en sistemas de suministro de energía para aplicaciones ferroviarias e industriales. Como fabricante líder en este campo, la compañía ha producido más de 3 gigavatios de inversores fotovoltaicos desde 1999.

KACO New Energy solo utiliza componentes de alta calidad, que están diseñados para trabajar a altas temperaturas.

Modelos analizados: Powador XP100-HV.

2.7. POWER ELECTRONICS

España.

Desde 1986, Power Electronics [7] adquiriendo una experiencia que la sitúa como empresa pionera en el sector. La fabricación de sus equipos se lleva a cabo mediante los mejores desarrollos de electrónica de potencia y ahora se complementan con su división de Renovables donde desarrollan sus Inversores Solares.

Con la importancia que tiene hoy día la eficiencia y el ahorro energético, en Power Electronics siguen creando nuevas gamas de producto en la división de Industria, con equipos especiales diseñados para Media Tensión (entre otros), invirtiendo su esfuerzo en ofrecer todos aquellos productos que optimizarán sus instalaciones fotovoltaicas.

Modelos analizados:

FreeSun Serie HE

FreeSun Serie HE Station (HES)

2.8. POWER-ONE

Estados Unidos (EE.UU)

Manteniendo su enfoque en las energías renovables y las soluciones ‘verdes’ de energía, Power-One [8] se ha consolidado como el segundo mayor proveedor del mundo de inversores solares.

Es una de las pocas empresas que ofrece una gran variedad de productos para el perfeccionamiento de los servicios de conversión de energía. Además, aumentan la disponibilidad de los productos de energía solar y eólica con mejores características y rendimientos, ofrecen una instalación más fácil y el mejor servicio al cliente.

Power One, en sus soluciones de alta eficiencia de energía ‘verde’, proporciona una amplia gama de beneficios: reducción del consumo de energía, aprovechamiento de la energía mejorada en las aplicaciones de energía alternativa, aumento de la densidad de potencia, mejor rendimiento en ambientes con elevadas temperaturas y reducción del coste de enfriamiento, gracias a sistemas que disipan menos calor.

Modelos analizados: Aurora Lite, Aurora Plus y Aurora Ultra

2.9. REFUSOL

Alemania

REFU*sol* GmbH [9] es un fabricante de inversores fotovoltaicos a la vanguardia tecnológica mundial. Con un grado de rendimiento máximo del 98,2 %, los inversores REFU*sol* están entre los más eficaces e innovadores del mercado. La gama de productos de alta calidad abarca inversores centrales con una gama de potencia de 4 kW a 1,3 MW.

Modelos analizados:

REFUSOL: 100 K, 160 K, 333 K, 500 K y 630 K.

REFUSPB: 500 K, 630 K, 1,0 M y 1,3 M

2.10. SIEMENS

Alemania

Siemens [10] es el proveedor líder en el mundo de productos, servicios y soluciones para la generación, transmisión y distribución de energía, así como para la extracción, transformación y el transporte de petróleo y gas.

Sus innovaciones permiten alcanzar una mayor eficiencia en la generación y transmisión de energía, reduciendo considerablemente las emisiones de dióxido de carbono.

Los inversores solares SINVERT, con el sistema de entrada de alimentación, se adapta perfectamente a los sistemas fotovoltaicos de tamaño mediano y a las plantas de energía solar a partir de 10 KVA a MVA.

Modelos analizados:

Sinvert: 350 M/420 M
700 MS/ 850 MS/ 1000MS/ 1300 MS/ 1400MS/ 1700 MS
500 M TL
100 MS TL/ 1500 MS TL /2000 MS TL

2.11. SMA

Alemania

La misión de SMA Solar Technology AG [11] es acelerar la implantación de la energía fotovoltaica. Gracias a sus constantes desarrollos e innovaciones en ingeniería de sistemas, hacen posible que sea más sencillo, fiable y rentable, instalar y operar instalaciones fotovoltaicas.

SMA desarrolla y fabrica inversores solares muy eficientes para: instalaciones de cualquier tamaño, cualquier clase de potencia y todas las especificaciones de red en cualquier parte del mundo, independientemente del tipo de módulo solar que se utilice. SMA es el proveedor de este segmento que tiene el mayor volumen de ventas a nivel mundial.

Modelos analizados:

Sunny Central: 200/250/350/250 HE
500 a 800 CP
400/500/630 MV
400/500/630 HE
800/1000/1250 MV
100 Indoor/100 Outdoor/100In-Out HE

2.12. SPUTNIK-SOLARMAX

Alemania.

Bajo la marca SolarMax, Sputnik Engineering [12] desarrolla, produce y distribuye, desde hace 20 años, inversores solares y ofrece soluciones para la supervisión de instalaciones.

Se caracterizan por la calidad suiza: máxima eficiencia, seguridad en el funcionamiento y larga vida útil.

Modelos analizados:

SolarMax Serie TS: 100 TS/ 300 TS

SolarMax Serie TS-SV: 330 TS-SV

2.13. SUNGROW

China

Sungrow Power Suplí Co., Ltd [13] es una empresa de alta tecnología nacional especializada en la investigación, desarrollo, comercialización y venta de productos de energía renovable, especialmente eólica y solar.

Entre sus principales productos están el inversor y convertidor para sistemas fotovoltaicos, y un convertidor UPS para grandes sistemas eólicos, además de ofrecer servicios de consultoría de proyectos, diseño de sistemas, soporte técnico y otros servicios para el proceso del proyecto.

Debido al aumento de las plantas de energía fotovoltaica, la capacidad de energía conectada a red crece al mismo ritmo. Sungrow tiene más de 10 años de experiencia en investigación, desarrollo, producción y venta de energía fotovoltaica conectada a red, lo que ha puesto en marcha una serie de inversores hechos para plantas de energía fotovoltaica de mediano y gran tamaño, tales como 100 kW, 250 kW, 500 kW y 1 MW.

Modelos analizados:

Serie SG (con transformador): 100 K3/ 125 K/ 250 K3

Serie SG (sin transformador): 500 KTL / 630 KTL

Serie SG (grandes sistemas): 1000 KHV/ 1000 KS/ 1260 KS

2.14. TABLA INVERSORES

Fabricante	Modelo		País
DELTA ELECTRONICS	Solivia CM EU G3		Alemania
GAMESA ENERTRÓN	Inversor Central	100 kW	España
		500 kW	
GREENPOWER (GPtech)	POWER	PV 100	España
		PV 500	
		PV 500 CT	
		<i>PV 500 modular</i>	
		<i>PV 630 modular</i>	
INGETEAM	IngecomSunPower (sin transformador)	100 TL	España
		125 TL	
		150 TL	
	IngecomSunPower Max 220 AC	250 TL	
		375 TL	
		500 TL	
	IngecomSunPower Max 275 AC	215 HE TL	
		500 HE TL	
		625 HE TL	
JEMA	Serie IF	100	España
		250	
		500	
KACO New Energy	Powador XP100-HV		Alemania
POWER ELECTRONICS	FreeSun Serie HE	FS 250IH - FS 1000IH	España
	FreeSun Serie HE Station (HES)	FS 250OH - FS 1000OH	
POWER-ONE	Aurora Lite		EE.UU
	Aurora Plus		
	Aurora Ultra		
REFUSOL	REFUSOL	100 K	Alemania
		160 K	
		333 K	
		500 K	
		630 K	
	REFUSPB	500 K	
		630 K	
		1,0 M	
		1,3 M	
SIEMENS	Sinvert Serie M	350	Alemania
		420	
	Sinvert Serie MS	700	
		850	
		1000	
		1300	
		1400	
		1700	
	Sinvert Serie M-TL	500	
	Sinvert Serie MS-TL	1000	
		1500	
2000			
SMA	Sunny Central	200/250/350/250 HE	Alemania
		500 a 800 CP	
		400/500/630 MV	
		400/500/630 HE	
		800/1000/1250 MV	
		100 Indoor/100 Outdoor /100In-Out HE	



SPUTNIK-SOLARMAX	SolarMax Serie TS	100	Alemania
		300	
	SolarMax Serie TS-SV	330	
SUNGROW	Serie SG (con transformador)	100 K3	China
		125 K	
		250 K3	
	Serie SG (sin transformador)	500 KTL	
		630 KTL	
	Serie SG (grandes sistemas)	1000 KHV	
		1000 KS	
	1260 KS		

3. CONFIGURACIÓN DE LOS INVERSORES

En este apartado se estudiarán las posibles configuraciones que pueden presentar los inversores seleccionados, teniendo en cuenta aspectos como su principio de funcionamiento, la topología del aislamiento galvánico o la conexión a red, descritos en el capítulo anterior.

Como sabemos, los inversores propuestos para estudio presentan potencias de salida iguales o superiores a los 100 kW. Por lo general, los inversores estudiados que ofrecen potencias cercanas a los 100 kW presentan la configuración de inversor central. En cuanto trabajan con potencias superiores, es habitual la **conexión a red** como inversores modulares, e incluso la combinación de ambas.

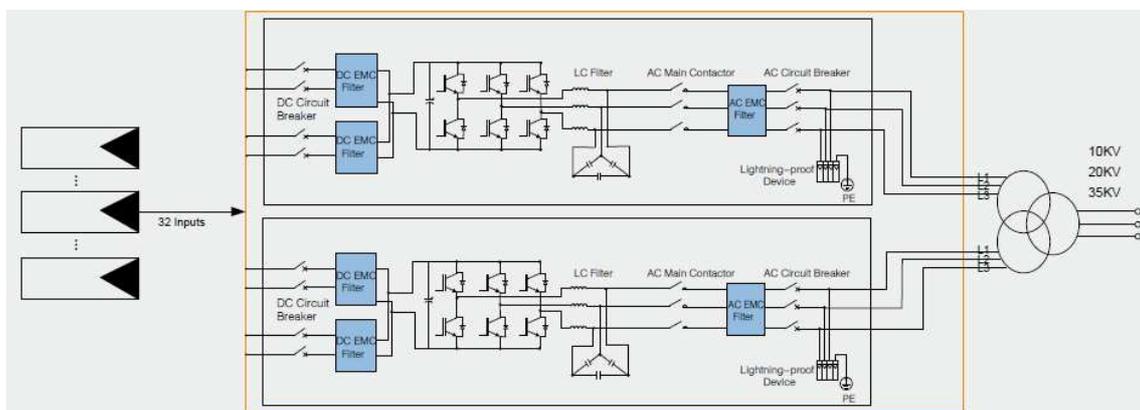


Figura 1: Ejemplo de configuraciones de conexión a red: central y modular.
Fabricante: Sungrow. Modelos: SG 1000 KS/ SG 1260 KS

Con este ejemplo se demuestra que para la conexión de 32 paneles fotovoltaicos se requieren dos inversores. La conexión de la mitad de los paneles fotovoltaicos tendrá una configuración central, a un único inversor; una vez conectados los paneles a ambos inversores se dispondrá de una configuración modular de los mismos que permitan la posterior conexión a red. Otros ejemplos de este tipo de conexión son los siguientes:

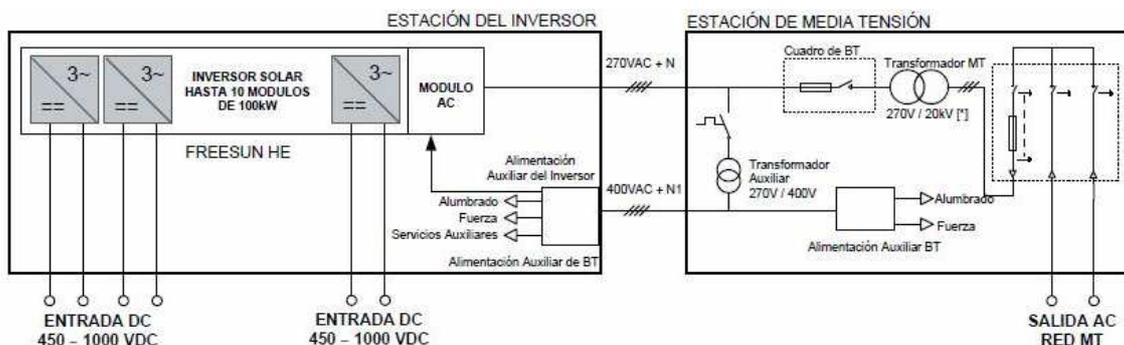
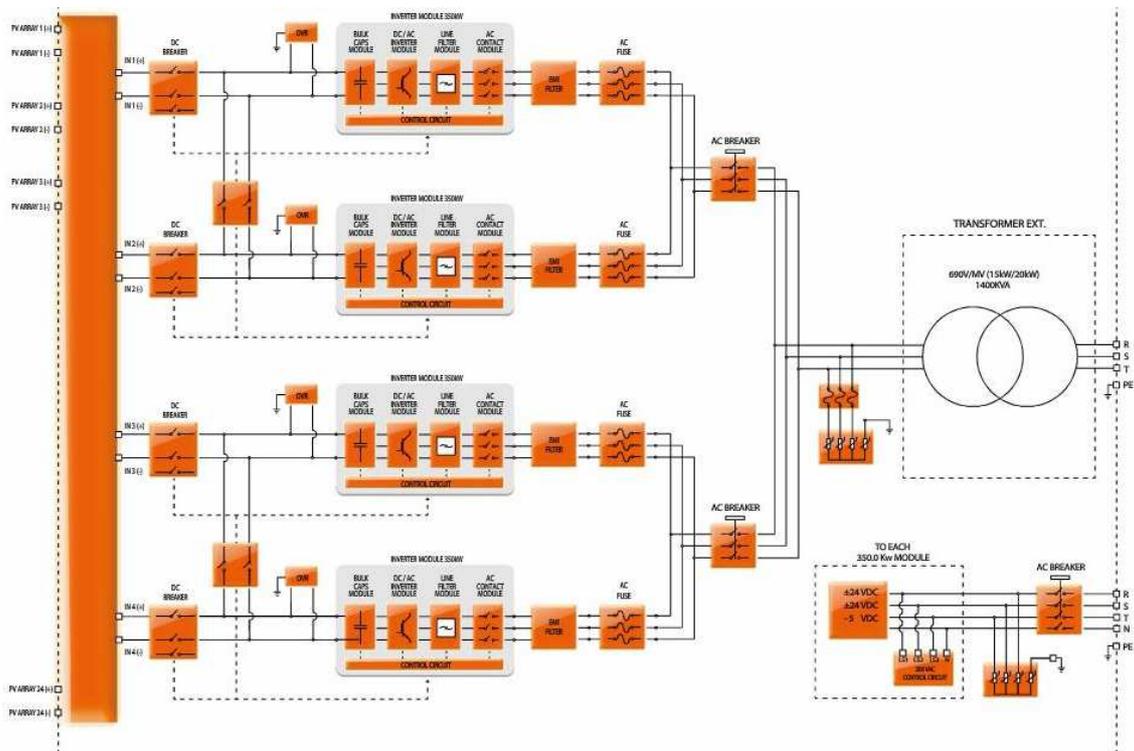


Figura 2: Inversor modular.
Fabricante: Power Electronics. Modelo: FreeSun Serie HE Station

El inversor modular, con una potencia final de 1MW, del fabricante de Power Electronics (Fig. 2), permite la asociación de hasta 10 módulos de 100 kW cada uno. Esta topología permite obtener inversores de alta eficiencia o *High Efficiency* (HE). Se observa que la salida del inversor está conectada a una estación de media tensión que contiene el transformador MT.

Como último ejemplo, en la siguiente figura se muestra la conexión en paralelo de cuatro inversores modulares. A la salida, los módulos se conectarán a un transformador de media tensión que elevará la tensión para la conexión a red.



**Figura 3: Esquema eléctrico de un inversor modular con cuatro módulos en paralelo.
Fabricante: Power-One. Modelo: Aurora Ultra 1400 TL**

Tanto en esta figura como en la siguiente pueden apreciarse las protecciones y los filtros de los que dispone cada inversor, aunque se detallarán más detenidamente en la última parte del capítulo. Este tipo de esquemas representa con claridad los elementos que intervienen en el funcionamiento de un inversor, así como su funcionalidad, colocación y conexión dentro del circuito eléctrico.

El inversor modular anterior está compuesto por cuatro inversores de 350 kW que, al final, proporcionará una potencia total de salida de 1400 kW. En la figura siguiente se muestra la topología de cada uno de los módulos. Observar la importancia de los polos positivo y negativo a la entrada de los inversores, en la parte de continua (Fig.4).

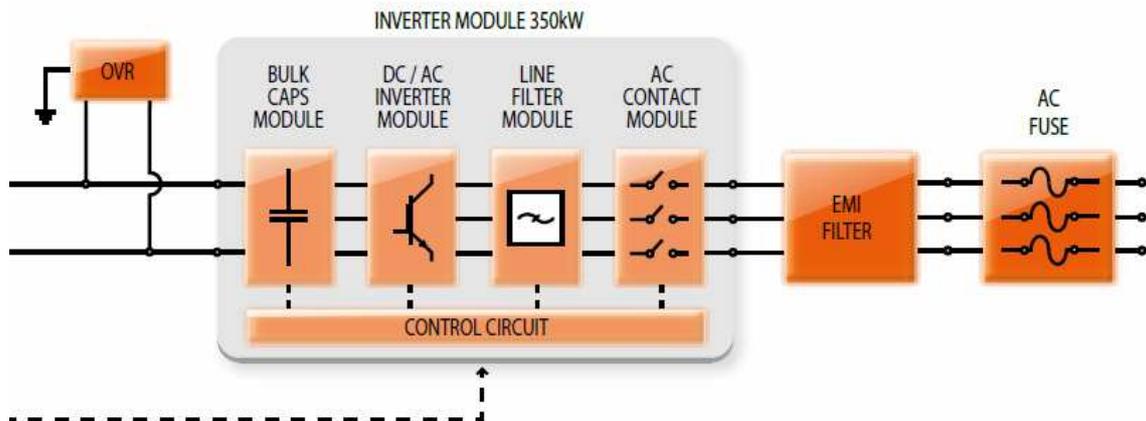


Figura 4: Módulo de 350 kW del inversor modular Aurora Ultra 1400 kW

Por otro lado, los inversores para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red serán de onda senoidal pura, ya que a la salida del inversor se precisa una onda con características muy similares a las ondas de red para poder inyectar la energía producida en la misma.

En cuanto al **principio de funcionamiento**, la mayoría de los inversores estudiados son conmutados por la red. Para ello, cuentan con un puente de tiristores, señalado en rojo en la siguiente figura (Fig.5).

Son utilizados en instalaciones que trabajan con grandes potencias y, además, utiliza sistemas de filtrado adicionales, que también se pueden apreciar en la figura tanto en el lado de continua como en el de alterna.

Esta misma figura es válida para justificar el suministro de una corriente eléctrica trifásica (3-phase).

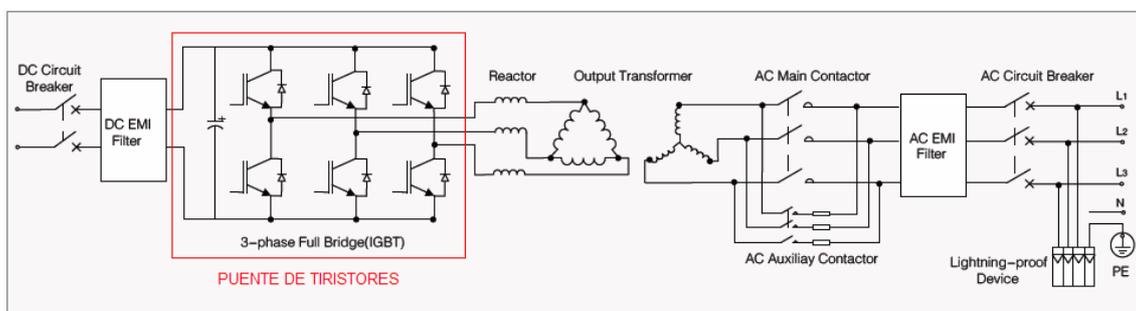


Figura 5: Inversor con puente de tiristores.
Fabricante: SUNGROW. Modelo: SG 100 K3

Otra característica importante a tener en cuenta en la **configuración** de los inversores, es la topología interna del inversor **según su sistema de aislamiento**.

La importancia de esto reside en el rendimiento final del inversor ya que, como se vio con anterioridad, un inversor sin transformador (*transformerless*, de aquí en adelante TL) ofrece un mayor rendimiento que los inversores con aislamiento galvánico de baja frecuencia (*Low Frequency*, de ahora en adelante LF).

El siguiente gráfico muestra la frecuencia de uso de los distintos tipos de aislamiento galvánico en los inversores estudiados:

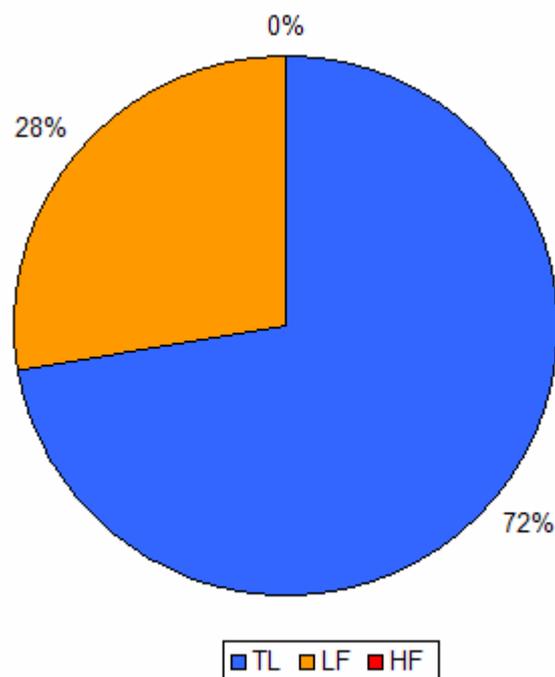


Figura 6: Distribución de transformadores según su aislamiento galvánico

Según la figura anterior, un 72% de los transformadores estudiados emplean una topología sin aislamiento galvánico (TL), correspondiéndose con un total de 44 inversores. Un 28% utilizan transformadores de baja frecuencia (LF) para aislamiento galvánico, haciendo un total de 17 inversores con esta topología. Y, como observación adicional, no existe ningún inversor de los estudiados que cuenten con transformadores de alta frecuencia (HF) como método de aislamiento galvánico.

Basándonos en los modelos analizados, los inversores que proporcionan una tensión de salida inferior a los 400 Vac, no disponen de transformador de aislamiento galvánico, independientemente de la potencia que entreguen. Sí es habitual, sin embargo, que dispongan de transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia los inversores que proporcionan una tensión de salida igual a 400 Vac, tal y como muestra la Fig.7.

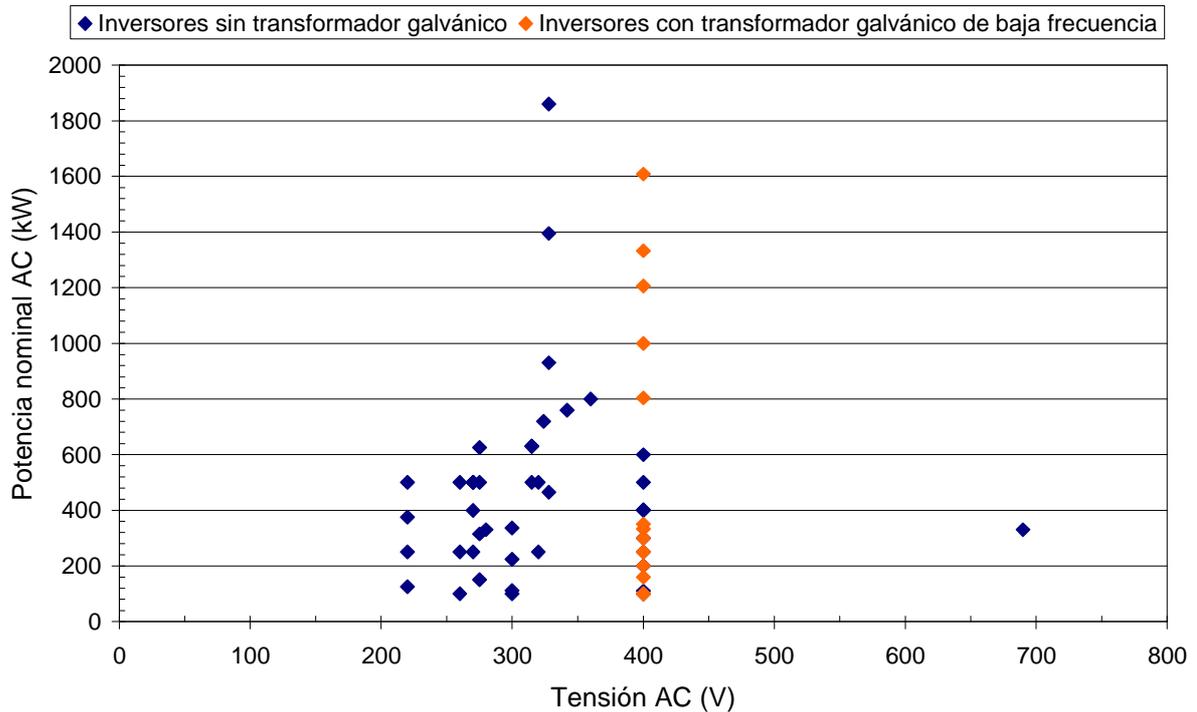


Figura 7: Tensión frente a potencia, de salida, según el tipo de aislamiento galvánico.

Cabe señalar que existen excepciones respecto a la afirmación anterior, ya que también pueden observarse inversores sin aislamiento galvánico cuyo valor de tensión es de 400V. A esas excepciones pertenecen inversores del fabricante Greenpower, Delta Energy, el modelo Ingecon Sun 110 TL de Ingeteam y el modelo RefuSol 333K del fabricante REFU Elektronik, que no solo alcanza sino que supera los 400 V, adoptando un valor de 690V.

Para ver algunos ejemplos de los esquemas eléctricos de cada una de las topologías de aislamiento galvánico, disponemos de las siguientes figuras:

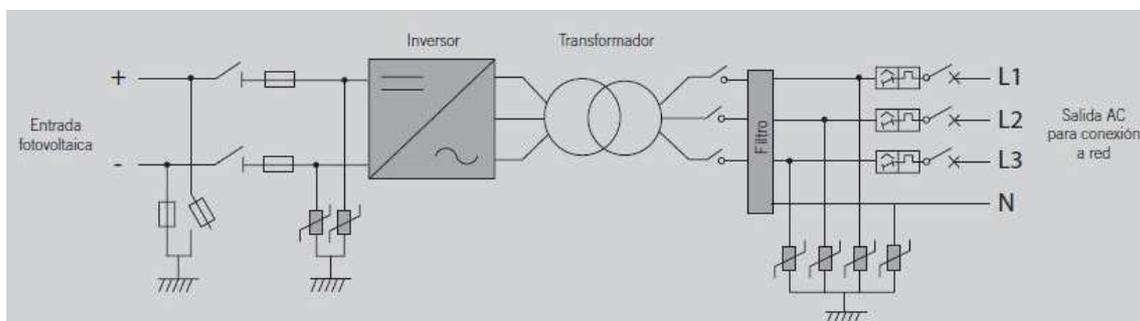


Figura 8: Esquema eléctrico de un inversor con aislamiento galvánico LF.
Fabricante: INGETEAM. Modelo: IngecomSun Power 100 U

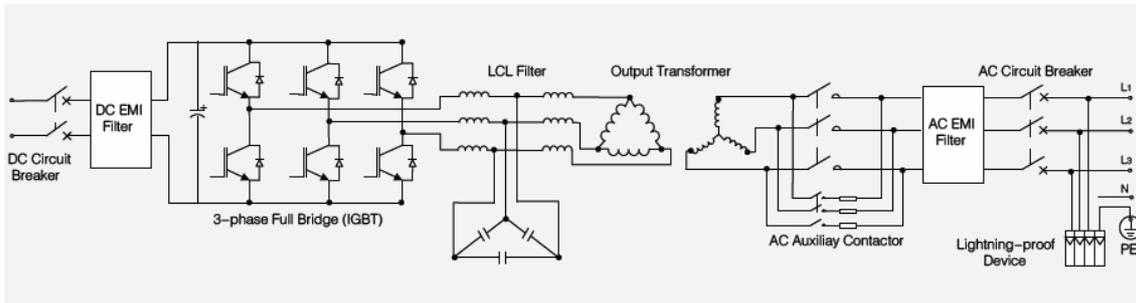


Figura 9: Esquema eléctrico de un inversor con aislamiento galvánico LF.
Fabricante: SUNGROW. Modelo: SG 250 K3

Ambos inversores presentan una topología de aislamiento galvánico con transformador de baja frecuencia. Entre la Fig. 8 y la Fig. 9, ésta última presenta un esquema eléctrico mucho más detallado. El inversor de aislamiento galvánico presenta una configuración eléctrica triángulo-estrella, conocido también como transformador elevador, necesario una vez se realice la conversión de la corriente continua a alterna. Además, esta conexión no presenta problemas con las componentes en sus voltajes de terceros armónicos.

En el caso de inversores que no disponen de aislamiento galvánico, se puede ver que están conectados directamente a un transformador de media tensión. Como ejemplos de estas topologías tenemos otros dos fabricantes.

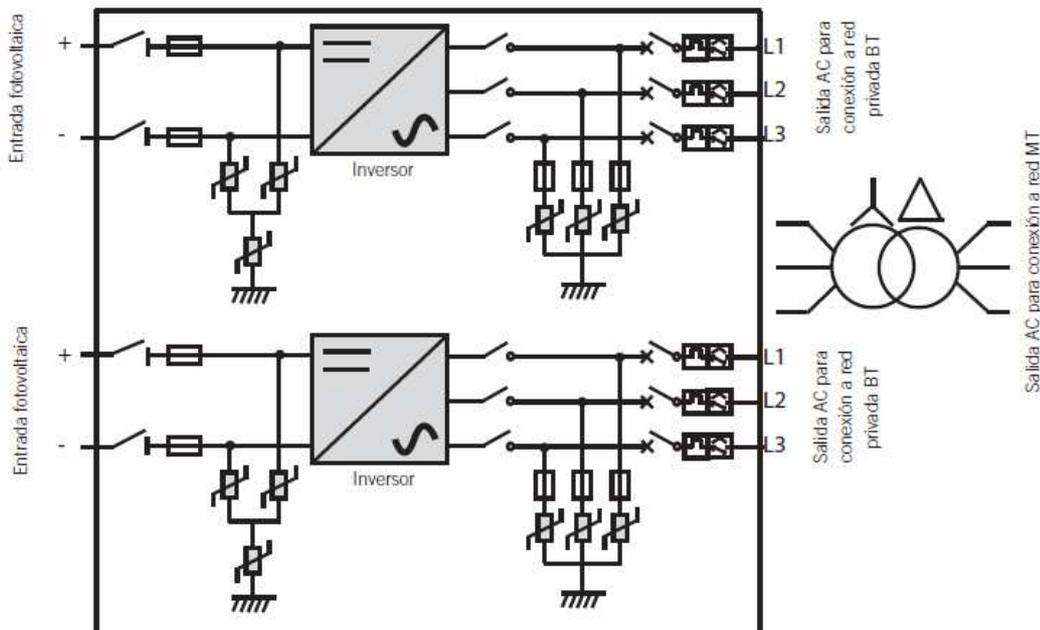


Figura 10: Esquema eléctrico de un inversor sin transformador de aislamiento galvánico.
Fabricante: INGETEAM. Modelos: IngeconSun Power 100TL/ 125 TL/ 150 TL

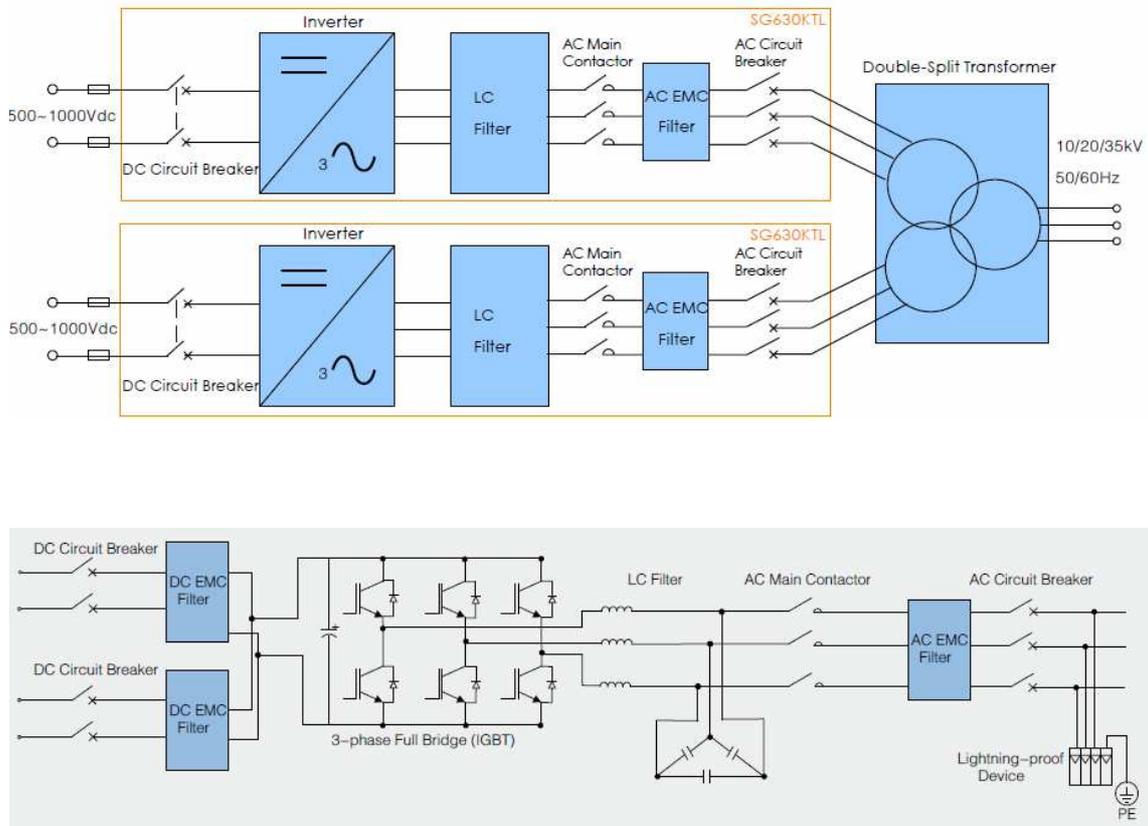


Figura 11: Esquemas eléctricos de un inversor sin transformador de aislamiento galvánico. Fabricante: SUNGROW. Modelos: SG 500 KTL/SG 630 KTL

La conexión habitual del transformador de media tensión (MT) es, como muestra la Fig.10, estrella-triángulo. Es habitual pensar que este tipo de conexión en los transformadores se aplique para reducir los valores de tensión, es decir, su configuración de conexión sea de transformador reductor. Sin embargo, según representa la figura, este tipo de transformadores conecta el primario con la red de BT mientras que el devanado secundario está unido a la red de MT. El motivo de emplear esta configuración es que no presenta problemas con los terceros armónicos y es estable respecto a cargas desequilibradas, lo que facilita la posterior conexión con la red eléctrica.

En cualquier caso, la elección del tipo de aislamiento, ya sea sin transformador o con un transformador de baja frecuencia, y de la topología interna del inversor, sea central o modular, deben ser las adecuadas para crear una configuración que proporcione el máximo rendimiento, minimizando las pérdidas, y presente un funcionamiento seguro tanto para la instalación como para las personas encargadas de su mantenimiento.

4. PARÁMETROS DE ENTRADA, DC

Como se ha comentado, uno de los parámetros fundamentales que caracterizan un inversor es su rango de valores de tensión para los que se obtiene la máxima potencia.

Mediante un análisis gráfico de los inversores que intervienen en este estudio, compararemos algunas de las variables de entrada entre sí, para poder facilitar su comprensión con los parámetros de salida que analizaremos en los siguientes apartados.

En primer lugar, es imprescindible diferenciar las variables que van a formar parte de este análisis:

- Potencia nominal (kW): Potencia nominal de entrada en el inversor a la cual puede ser convertida en régimen estacionario.
- Potencia máxima (kW): Máximo valor de potencia que el inversor puede convertir en régimen estacionario.
- Potencia umbral (W): Potencia mínima (o umbral) a la cual el inversor comienza a trabajar.
- Tensión nominal (V): Tensión de entrada especificada por el fabricante.
- Tensión mínima del MPPT (V): Mínima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
- Tensión máxima del MPPT (V): Máxima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
- Tensión máxima nominal (V): máxima tensión permitida a la entrada del inversor.
- Corriente nominal (A): Corriente de entrada especificada por el fabricante.
- Corriente máxima (A): Máximo valor de la corriente de entrada en el inversor en régimen estacionario.

El programa PVsyst [14] nos facilita una tabla con los valores de entrada para las diferentes marcas y modelos de inversores.

A partir de los datos proporcionados por el programa, se elaborarán gráficos que nos permitan la comparación entre distintos parámetros, así como establecer la relación que existe entre ellos.

4.1. Tensión máxima frente a corriente máxima

Lo primero que cabe mencionar es la relación entre la tensión y la corriente máximas a la entrada del inversor, es decir, en el lado de continua. Dichos valores proporcionarán la potencia máxima a la que trabaje el inversor.

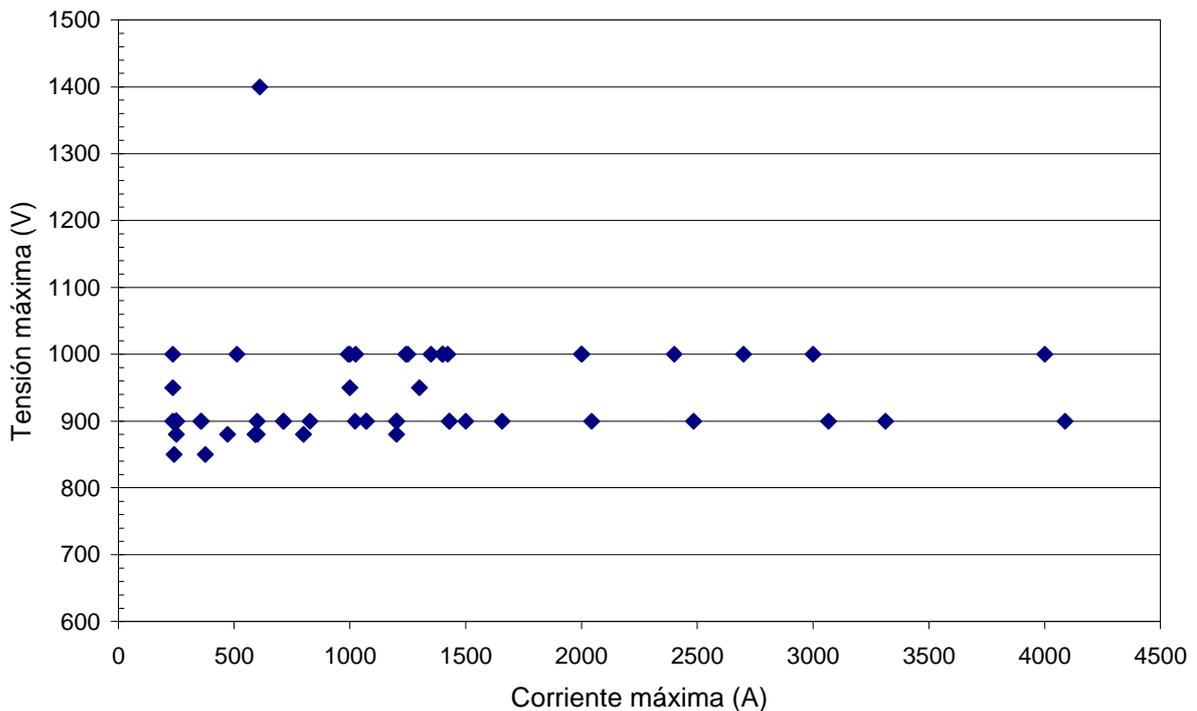


Figura 12: Corriente máxima y tensión máxima

El gráfico muestra que los valores máximos de tensión están comprendidos entre 850 y 1000 V, por lo general. Sin embargo, existe un dato atípico cuyo valor de tensión alcanza los 1400 V, correspondiente a un inversor del fabricante Refusol, modelo: RefuSol 333K.

En cuanto a las corrientes, se puede observar que el rango es bastante más amplio. Puede decirse que existe una mayor concentración en el intervalo comprendido entre los 235 A y los 1500 A, mientras que para valores superiores los datos presentan una mayor dispersión, es decir, son valores menos habituales.

4.2. Tensión y corriente máximas frente a potencia máxima

Ambos parámetros mantienen una relación directamente proporcional, la potencia máxima. En la siguiente gráfica se muestra dicha dependencia:

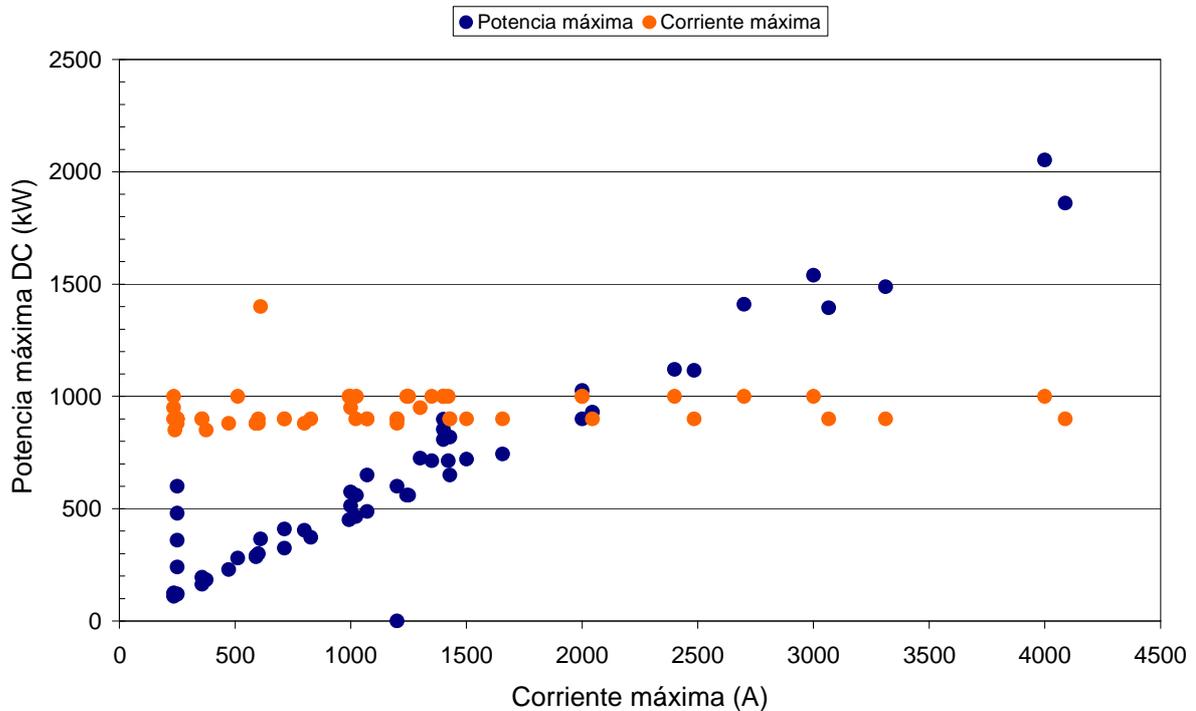


Figura 13: Corriente máxima vs. Potencia máxima de entrada

Como se ha visto anteriormente, y como se observa en la serie naranja, los valores de corriente oscilan entre los 240 y 4088 A.

La gráfica azul muestra de relación directamente proporcional que existe entre la tensión y la corriente para proporcionar los correspondientes valores de potencia. En la serie azul se puede apreciar cómo los valores de potencia máxima están comprendidos entre los 115 kW y los 2052 kW, según las otras dos variables mencionadas.

Basándonos en la definición de potencia como producto de tensión por corriente, es lógico esperar que, con valores de tensión comprendidos entre los 850 y 1000 V, se precisen altos valores de corriente para obtener altos valores de potencia. O viceversa, tal y como se observa en los datos cercanos a los 240 A, donde lo que varía es la tensión y no la corriente, de ahí la distribución vertical de ese pequeño conjunto de valores.

4.3. Tensiones de entrada

Para facilitar la comprensión de los datos correspondientes a las tensiones de entrada se realizará un análisis gráfico de los valores de tensión mínima y máxima del MPPT, por separado, estableciendo los más habituales en la muestra correspondiente a los inversores seleccionados. Después, se realizará una comparación entre ambos valores, y se añadirán la tensión mínima nominal y la tensión máxima, para ver qué comportamiento presentan estos datos frente a la potencia nominal de entrada.

Se comienza el análisis con el **valor mínimo de tensión del MPPT**.

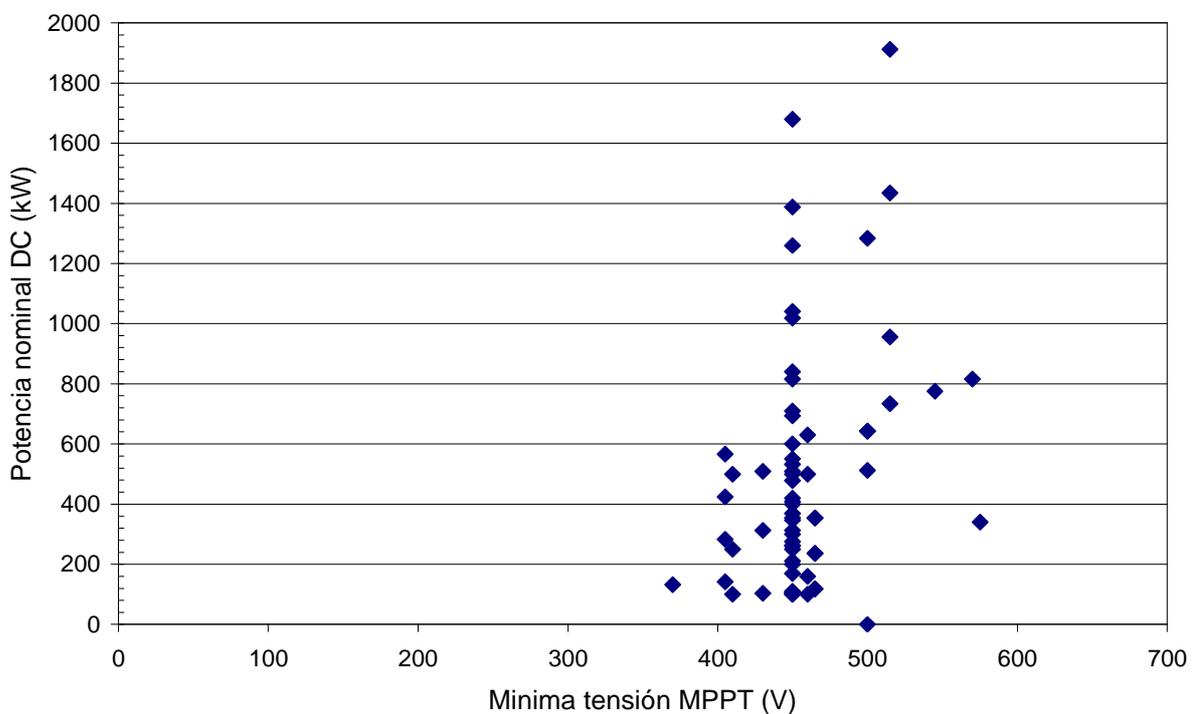


Figura 14: Mínima tensión de MPPT vs. Potencia nominal de entrada

Este gráfico permite justificar cuáles son los valores de tensión que barre el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor para obtener la máxima potencia de salida. En este caso, la potencia de entrada corresponde a los valores nominales de corriente y tensión a la entrada del inversor, siendo totalmente independiente de los valores correspondientes al MPP.

Como se observa, el voltaje mínimo del seguimiento del punto de máxima potencia muestra un valor muy habitual entorno a los 450 V. Este dato nos sugiere que, para obtener la máxima potencia de salida, el inversor debe trabajar con tensiones cercanas al valor anterior. Según el tipo de inversor que tratemos, se pueden presentar valores de tensiones inferiores como los 370 V, o superiores, desde 500 hasta 575 V.

Si analizamos las potencias de entrada del inversor, podemos comprobar que son habituales las potencias comprendidas entre los 100 kW y los 750 kW. Las potencias superiores a éstas son menos frecuentes y están más dispersas, por lo que los valores de corriente a los que trabajan esos inversores son poco habituales.

Algo parecido ocurre si se estudia el gráfico que relaciona la potencia nominal con la **máxima tensión del seguimiento del punto de máxima potencia.**

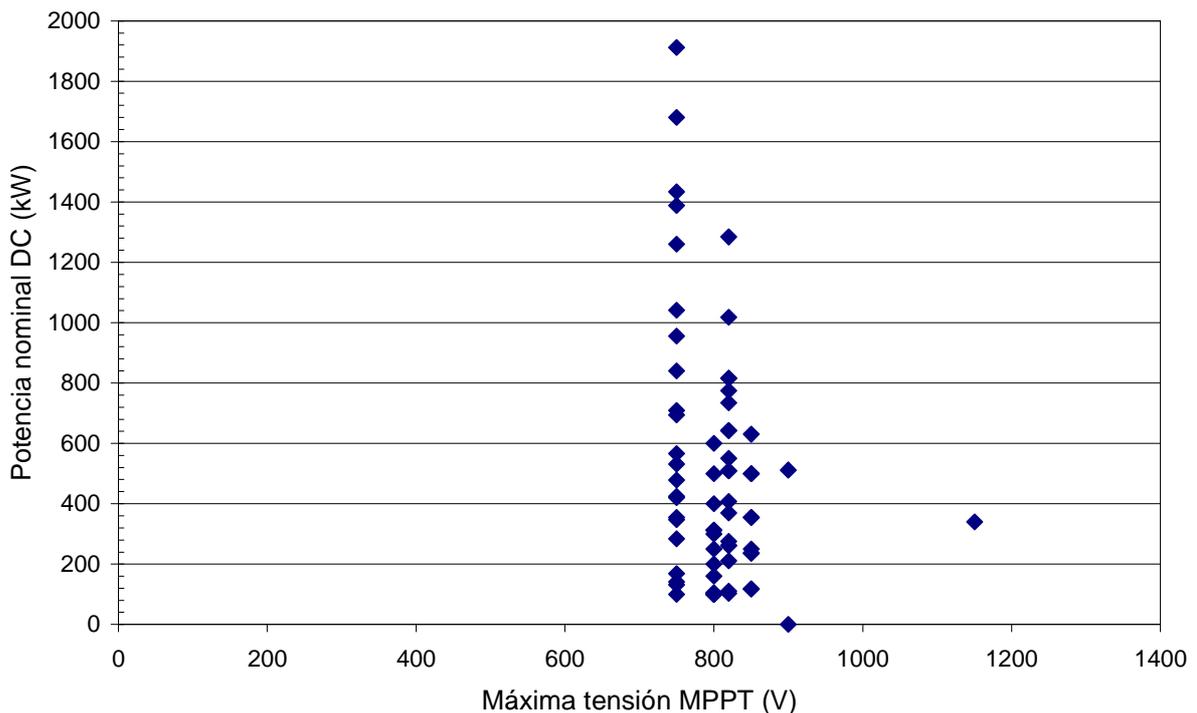


Figura 15: Máxima tensión de MPPT vs. Potencia nominal de entrada

En esta gráfica se observa cómo los datos están más agrupados entre sí. Es habitual que, para el amplio rango de potencia nominal de entrada, se presenten los valores de máxima tensión del MPP en los 750V, 800V, 820V y 850V, claramente diferenciados. También puede apreciarse valores atípicos que corresponden a los 900 V y 1150 V.

Con esta figura se afirma que el inversor entrega la máxima potencia de salida cuando trabaja con un rango de valores de tensión comprendido entre los 750 y 850 V.

De nuevo, los valores de potencia son independientes de la máxima tensión del MPP, ya que depende únicamente de los valores de tensión y corriente nominales a la entrada del inversor. Sí se puede mencionar que el rango de potencia nominal en que varían los inversores analizados abarca desde los 100 hasta los 1912 kW.

Sin embargo, lo interesante de representar estas gráficas no estriba en señalar cuáles son los valores más habituales para obtener la máxima potencia, sino apreciar la diferencia que existe entre ambas gráficas, independientemente de los valores que tengan asignados. Para comprender esto, se añade la siguiente figura.

En esta figura aparecen reflejados tanto los **valores mínimos** como **máximos de tensión**, necesarios en cada inversor, para obtener los **MPP**.

Lo interesante de representar ambas gráficas juntas está en su distribución. Podría esperarse una distribución de datos semejante para poder obtener el máximo valor de potencia a la salida del inversor, sin embargo, no sucede así.

Mientras que los valores mínimos de tensión presentan una distribución concentrada entorno a un único valor, 450 V, los valores máximos de tensión tienen cuatro distribuciones perfectamente diferenciadas, 750, 800, 820 y 850 V.

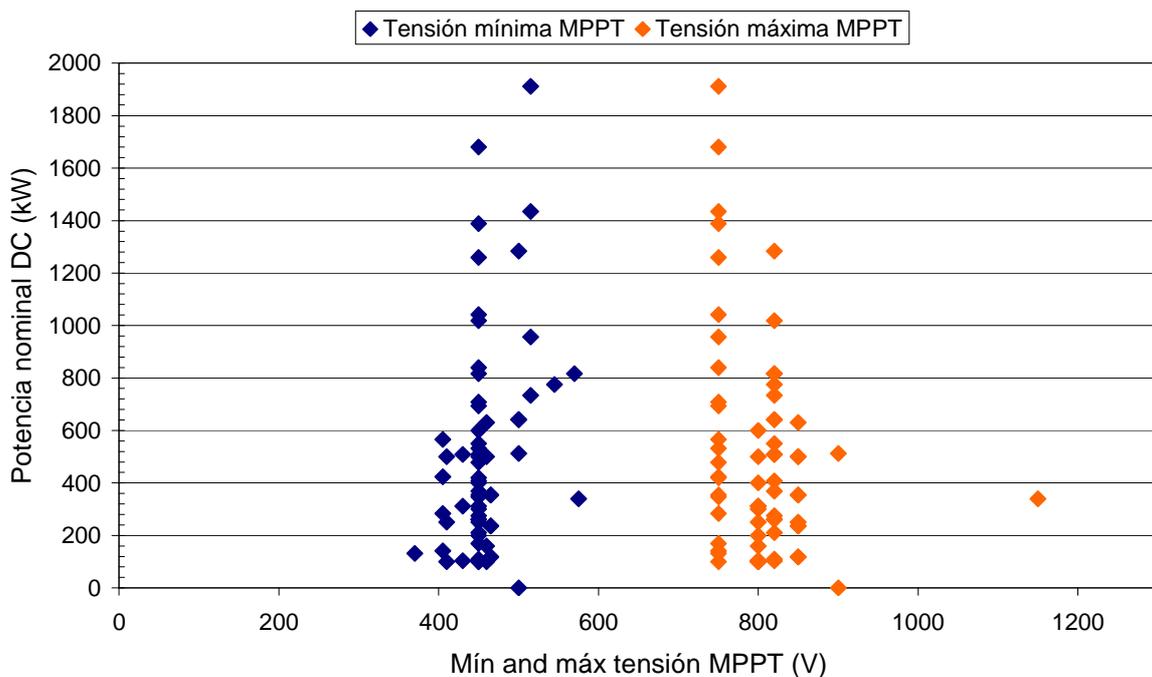


Figura 16: Mínima y máxima tensión MPPT vs. potencia nominal de entrada.

Esto sugiere que los inversores proporcionan la máxima potencia de salida con una mayor flexibilidad, en el caso de trabajar con datos de tensión máxima, mientras que con los datos de tensión mínima el intervalo de rastreo es más limitado.

Por último, podríamos señalar que el valor disperso que se observa en ambas gráficas, más claramente en la de tensión máxima, corresponde con el inversor RefuSol 333K que alcanza los 1150 V, y presenta un valor de potencia nominal de entrada de 340 kW.

Como se comentó al comenzar esta parte del análisis, compararemos todos los valores de tensión: **tensión mínima, tensión mínima del MPPT, tensión máxima del MPPT y tensión máxima**, para analizar la distribución de las mismas.

Dado que ya se han comparado los valores correspondientes a las tensiones del MPPT, se hará hincapié en la comparación entre éstos y los valores máximos y mínimos de tensión de entrada.

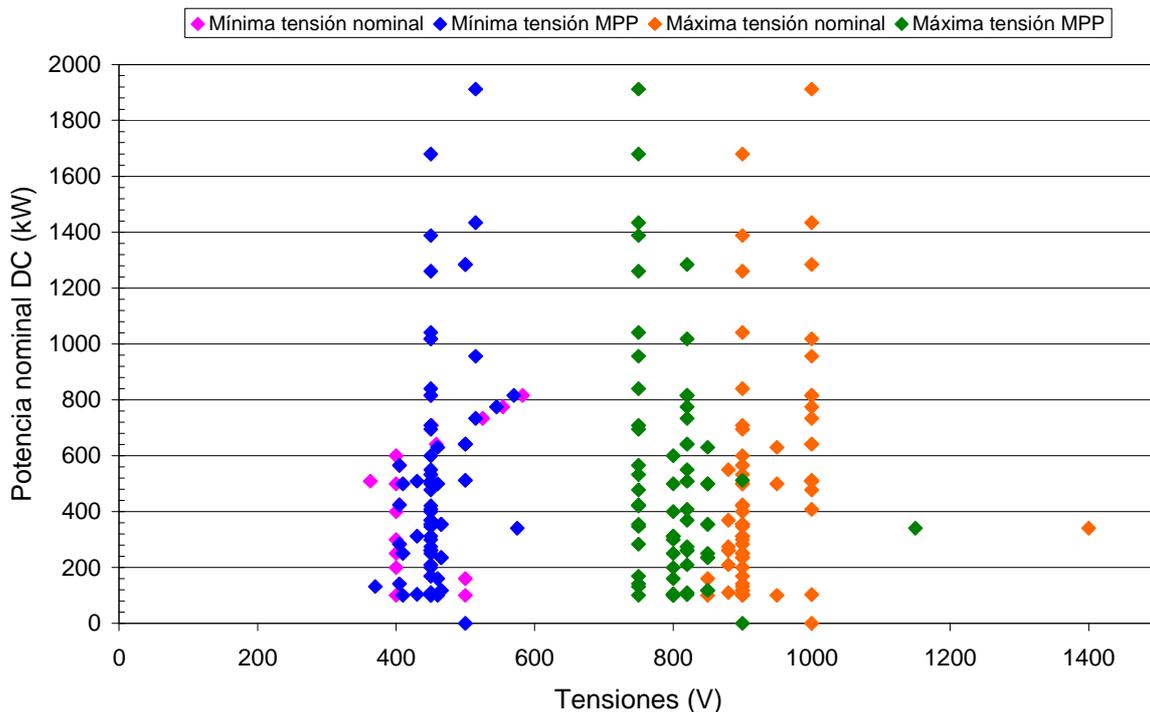


Figura 17: Tensiones mínima y máxima nominales y de MPP frente potencia nominal de entrada

Como muestra esta figura, la tensión mínima correspondiente a la potencia nominal del inversor sigue una distribución casi coincidente con los valores mínimos de tensión del seguimiento del punto de máxima potencia. Para la tensión mínima de entrada, es habitual una concentración de datos en los 400 V, mientras que la tensión mínima del MPP los presenta a los 450V.

Más interesante es la comparación de los valores máximos de tensión del seguimiento del punto de máxima potencia con los datos de tensión máxima. La distribución de datos entre ambas es prácticamente paralela. Mientras que la primera presenta conjuntos de datos en los 750, 800, 820 y 850 voltios, la segunda tiene el mayor número de datos concentrados en los valores de 880, 900 y 1000 voltios.

La comparación de estos dos grupos de datos facilita la comprensión de lo que se ha comentado con anterioridad en cuanto al MPP. No se alcanza el valor de máxima potencia partiendo de la premisa de que para ello sea necesaria la máxima tensión de entrada en el inversor, (de hecho, y tal y como demuestran las gráficas, los valores de tensión a los que se alcanza la máxima potencia a la salida del inversor son inferiores a los valores máximos de la tensión de entrada al mismo), sino que se obtiene del rastreo de parámetros de tensión y corriente para los cuales se cumple esa condición.

Hasta aquí se ha analizado la relación entre tensiones y la importancia del seguimiento del punto de máxima tensión como parámetros fundamentales de entrada al inversor.

4.4. Potencia umbral

Hay un valor que nos proporciona el programa PVsyst que se considera importante mencionar. Dicho parámetro corresponde con el valor de potencia umbral, o potencia mínima necesaria a la entrada del inversor para que éste comience a operar.

La gráfica siguiente muestra la dependencia de este parámetro con la potencia nominal de entrada al mismo. A pesar de que se muestra en la gráfica, es importante advertir de que la potencia umbral se mide en vatios (W) mientras que la potencia nominal viene dada en kilovatios (kW).

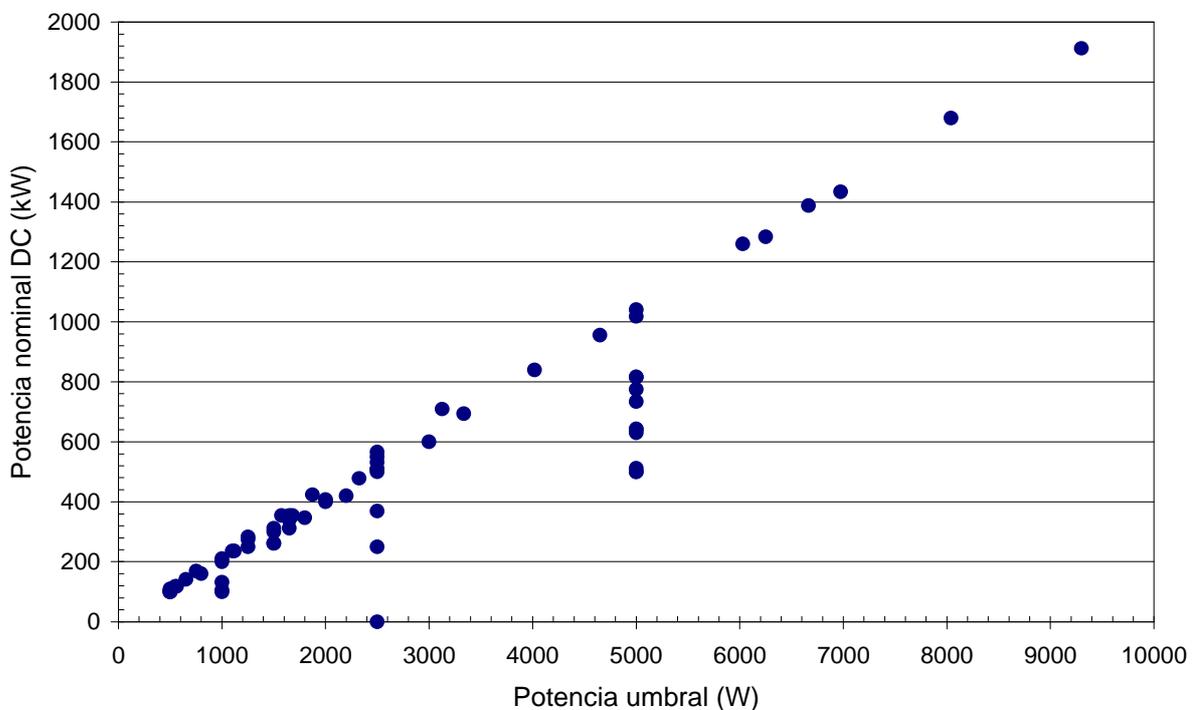


Figura 18: Potencia umbral vs. potencia nominal de entrada

Esta gráfica nos representa una relación lineal entre los parámetros de estudio. Es decir, a medida que crece el valor de potencia nominal, se precisa de una mayor potencia umbral para que el inversor comience a producir, algo que puede resultar intuitivo.

Sin embargo, existen algunos valores de potencia umbral que se repiten a pesar de que vaya aumentando la potencia nominal del inversor. Dichos datos corresponden a los 2500 W y 5000 W. El primer valor permite trabajar en un entorno de potencias nominales comprendido entre los 250 y 566 kW, mientras que los 5000 W de potencia umbral son necesarios para producir una potencia nominal comprendida entre 500 y 1041 kW.

Es decir, es necesario un valor mínimo de potencia proporcionado por el generador solar para que el inversor comience a transformar la energía, teniendo en cuenta que cuanto mayor sea la potencia del generador, mayor será la potencia nominal a la que pueda trabajar el inversor.

Por último, antes de dar por finalizado este apartado, es necesario comentar que la eficiencia a la entrada del inversor, de la que se ha hecho referencia anteriormente, es un parámetro que viene de terminado por la célula solar y el MPPT.

Dado que el programa PVsyst no proporciona esos datos y no es posible el cálculo, ya que no se dispone de la corriente de cortocircuito en la célula aunque sí se proporcionen los valores de tensión, se prestará mayor atención a este concepto en el apartado siguiente.

4.5. Conclusión

La importancia de los parámetros de entrada de un inversor, a la hora de elegir el que mejor se adapte a las necesidades requeridas, estriba en los valores correspondientes al seguimiento del punto de máxima tensión. Dichos conceptos son fundamentales para obtener del inversor unos óptimos resultados con las menores pérdidas.

Pero es necesario reiterar la diferencia que existe entre todos los valores de tensión, prestando especial atención a los valores mínimos y máximos del MPPT. Éstos proporcionarán la potencia máxima a la salida del inversor, en función del comportamiento del generador, mientras que los valores mínimos y máximos de tensión nominales son los valores a los que puede trabajar un inversor en condiciones normales de funcionamiento. Éstos sí influirán en los valores de rendimiento del mismo, por lo que no se obtendría el requisito deseado de máxima potencia de salida.

Como se observa, a pesar de que se analicen los parámetros de entrada, la importancia que adquieren los mismos depende del resultado que se obtenga en los parámetros de salida. Por ello, procedemos a identificar, estudiar y analizar dichos valores en el siguiente capítulo.

5. PARÁMETROS DE SALIDA, AC

Los parámetros de entrada estudiados anteriormente dependen, en su gran mayoría, de la disposición, número y eficiencia de los módulos solares a los que se que conecta el inversor. Es decir, son valores que se obtienen de instalaciones externas al mismo.

Sin embargo, los parámetros de salida de un inversor dependen de la topología interna del mismo, del número y tipo de protecciones de que dispone, del rendimiento que ofrece, etc. Por ello, es importante, no solo relacionar los parámetros de entrada con los de salida, sino especificar y analizar otros aspectos intrínsecos al inversor en estudio, así como prestar atención a los valores de los parámetros de salida de manera independiente.

Ese apartado facilitará la comprensión de las características de un inversor, ya que nos proporcionará una visión global de las condiciones de funcionamiento, rendimiento y seguridad.

Las variables a tener en cuenta a la salida del inversor (lado de corriente alterna, AC) son las que se enumeran a continuación:

- Tensión máxima de red (V): máxima tensión a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Tensión mínima de red (V): mínima tensión a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Tensión nominal de red (V): tensión de red a la cual se refiere la información de la ficha técnica.
- Corriente máxima de salida (A): máxima corriente de salida que un inversor puede suministrar.
- Potencia nominal (kW): potencia activa del inversor que puede transmitir en modo de operación estacionario.
- Frecuencia nominal (Hz): máxima frecuencia a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Frecuencia máxima (Hz): máxima frecuencia a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Frecuencia mínima (Hz): mínima frecuencia a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- Pérdidas de potencia nocturnas (W): pérdidas de potencia, la cual es suministrada por la red pública, cuando no está presente la generación solar fotovoltaica.
- Coseno de φ : factor de potencia a la potencia nominal.

Otro factor a tener en cuenta a la salida de un inversor es el rendimiento. El rendimiento que se obtiene en la parte de alterna de un inversor es el rendimiento total, como ya se especificó en el capítulo anterior, y es dependiente de otros factores, los cuales se recuerdan brevemente:

- Rendimiento de conversión. Relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula y la potencia de la radiación incidente sobre ella.
- Rendimiento energético del MPPT. Cociente entre el valor instantáneo de la potencia suministrada, en un periodo de tiempo definido, y el valor instantáneo de potencia entregada en el MPP.
- Rendimiento del inversor. Relación entre la potencia de salida (AC) y la potencia de entrada (DC).
- Rendimiento total. Rendimiento obtenido de multiplicar cada uno de los factores anteriores.

$$\eta_{Sfv} = \eta_{cs} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_i$$

5.1. Tensión y corriente nominales.

Lo primero que debe relacionarse es la dependencia existente entre la corriente y la tensión nominales de salida del inversor. Esta figura posibilita ubicar los rangos de trabajo de los inversores en estudio.

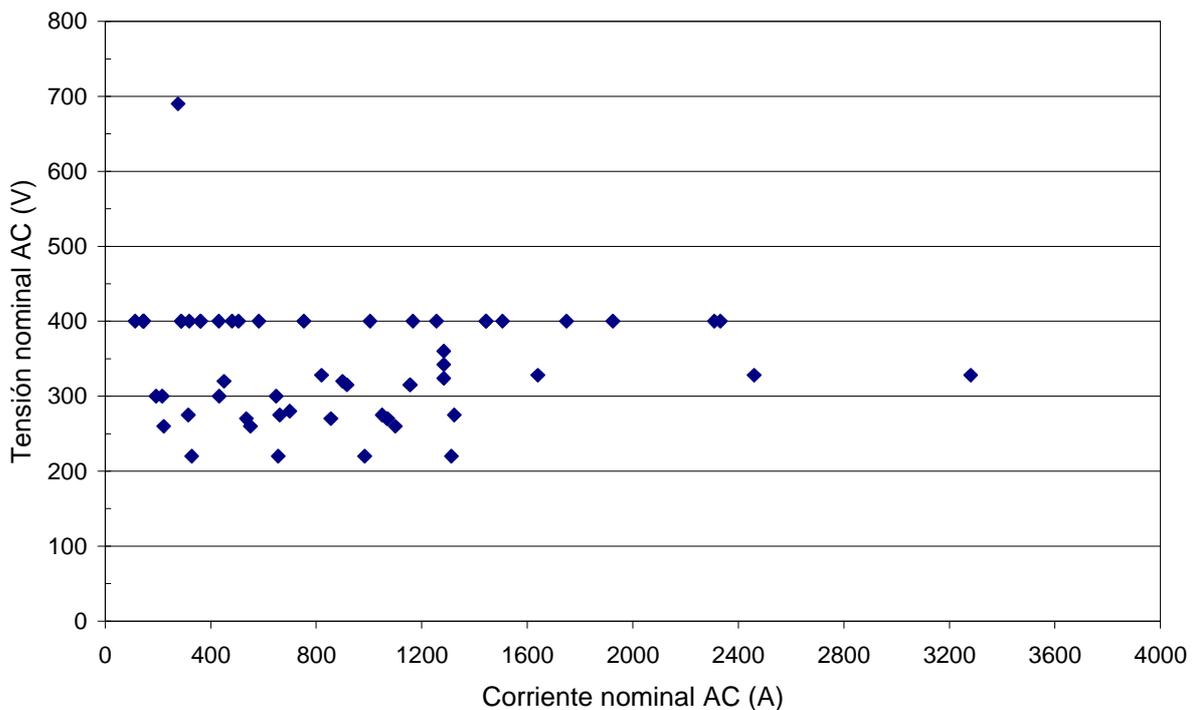


Figura 19: Corriente y tensión nominales de salida.

Como puede observarse, los valores de tensión están comprendidos entre los 220 V y los 400 V, con una mayor concentración de datos en el último de los valores. Las intensidades en ese intervalo se corresponden con datos desde 113 A hasta un máximo de 3280 A, presentando una mayor frecuencia de valores entre los 113 A y los 1323 A. A partir de estos puntos, los datos de los que disponemos ofrecen una mayor dispersión, lo que lleva a la conclusión de que no son valores de funcionamiento habituales.

Se puede apreciar un valor atípico de máxima tensión en los 690 V, para una intensidad de 276 A, que corresponde con el fabricante Refu Elektronik, modelo RefuSol 333K.

Otro punto atípico se corresponde con el punto de máxima corriente, correspondiente al inversor del fabricante Siemens, modelo Sinvert 2000 MS TL, que alcanza los 3280 A en los 328 V.

5.2. Tensión mínima, máxima y nominal respecto a la potencia nominal de salida.

Ya se ha estudiado la relación existente entre los valores de **tensión mínima y máxima del MPPT** respecto a la potencia nominal de entrada; sin embargo, cobra importancia la relación de esos valores de tensión con los valores de potencia nominal de salida. La dependencia entre ambos parámetros viene representada en las siguientes figuras.

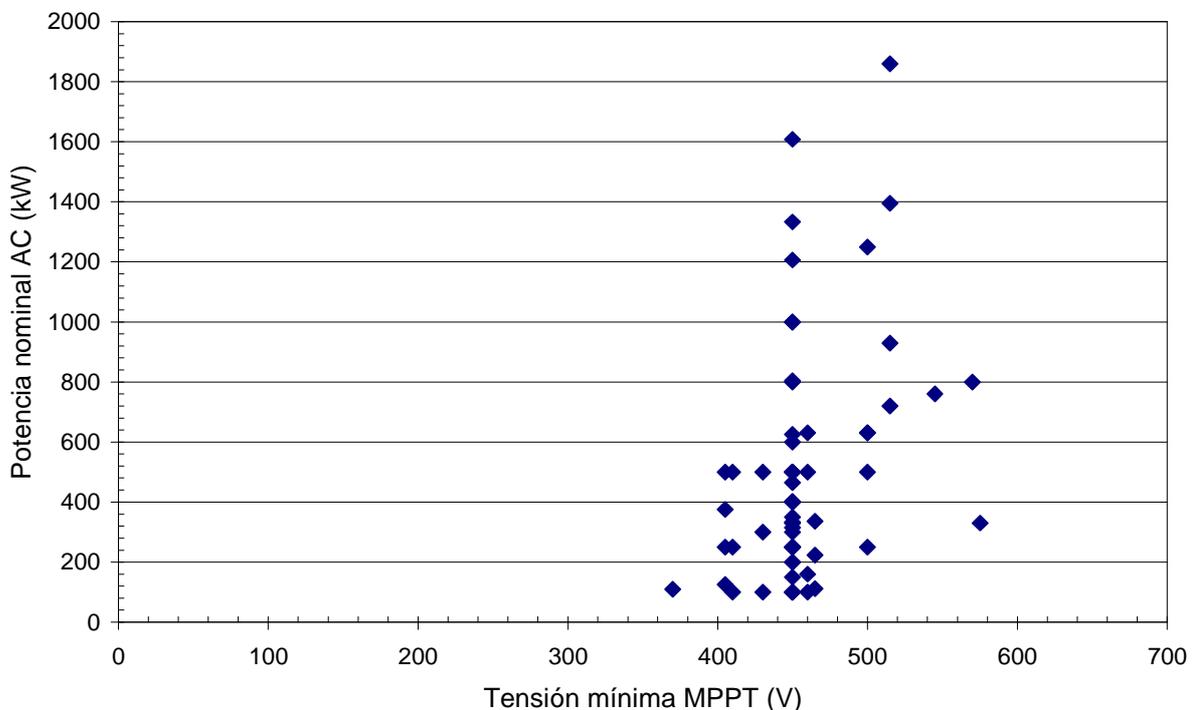


Figura 20: Tensión mínima MPPT vs. Potencia nominal de salida

Esta figura muestra la dependencia que se establece entre la tensión mínima en el MPP y la potencia de salida del inversor. Se puede apreciar un rango predominante entre los 405 y los 465 V, con valores más dispersos a partir de los 500 V. También se observa una mayor concentración de datos en los 450 V, valor con el que se obtienen diversos valores de potencia de salida. El rango de tensión mínima del MPP queda establecido entre el mínimo de 370 V y el máximo de 575 V.

Si hacemos referencia a la potencia, podemos apreciar una mayor concentración entre los 100 kW y los 450 kW, aunque se obtiene un máximo de 1860 kW.

Por el contrario, la siguiente figura, que hace referencia a los valores máximos de tensión en el MPP, muestra un rango mucho más definido de valores de tensión. Se observa con claridad como existe una concentración de datos entre los 750V y los 850V. Además, a diferencia de los valores mínimos de tensión del MPP, los valores máximos están perfectamente concentrados en los 750 V, 800 V, 820 V y 850V. A partir de estos puntos, la gráfica muestra tres puntos atípicos en los 900V y 1150V.

Esos puntos atípicos a 900 V se corresponden con dos de los inversores del fabricante Power-One, modelos PVI-Central-250 TL y PVI-Central-500 TL. Los 1150 V de tensión corresponden al fabricante REFU Elektronik y el modelo RefuSol 333K, como ya ocurría en el análisis de parámetros anteriores.

En cuanto a los valores de potencia, se observa un aumento progresivo, sin grandes diferencias en las potencias empleadas, aunque sí puede apreciarse que abundan los valores comprendidos entre los 100 kW y los 804 kW.

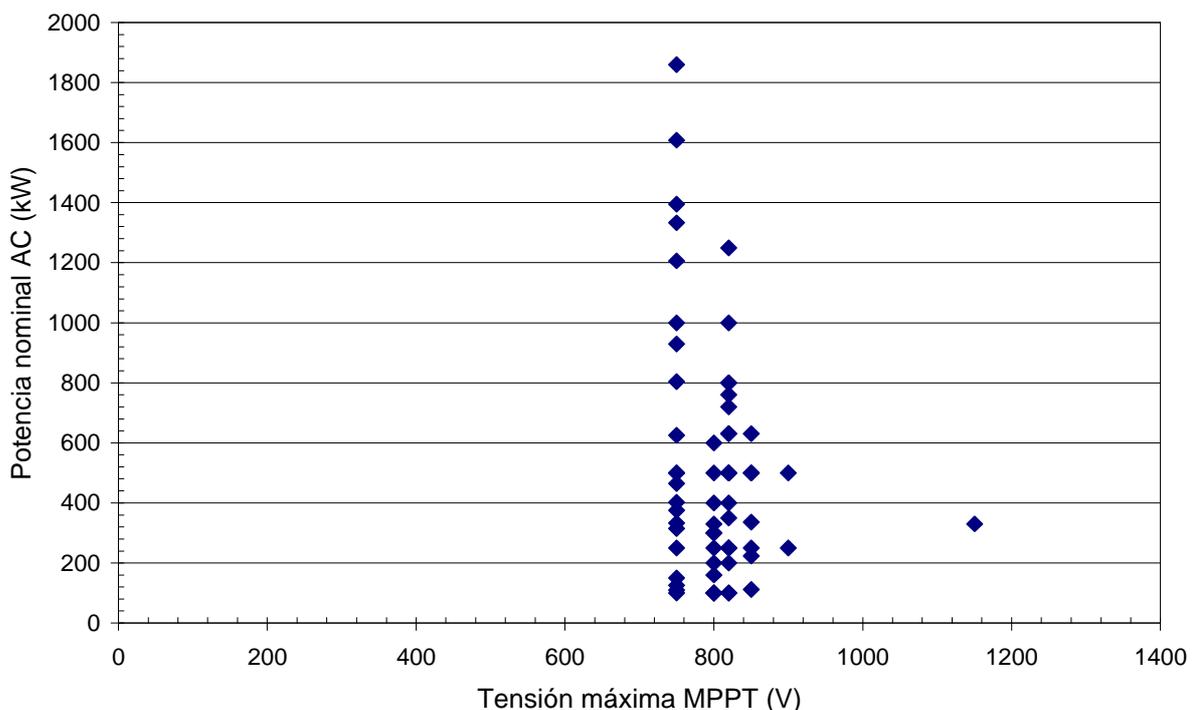


Figura 21: Tensión máxima MPPT vs. Potencia nominal de salida

De nuevo, es interesante comparar ambos valores de tensión del MPPT en la misma gráfica para apreciar las diferencias comentadas hasta el momento. En la figura siguiente se observa una regularidad en los datos de la tensión máxima de MPPT, mientras que los de tensión mínima son más variables.

En cualquier caso, el punto atípico en tensión corresponde al mismo inversor, Fabricante: REFU Elektronik, Modelo: RefuSol 333K.

Respecto a los valores de potencia, se advierte un punto, único, que presenta la máxima potencia entregada por el inversor. En este caso, se corresponde con el fabricante Siemens, modelo Sinvert 2000 MS TL, con una potencia nominal entregada de 1860kW, aproximadamente cuatro veces más que la media de la potencia nominal proporcionada por el resto de modelos.

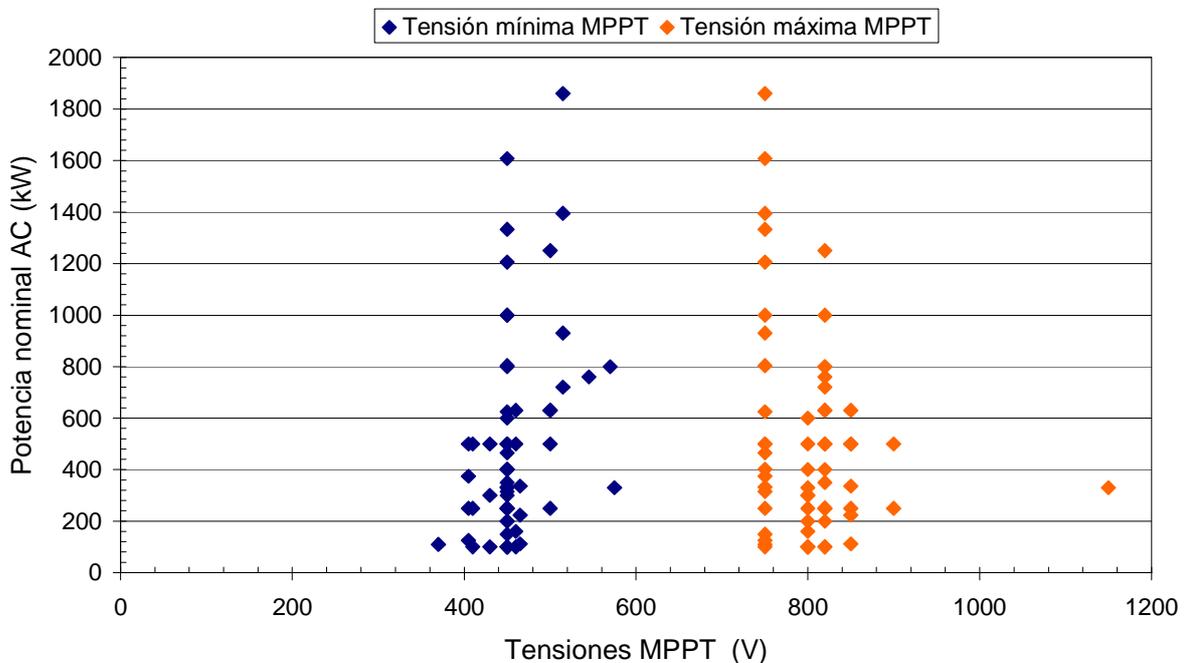


Figura 22: Tensiones mínima y máxima de MPPT vs. Potencia nominal de salida

Tal y como se hizo en los parámetros de entrada, otros dos términos que son interesantes comparar son la **tensión máxima de MPPT con la tensión nominal** que puede proporcionar el inversor en el lado de alterna.

En una primera figura (Fig. 19) se muestran cuáles son los valores de **tensión nominal** de salida que proporcionan los inversores analizados respecto a los valores de corriente. En la misma, puede apreciarse un rango entre los 220 V y los 400 V, valores a los que podríamos denominar límite, ya que el resto de los valores de tensión se dispersan entre ellos. Esa misma figura muestra un valor atípico en los 690 V, que, como ya se comentó, correspondía inversor del fabricante REFU Elektronik, modelo RefuSol 333K.

Lo mismo ocurre en el caso de comparar los valores de **tensión nominal AC** con los de potencia de salida. Los datos de potencia nominal oscilan entre los 100 y los 1860 kW, como máximo. Ese intervalo presenta tensiones entre los 220 y los 400 V, y un valor extraordinario de 690 V, correspondiente al inversor nombrado con anterioridad.

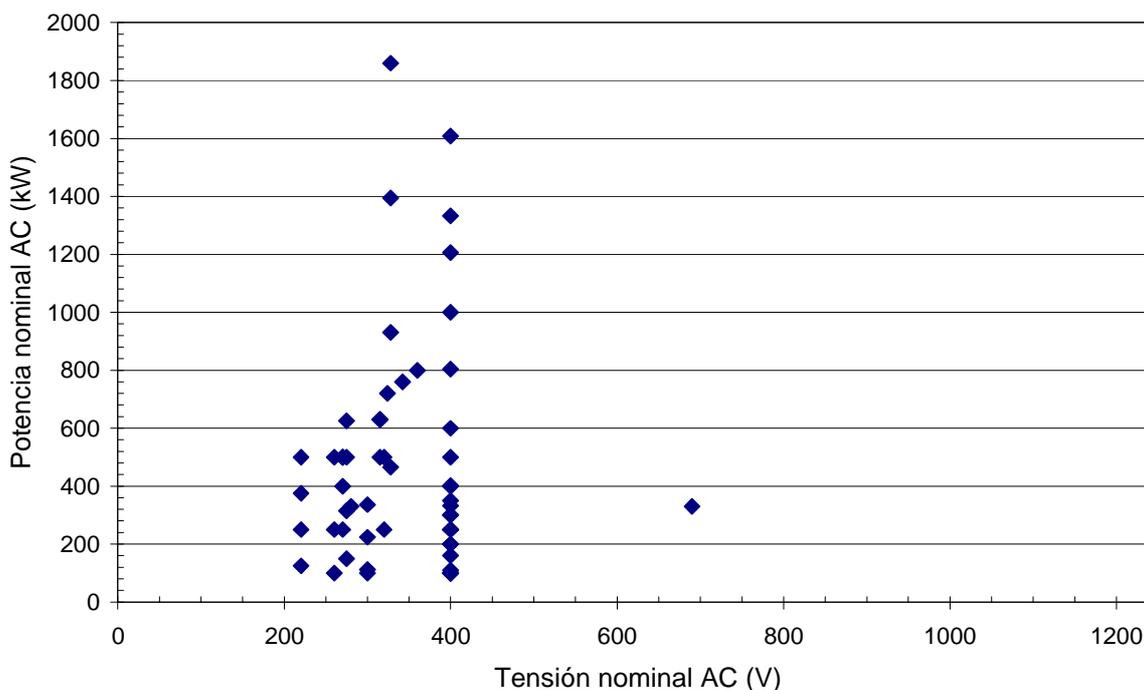


Figura 23: Tensión nominal de salida frente a potencia nominal de salida.

Esta figura permite establecer una dependencia con los valores de mínima y máxima tensión de MPPT, visto en la figura siguiente.

Los resultados que se proporcionan son bastante interesantes. Como se puede apreciar en la siguiente figura (Fig. 24), los valores de tensión nominal a la salida del inversor no solo son inferiores a los de la tensión máxima de MPPT, sino que también lo son respecto a los valores de la tensión mínima de MPPT.

Al tratarse de tensión nominal, podría esperarse un resultado comprendido entre ambos valores de tensión del seguimiento; sin embargo, los resultados obtenidos muestran que la máxima tensión nominal que puede entregar el inversor coincide con los mínimos valores de la tensión mínima de MPPT.

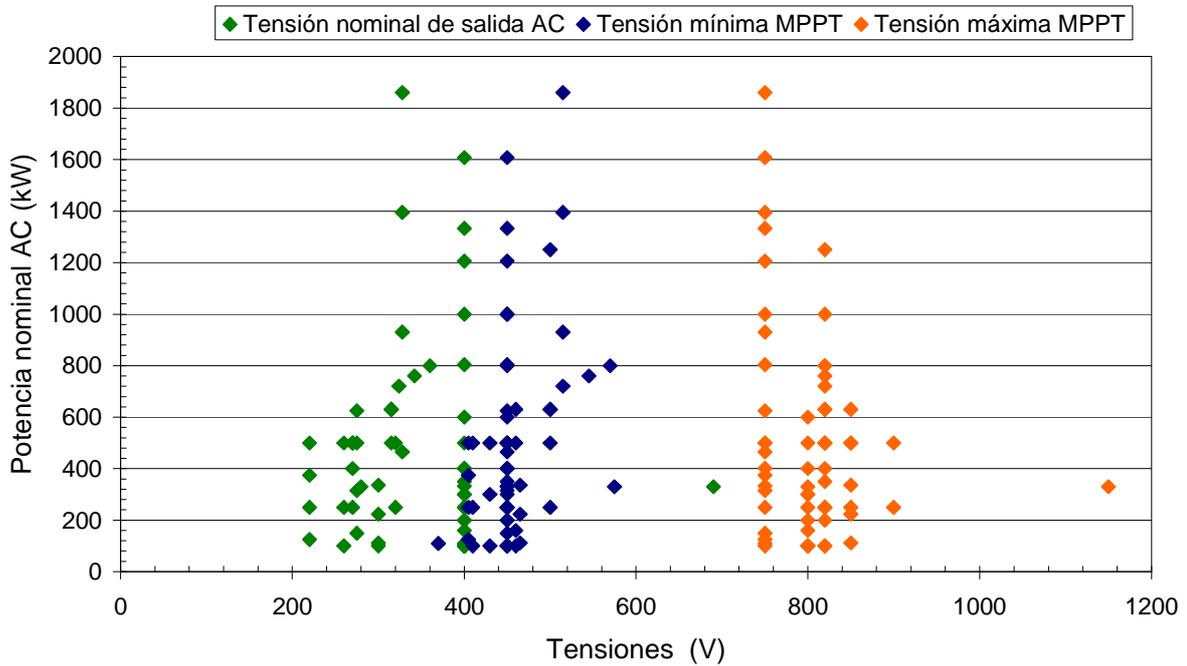


Figura 24: Tensiones nominal AC, mínima y máxima de MPPT frente a potencia nominal de salida.

Esto sugiere la siguiente conclusión. La red eléctrica permite la inyección de energía procedente de una instalación fotovoltaica a 230 V de tensión. Dado que la función del inversor es adaptar los parámetros de la energía generada a los parámetros de salida, los valores de tensión en el lado de alterna deben ser próximos al valor tensión en la red eléctrica.

Para terminar de adaptar los valores de tensión de salida superiores a los 230 V, se dispondría de un transformador de media tensión, con conexión estrella-triángulo, que adapte la misma a la tensión de red, como ocurre en la mayoría de los casos y como puede ver en la Fig.10 de este mismo capítulo.

5.3. Tensiones mínimas y máximas de MPPT respecto a potencias de entrada y salida.

Después de haber analizado los valores mínimos y máximos de tensión del MPPT respecto a los valores de potencia nominal, tanto de entrada (DC) como de salida (AC), parece preciso comparar dichas gráficas entre sí.

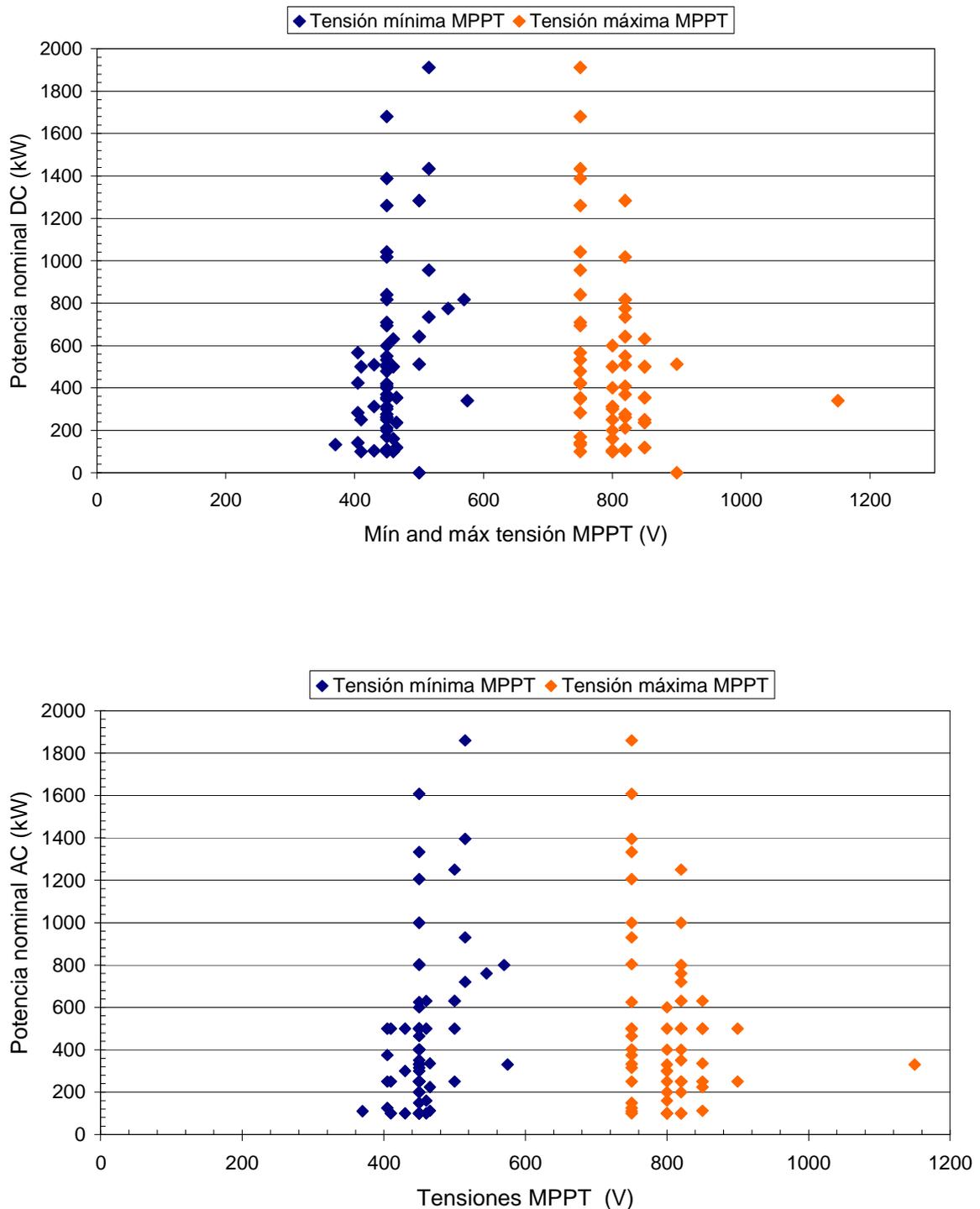


Figura 25: Tensiones mínima y máxima del MPPT para potencias nominales de entrada y salida.

Como se observa, no existe diferencia entre los valores de los datos correspondientes a las tensiones; es decir, los rangos entre los que varían la tensión mínima y máxima de MPPT son los mismos y se presentan los mismos puntos atípicos, respecto a la potencia de entrada como de salida. Por ello, puede concluirse que el rango de tensiones del MPPT es **independiente de los valores de potencia NOMINAL**, ya sea de entrada, lado DC, o de salida, lado AC.

En cuanto a los datos correspondientes a la potencia, obtenemos resultados diferentes. Dicha diferencia se observa con mayor claridad en el punto atípico que presenta, en ambos gráficos, la máxima potencia. Mientras que para la potencia nominal de entrada, el valor máximo corresponde con 1912 kW para valores de tensión correspondientes a 515 y 750 V, para la potencia nominal de salida, ese mismo valor alcanza los 1860 kW en los mismos valores de tensión.

Esto nos lleva a la conclusión de que la potencia nominal de entrada al inversor es, generalmente, más elevada que a la salida, algo lógico ya que existen pérdidas debido al cableado, temperatura y conexión del inversor, entre otras.

Lo mismo ocurre en el caso de comparar **las tensiones mínimas y máximas de tensión del MPPT respecto con las potencias MÁXIMAS** tanto de entrada como de salida, como se observa en la siguiente figura.

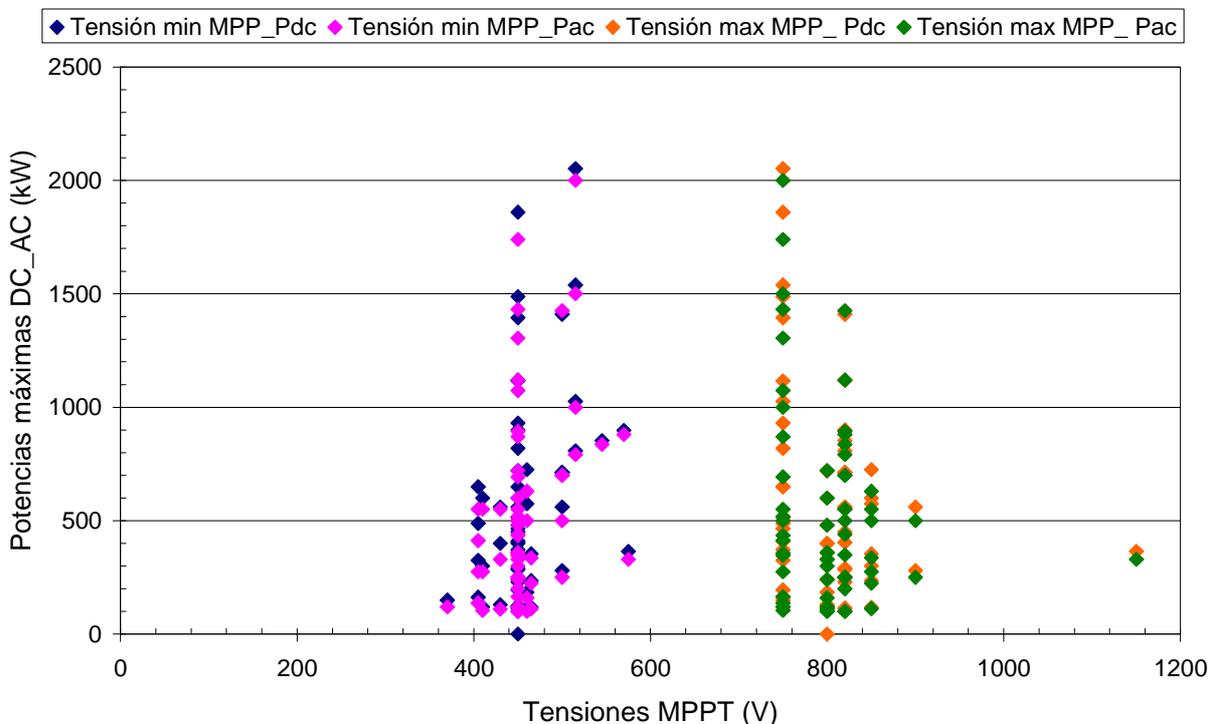


Figura 26: Tensiones mínima y máxima de MPPT frente a la potencia máxima de entrada y de salida.

Esta comparación se ha llevado a cabo basándonos en que el seguimiento del punto de máxima potencia tiene como objetivo alcanzar la potencia máxima a la salida, por lo que parecía interesante comparar los parámetros de potencia obtenidos a la entrada y a la salida del inversor.

Sin embargo, en la figura anterior (Fig. 26), se puede apreciar que los valores máximos de potencia, en cualquiera de los dos casos, siguen la misma variación. Señalar que el valor máximo de potencia de entrada alcanza los 2052 kW, mientras que la potencia máxima de salida alcanza un valor 2000 kW, diferencia debido a las pérdidas que se producen en el inversor.

5.4. Tensiones nominales de entrada y salida respecto a potencia nominal de salida.

En último lugar, se puede establecer una gráfica en la cual se relacionen los valores de **tensión nominal**, tanto en el lado de continua como en el de alterna, **respecto a la potencia nominal de salida**.

Ya se había generado una figura (Fig.23) que mostraba la dependencia de la tensión nominal de salida con la potencia entregada por el inversor. Ahora se comparará la tensión nominal de salida con la de entrada respecto a la potencia nominal AC. El resultado es el siguiente:

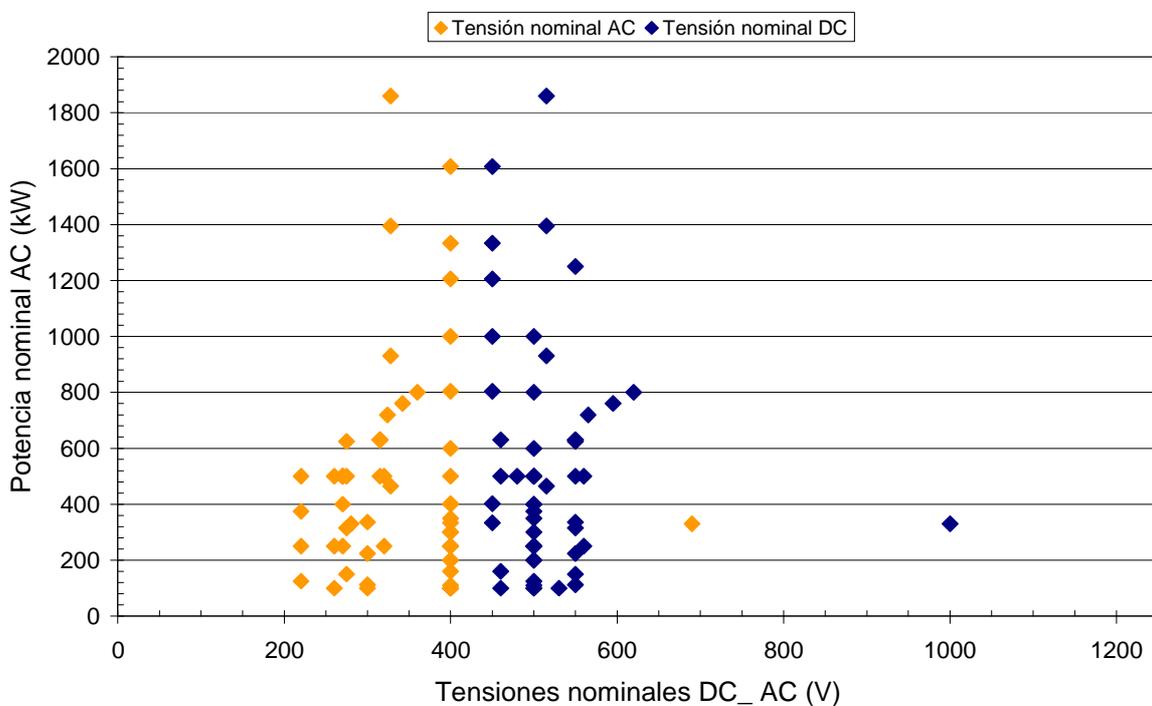


Figura 27: Tensiones nominales DC-AC frente a potencia nominal de salida.

La Fig.27 nos proporciona los valores tensión con los que trabaja el generador fotovoltaico y los valores de tensión óptimos para poder verter la energía generada a la red eléctrica. Así, la tensión de generación abarca desde los 450 V hasta un máximo de 1000 V, mientras que el rango de tensión a la salida del inversor, o la de conexión a red, es de 220 V a 400 V con una excepción a los 690 V.

5.5. Corrientes nominales y máximas de entrada y salida respecto a la potencia nominal de salida.

Comparar estos valores no proporciona información relevante a cerca del funcionamiento de los inversores. Sin embargo, a la vista de los datos obtenidos en la figura siguiente, sí es interesante mencionar algunos valores.

En primer lugar, observamos una mayor concentración de datos entre los valores correspondientes a los 113 A y 1500 A para potencias nominales de salida pertenecientes a los 100 y 800 kW. En estos intervalos, tanto la potencia nominal de continua como de alterna, siguen una distribución más o menos similar, presentando una tendencia lineal creciente.

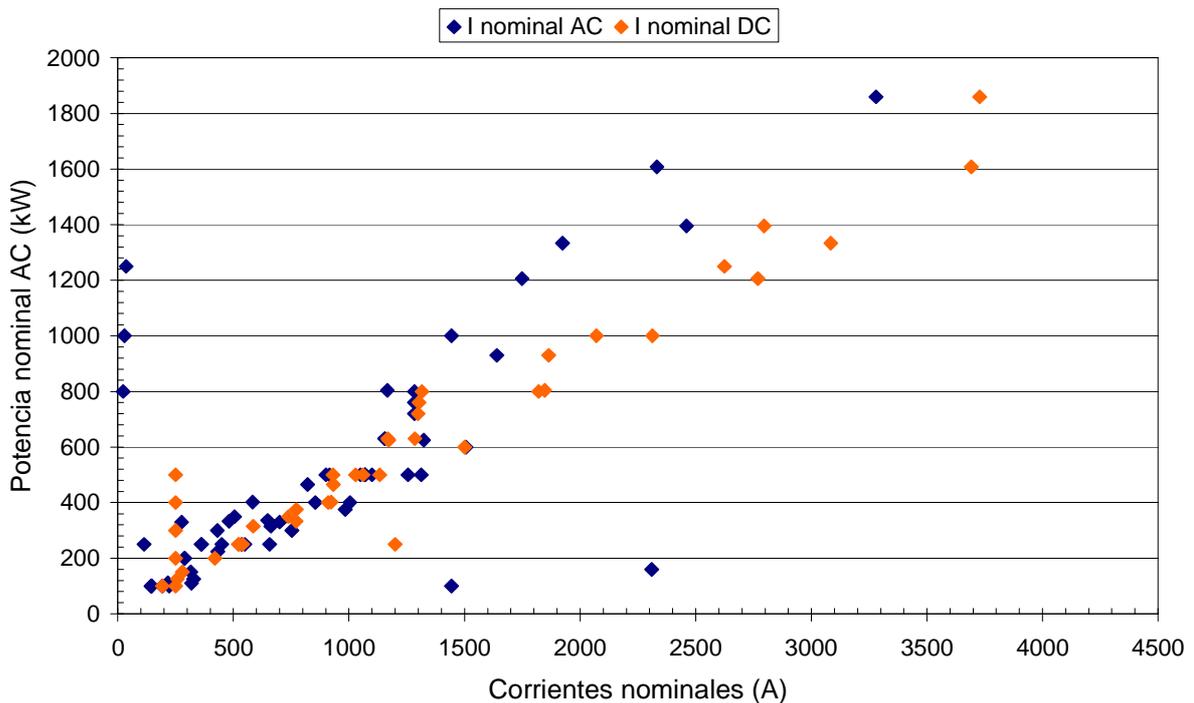


Figura 28: Corrientes nominales DC-AC frente a potencia nominal de salida.

Peculiar es la relación que existe entre las corrientes nominales y la potencia nominal para valores de intensidad establecidos en el intervalo de los 1640 A y 3728 A, con potencias comprendidas entre los 930 y los 1860 kW. Se puede apreciar cómo en ese rango de valores, para obtener una misma potencia nominal, la intensidad nominal de entrada es muy superior a la de salida, lo que se verifica con el ligero desplazamiento hacia la derecha de la serie naranja correspondiente a la potencia nominal de entrada.

Por lo general, la dependencia que existe entre estos datos demuestra que para poder obtener potencias altas se precisan altas corrientes, principalmente si se habla en términos de corriente alterna. En el caso de referirnos a la corriente del lado de continua, también se cumple la premisa de linealidad pero se presentan algunas excepciones como las que pueden observarse a los 250 A, valor de corriente con la que podemos obtener potencias de 100, 200, 300, 400 y 500 kW.

Lo mismo sucede en el caso de relacionar las corrientes máximas de continua y alterna con la potencia nominal de salida. Únicamente señalar cuáles serían esos puntos máximos: la corriente máxima nominal DC alcanza un valor de 4000 A para una potencia nominal de 1860 kW, mientras que la corriente nominal AC tiene un valor de 3524 A para la misma potencia.

5.6. Rendimiento máximo respecto a la potencia nominal de salida.

Este punto es de suma importancia para ver el comportamiento que presentan los inversores pertenecientes a este estudio.

El rendimiento de un inversor nos informa de cómo de bueno es a la hora de transformar la energía, y en qué grado le afectan las pérdidas durante esa transformación.

Puesto que el rendimiento depende, de manera considerable, de la topología interna del inversor correspondiente al tipo de aislamiento, considero importante distinguir entre los rendimientos que van a estudiarse:

- Rendimiento máximo de todos los inversores analizados.
- Rendimiento máximo de inversores sin transformador de aislamiento galvánico (*Transformerless*, TL).
- Rendimiento máximo de inversores con transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia (*Low Frequency*, LF).

Comenzamos por el análisis del **rendimiento máximo** que presentan todos los inversores en análisis, **respecto a la potencia nominal** de salida, AC.

Como se puede apreciar en la siguiente figura (Fig.29), el rendimiento máximo que presentan todos los inversores en estudio abarca un intervalo comprendido entre el 95,6% y el 98,8%.

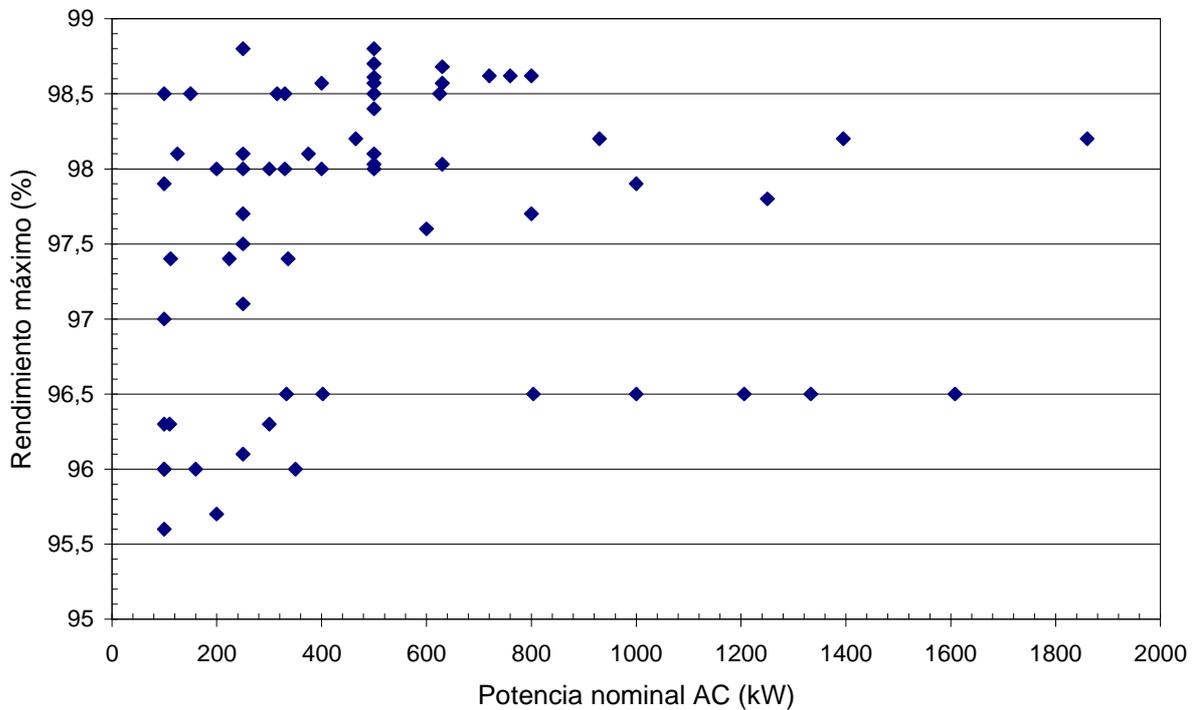


Figura 29: Rendimiento máximo frente a la potencia nominal de salida.

A pesar de que existen excepciones, podemos observar que para las potencias más bajas, comprendidas entre los 100 y los 800 kW, los rendimientos que se observan son superiores y, en algunos casos, los máximos, si los comparamos con los que presentan los inversores que entregan potencias nominales superiores a los 800 kW. Para éstos últimos, los rendimientos no superan los 98,2 %, siendo el valor más habitual un rendimiento del 96,5%.

Entre las excepciones que se comentaban está el grupo de inversores que entregan potencias entre los 100 y 400 kW con rendimientos entre los 95,6% y 96,5 %.

Los inversores que mayor rendimiento ofrecen, con un valor de 98,8 %, son del fabricante Power- One, modelos PVI-Central 250 TL y 500 TL.

Una vez visto cuál es el rango del **rendimiento máximo**, podemos establecer dos nuevos grupos si representamos este mismo dato **en función del tipo de aislamiento galvánico**.

Comenzaremos analizando aquellos inversores que no disponen de transformador de aislamiento galvánico, o **inversores *Transformerless* (TL)**.

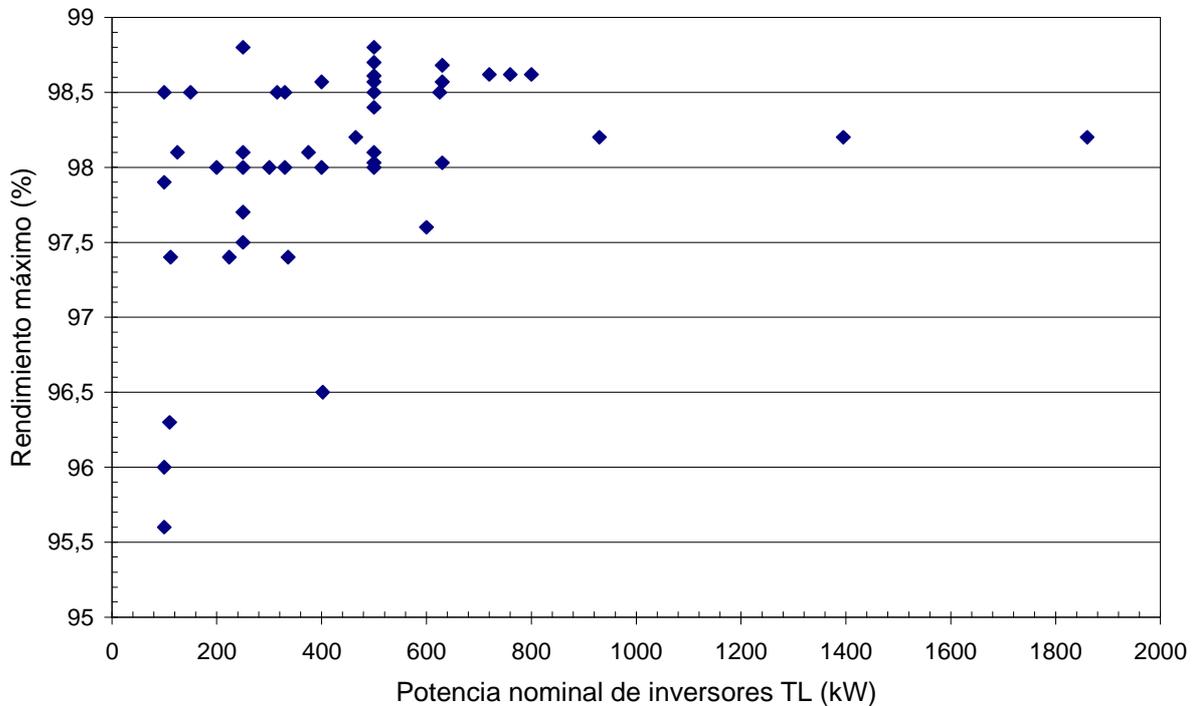


Figura 30: Rendimiento máximo de inversores sin transformador de aislamiento (TL) respecto a sus potencias nominales de salida, AC.

El gráfico muestra un rendimiento máximo, para este tipo de inversores, entre el 97,4% y el 98,8%. Se puede apreciar una mayor concentración de datos entre las potencias comprendidas entre los 100 y los 800 kW. Los tres puntos que se aprecian en ese intervalo de rendimientos pero presentan potencias mucho mayores a las anteriores, concretamente 930 kW, 1395 kW y 1860 kW, corresponden a los inversores del fabricante Siemens, modelos Sinvert 1000 MS TL, Sinvert 1500 MS TL y Sinvert 2000 MS TL, respectivamente.

El mismo gráfico presenta cuatro datos atípicos: para una potencia de 100 kW, el rendimiento es de 95,6% y 96%; para una potencia de 110 kW el rendimiento se coloca en 96,3% y, por último, para 402 kW se proporciona un rendimiento del 96,5%. Como ya se dijo antes, estos valores no son muy habituales para rangos de bajas tensiones.

Si analizamos la figura siguiente (Fig.31), obtenida a partir de los datos de rendimiento máximo en **inversores con transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia**, se observa una gran diferencia respecto a la figura anterior.

Recordamos que el número de inversores que cumplían la condición de disponer de este tipo de aislamiento era menor que los que no disponían de aislamiento galvánico. Por ello, los datos que aparecen son muy dispersos aunque nos permite llegar a dos conclusiones.

En este tipo de inversores, los rendimientos oscilan entre los 95,6% y los 97,9% para un amplio rango de potencias. Valores de rendimiento ligeramente inferiores a los obtenidos de los datos anteriores y reflejados en la figura anterior.

Si prestamos atención a las potencias puede observarse una división en dos áreas; es decir, existen dos rangos de potencia a los cuales se proporcionan esos rendimientos. El primer intervalo abarca potencias de 100 kW a 350 kW, con rendimientos entre el 95,7% y el 97,1 %, y el otro intervalo ofrece potencias entre los 800 kW y los 1608 kW, con un rango de rendimientos algo superior, 96,5 % y 97,9 %.

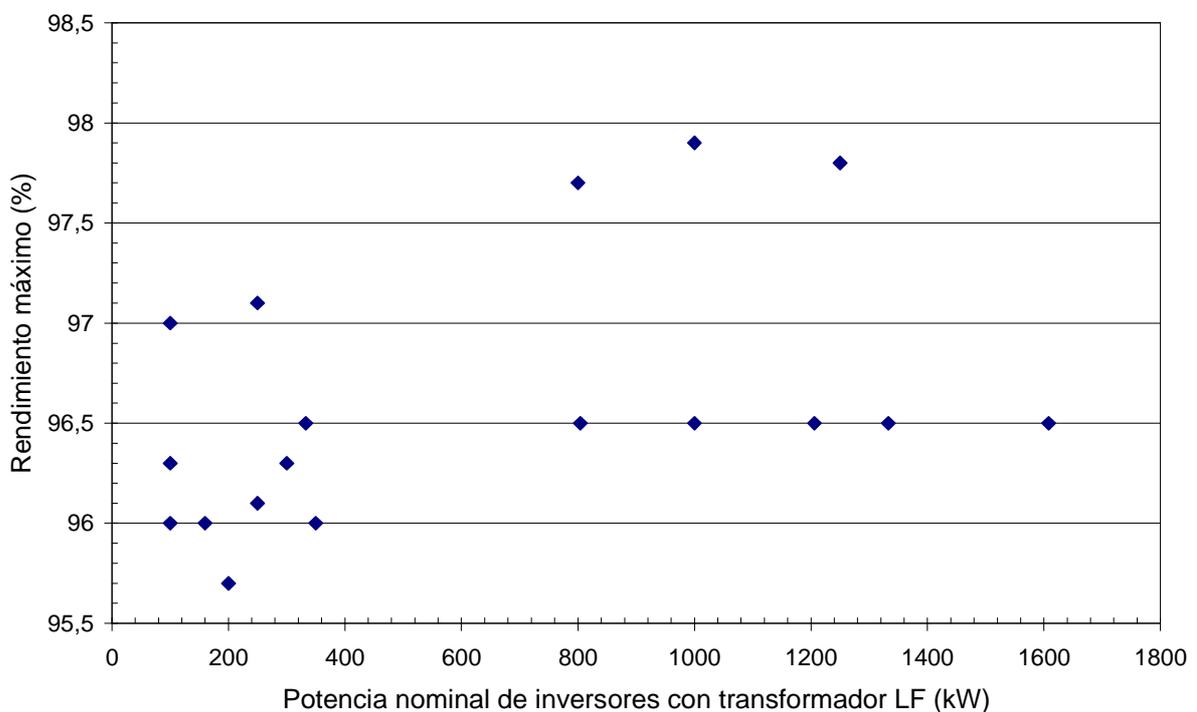


Figura 31: Rendimiento de inversores con transformador de aislamiento de baja frecuencia (LF) frente a sus potencias nominales de salida, AC.

De nuevo los datos que ofrecen mayores potencias pertenecen al fabricante Siemens para modelos Sinvert 850 MS, Sinvert 1000 MS, Sinvert 1300 MS, Sinvert 1400 MS y Sinvert 1700 MS. También pertenecen a estos datos inversores del fabricante SMA cuyos modelos son Sunny Central 800MV, Sunny Central 1000 MV y Sunny Central 1250MV.

En el análisis de este punto, llegamos a la conclusión de que los inversores que no disponen de aislamiento galvánico y que trabajan con potencias entre los 100 kW y los 800 kW ofrecen rendimientos más altos que los que no disponen de aislamiento galvánico y trabajan con potencias mayores a 800 kW, y los que presentan una topología de aislamiento de baja frecuencia.

5.7. Rendimiento europeo respecto a la potencia nominal de salida

Otro valor de rendimiento nos lo proporciona el **rendimiento europeo**. Éste es una ponderación de los rendimientos que presenta un inversor trabajando con distintos valores de potencias.

Igual que en el caso anterior, analizaremos:

- Rendimiento europeo de todos los inversores analizados.
- Rendimiento europeo de inversores sin transformador de aislamiento galvánico (*Transformerless*, TL).
- Rendimiento europeo de inversores con transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia (*Low Frequency*, LF).

La relación entre el **rendimiento europeo y la potencia nominal de salida** de todos los inversores analizados se representa en la siguiente figura (Fig.32).

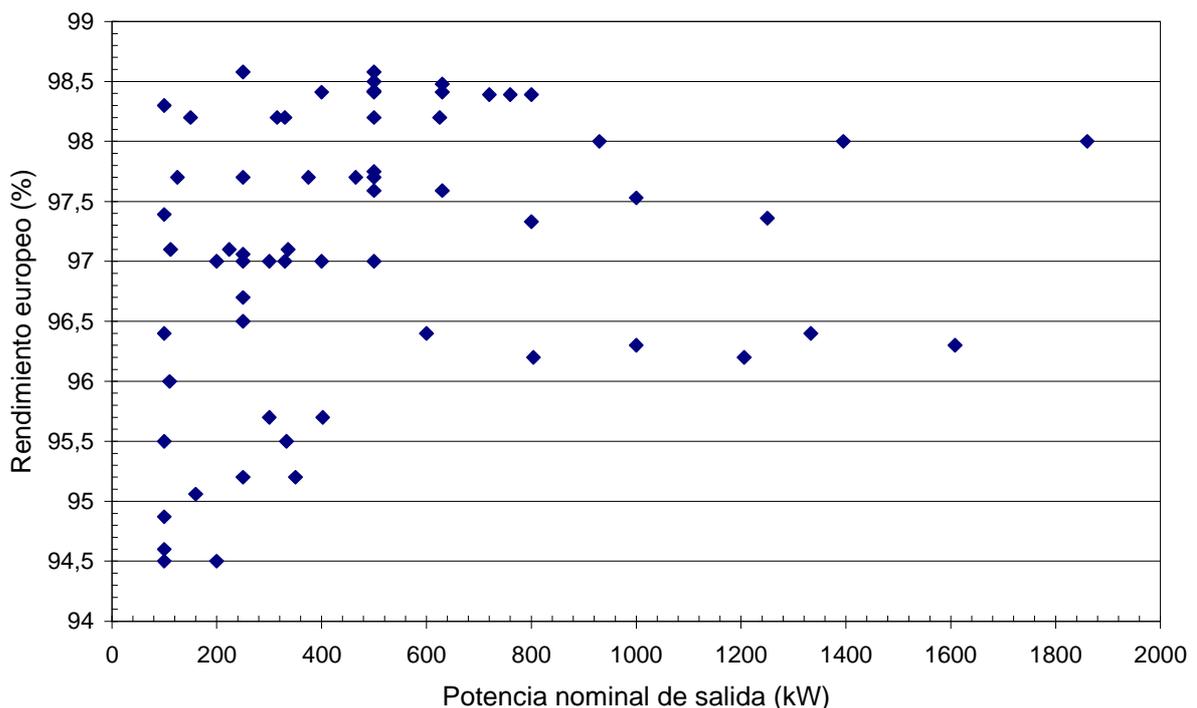


Figura 32: Rendimiento europeo frente a potencia nominal de salida AC.

Esta figura muestra unos valores de rendimiento comprendidos entre 94,5% y 98,58%, valores ligeramente inferiores a los obtenidos en el análisis del rendimiento máximo. En lo relativo a la dispersión que se aprecia en esta figura respecto a la del rendimiento máximo, se hablará un poco más adelante, cuando se comparen ambas figuras juntas.

Las siguientes subdivisiones corresponden al análisis del rendimiento europeo en función del tipo de aislamiento galvánico, tal y como se realizó anteriormente.

Comenzaremos con la figura siguiente, la cual muestra el rendimiento europeo que ofrecen los **inversores sin aislamiento galvánico** frente a las potencias nominales de salida de los mismos.

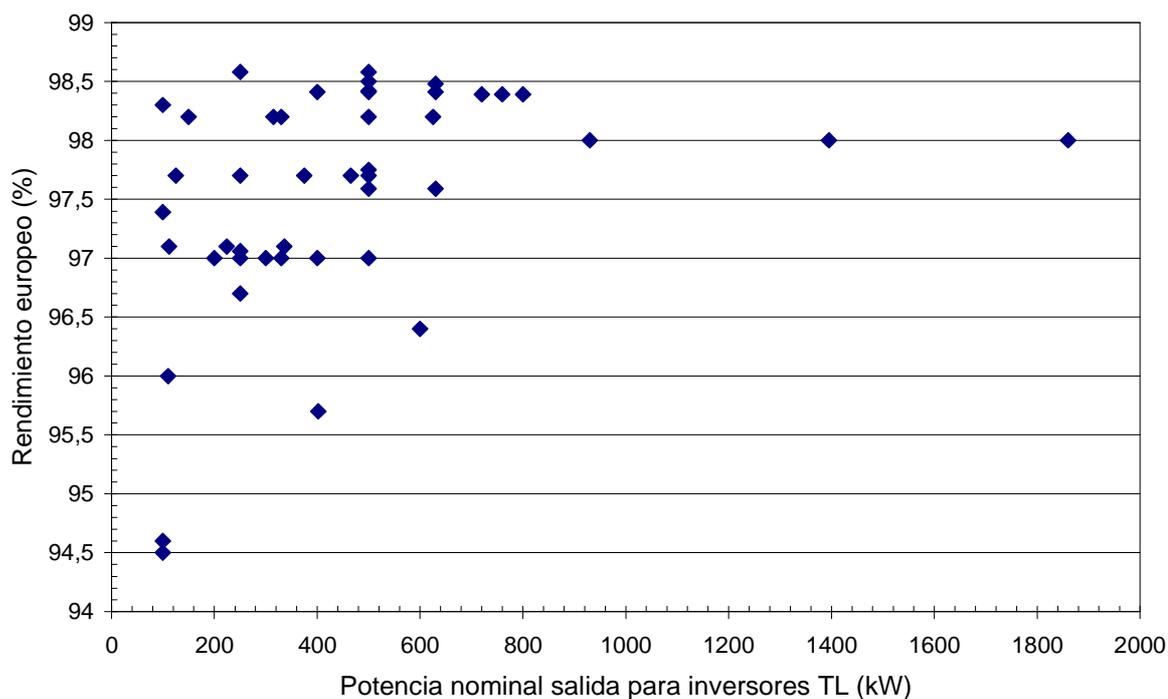


Figura 33: Rendimiento europeo de inversores sin aislamiento galvánico frente a sus potencias nominales de salida, AC.

En este caso, el rendimiento europeo pertenece a un intervalo entre el 94,5% y el 98,58%, predominando una concentración de valores entre el 97% y el 98,5%. Al igual que en figuras anteriores, existen puntos, denominados atípicos, que representan datos de inversores con un valor poco habitual bajo esas condiciones de funcionamiento. Esto puede observarse en los bajos rendimientos que aparecen, 94,5% y 96,4%, así como el rendimiento del 98% para potencias de 930 kW, 1395 kW y 1860 kW.

Estos resultados son muy similares a los obtenidos en la Fig. 30, en la cual se comparaba el rendimiento máximo con la potencia nominal de inversores sin transformador. La única diferencia apreciable entre ambas es que, al tratarse de rendimiento europeo, el valor de los datos del rendimiento disminuye ligeramente respecto a los valores de rendimiento máximo, afirmación que podrá verificarse en la Fig. 35.

Atendiendo a los **inversores que disponen de transformadores de aislamiento de baja frecuencia**, el rendimiento europeo que presentan viene representado en la siguiente figura.

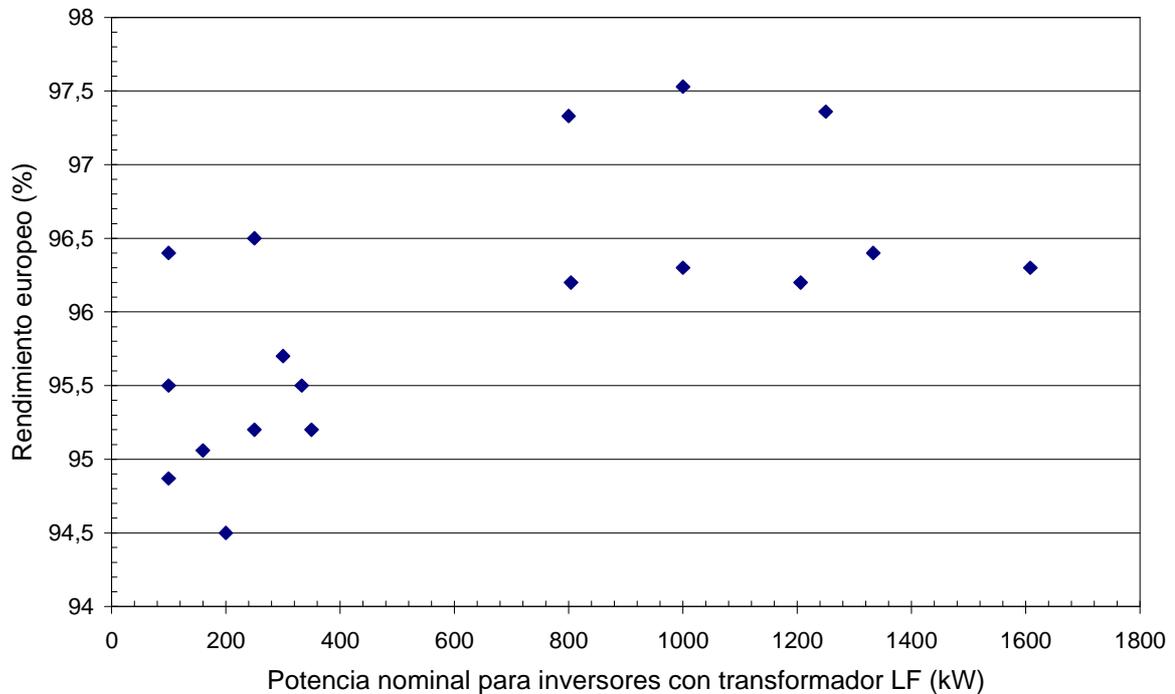


Figura 34: Rendimiento europeo de inversores con transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia (LF) frente a sus potencias nominales de salida.

En esta figura podemos ver algo similar a lo que ocurría para el rendimiento máximo. Existe una gran dispersión en los datos, lo que nos lleva a conclusiones similares a las anteriormente descritas. Sin embargo, como diferencias notables anotar que para potencias entre los 100 y 350 kW, el rendimiento europeo ronda en intervalo comprendido por el 94,5% y el 96,5%; mientras que para las potencias que oscilan entre los 804 kW y 1608 kW, los rendimientos se sitúan entre el 96,2% y 97,53%. De nuevo, inferiores al caso anteriormente analizado.

En cualquier caso, y debido a los distintos grados de ponderación, los valores que representa el rendimiento europeo son siempre valores inferiores a los que ofrece el rendimiento máximo. Esto puede comprobarse en el siguiente apartado, en el cual se realiza una comparación de ambos valores de rendimiento, como se venía comentando con anterioridad, facilitando la comprensión de los resultados obtenidos en las figuras precedentes.

5.8. Rendimiento máximo y europeo respecto a la potencia nominal de salida

A lo largo del análisis de los dos tipos de rendimientos, y tal como era de esperar, se ha obtenido como resultado que el rendimiento europeo es ligeramente inferior al rendimiento máximo. Esto se hace evidente en la figura siguiente, en la que se observa un mínimo desplazamiento entre ambas gráficas. La diferencia que existe es lógica, ya que el rendimiento europeo se corresponde con un valor ponderado para las distintas potencias nominales de trabajo.

También llama la atención que el rendimiento máximo presente una mayor dispersión de datos distinta a la del rendimiento europeo. Es decir que, aunque es sabido que los valores proporcionados por el rendimiento europeo deben ser inferiores a los del rendimiento máximo, era de esperar una gráfica desplazada hacia abajo respecto a éste; sin embargo, no ocurre totalmente así. Los datos correspondientes al rendimiento europeo muestran una distribución más caótica respecto a los parámetros de potencia, mientras que la distribución de datos del rendimiento máximo, en esos mismos valores de potencia, son algo más estables y ordenados.

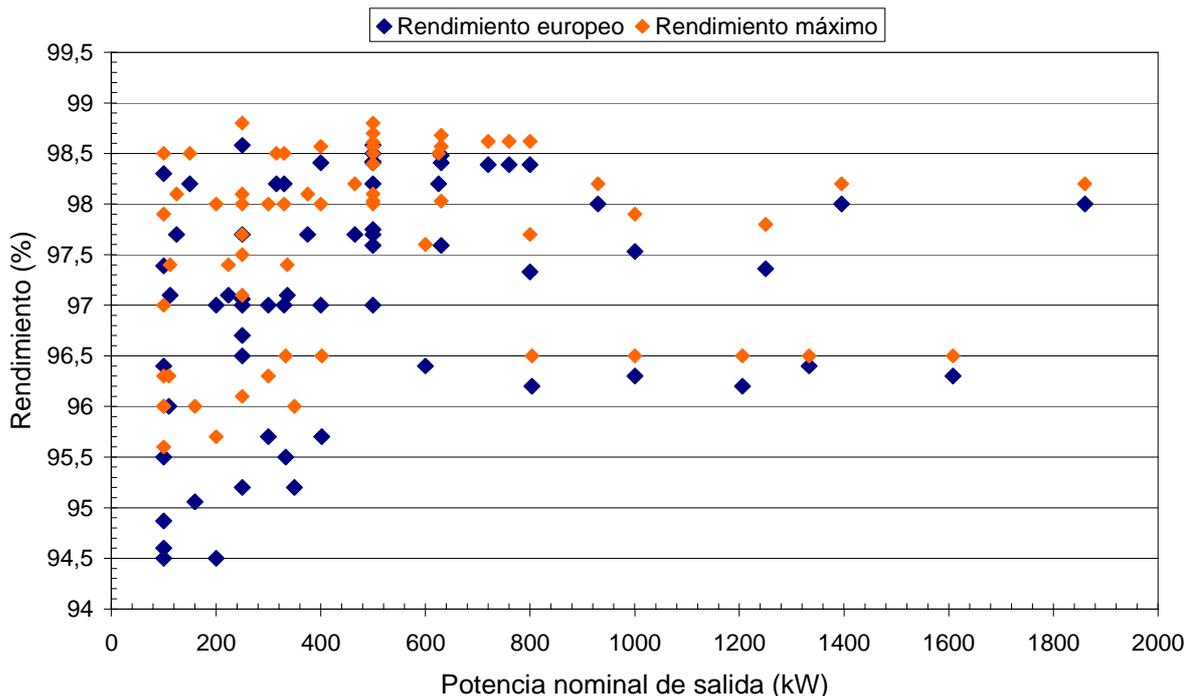


Figura 35: Rendimientos máximo y europeo frente a la potencia nominal de salida.

En algunos casos, las diferencias entre rendimiento máximo y europeo son mínimas, como ocurre en el caso del fabricante Siemens, modelo Sinvert 1400 MS que presenta, para una potencia de 1333 kW, un rendimiento máximo de 96,5% y un rendimiento europeo de 96,4%.

Pero en otros casos, la diferencia de valor entre ambos parámetros es bastante más notable, como le sucede al inversor del fabricante SMA, modelo Sunny Central 200, que presenta para una potencia de 200kW un rendimiento máximo de 95,7% y un rendimiento europeo de 94,5%, casi un 1% entre un valor y otro.

Las diferencias más notables se dan para datos comprendidos entre potencias pequeñas y con pequeños rendimientos. Lo contrario sucede en el caso de tener rendimientos altos en potencias bajas y tener rendimientos altos con altas potencias, donde la diferencia entre el rendimiento máximo y europeo es del orden del 0,1%.

5.9. Conclusión.

Después de haber analizado tensiones, intensidades y potencias de salida entre sí, y haber comparado éstas con las mismas relaciones establecidas con los parámetros de entrada, se llega a las siguientes conclusiones.

Un inversor está diseñado para convertir la energía generada por los módulos fotovoltaicos en energía con características y condiciones óptimas para ser inyectada a la red eléctrica.

La energía que el generador fotovoltaico recibe del sol proporciona distintos valores de tensión dependiendo, como ya sabemos, de la radiación, temperatura, etc. Esta tensión presenta un rango entre los 450 y los 800 V. Para poder verterla a la red es necesario convertir la corriente continua en corriente alterna y, además, se precisa que la amplitud de tensión sea la adecuada para la conexión a red.

Según el REBT, se considera Baja Tensión todo valor de tensión inferior a los 1000 V; sin embargo, hay que tener en cuenta que el valor eficaz nominal de tensión en la red eléctrica europea es de 230 V. Todas las figuras analizadas en este capítulo relacionadas con la tensión a la salida del inversor muestran un rango comprendido entre los 220 V y los 400 V, lo que verifica que el inversor adapta los valores de la tensión generada a los parámetros propios de la red eléctrica. En cualquier caso, y siempre que se superen los 230 V de corriente alterna a la salida del inversor, la instalación dispone de un transformador estrella-triángulo de MT, que reduce los valores más altos de tensión hasta el valor eficaz en la red.

Otros dos parámetros analizados a lo largo de este capítulo son las potencias tanto de entrada como de salida, en sus valores nominal y máximo. Estos datos se han comparado con todas las tensiones: mínimas y máximas nominales, tanto del lado DC como AC, y mínimas y máximas de MPPT. Los datos que las figuras han generado llevan a la conclusión de que el rastreo que realiza el inversor para obtener el valor de tensión que proporciona el punto de máxima potencia, influye de la misma manera en la potencia de entrada que en la de salida. De hecho, la diferencia que puede apreciarse entre ambas gráficas solo demuestra que, para poder proporcionar la potencia máxima en el lado de AC, ésta debe ser superior al valor que presenta la potencia en el lado DC.

Como es sabido, esa diferencia es lógica si queremos que el inversor sea rentable y proporcione un rendimiento óptimo para la instalación, ya que la potencia máxima a la salida debe ser igual que la potencia máxima a la entrada y cubrir las posibles pérdidas que se produzcan en el inversor.

Por último, otra variable que resulta importante para la comprensión del funcionamiento de un inversor es el rendimiento. A pesar de que se han distinguido entre dos rendimientos (máximo y europeo), más importante es la división que se ha hecho del mismo en cuanto a la topología del inversor.

Para que un inversor sea adecuado en una determinada instalación eléctrica, es requisito deseable aunque no imprescindible, que proporcione un rendimiento elevado, lo cual supone que es capaz de transformar prácticamente toda la energía de entrada en la de salida sin apenas verse influido por las pérdidas. Esto es lo ideal. Lo real, sin embargo, es que un inversor trabaja con rendimientos máximos pertenecientes a un intervalo entre el 95,5% y 98,8 %. Dentro de este rango, se ha diferenciado entre los inversores que disponen de aislamiento galvánico de baja frecuencia y los que no disponen de aislamiento, habiendo verificado que éstos últimos ofrecen un mayor rendimiento para el sistema.

Esa afirmación es evidente si contamos con la premisa de que, para disponer de un transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia, es necesario añadir bobinado primario y secundario, o lo que es lo mismo, conductores, lo que se traduce en pérdidas para el inversor. Con lo cual, la relación entre potencia de salida y potencia de entrada es menor, proporcionando rendimientos más pequeños.

A pesar de ofrecer rendimientos más bajos, los transformadores de aislamiento galvánico de baja frecuencia son necesarios para asegurar un funcionamiento fiable de la instalación, sin producir daños a la misma ni al personal de mantenimiento, ya que se emplean en los inversores que trabajan con una mayor tensión de entrada.

En resumen, el inversor que se seleccione para una determinada instalación fotovoltaica debe poder recibir la máxima potencia de generación y ser capaz de transformarla en la máxima potencia de salida, con las características adecuadas para su vertido a red, procurando que las pérdidas internas influyan lo menos posible. Así se conseguirá un inversor, y con ello una instalación fotovoltaica, que trabaje en condiciones óptimas, fiables y seguras.

6. PARÁMETROS MECÁNICOS

A diferencia de los parámetros eléctricos, las variables mecánicas no aportan información sobre el comportamiento de un inversor dentro de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, si son datos necesarios para su posterior instalación.

Es cierto que los inversores con aplicación de conexión a red se suelen instalar sobre la superficie terrestre, ya sea en el exterior, tipo caseta, o integrado en una pequeña edificación destinada a tal uso. Ante estas condiciones es recomendable saber tanto el volumen como el peso del inversor o inversores que vayan a emplearse.

6.1. Volumen respecto a potencia nominal de salida.

En este punto es recomendable conocer qué dependencia se establece entre la potencia que proporciona un inversor y el espacio que ocupa el mismo. La figura siguiente nos facilita una muestra de esa relación en la que puede apreciarse una dependencia creciente; es decir, a medida que aumenta la potencia que entrega el inversor a la red, mayor es el volumen que ocupa.

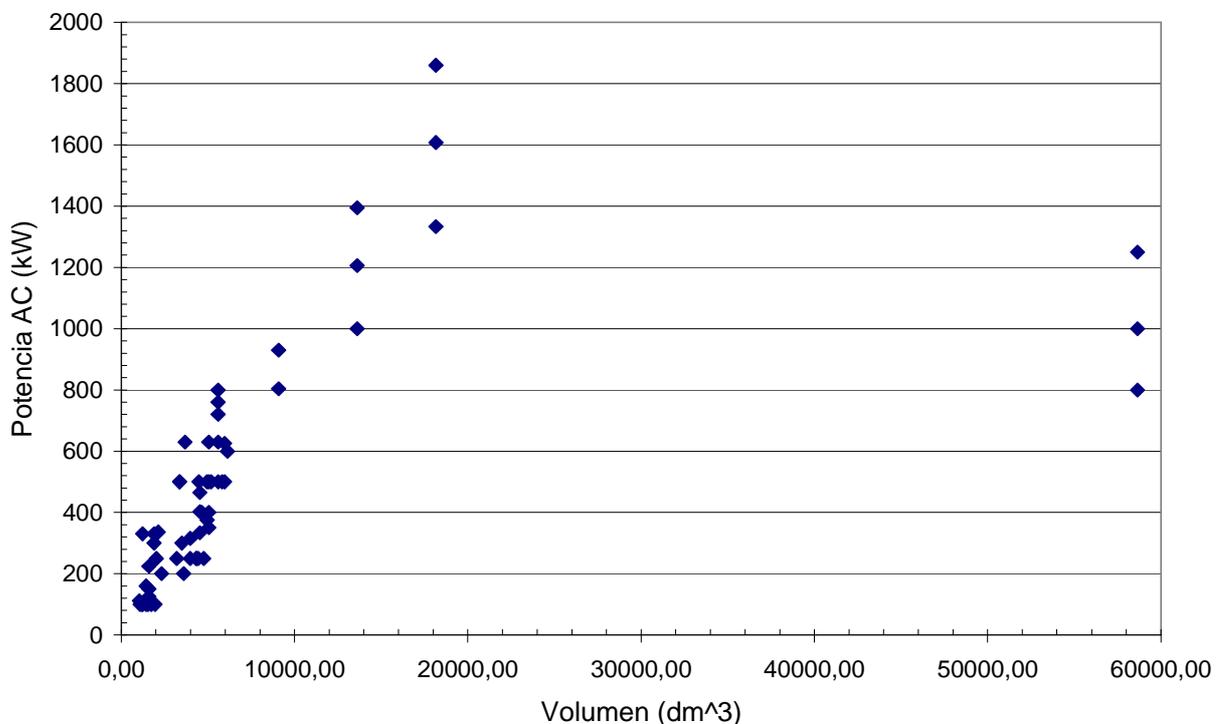


Figura 36(a): Volumen frente a potencia nominal AC

Sin embargo, hay que señalar la presencia de los puntos atípicos cercanos a los 60.000 decímetros cúbicos. Esos tres inversores que entregan 800, 1000 y 1250 kW pertenecen al fabricante SMA, modelos Sunny Central 800MV, Sunny Central 1000 MV y Sunny Central 1250MV.

La figura anterior es clara en datos de potencias altas y datos más dispersos pero no muestra con claridad lo que sucede en las potencias comprendidas entre los 100 y los 800 kW. Por ello, se dispone de la siguiente figura.

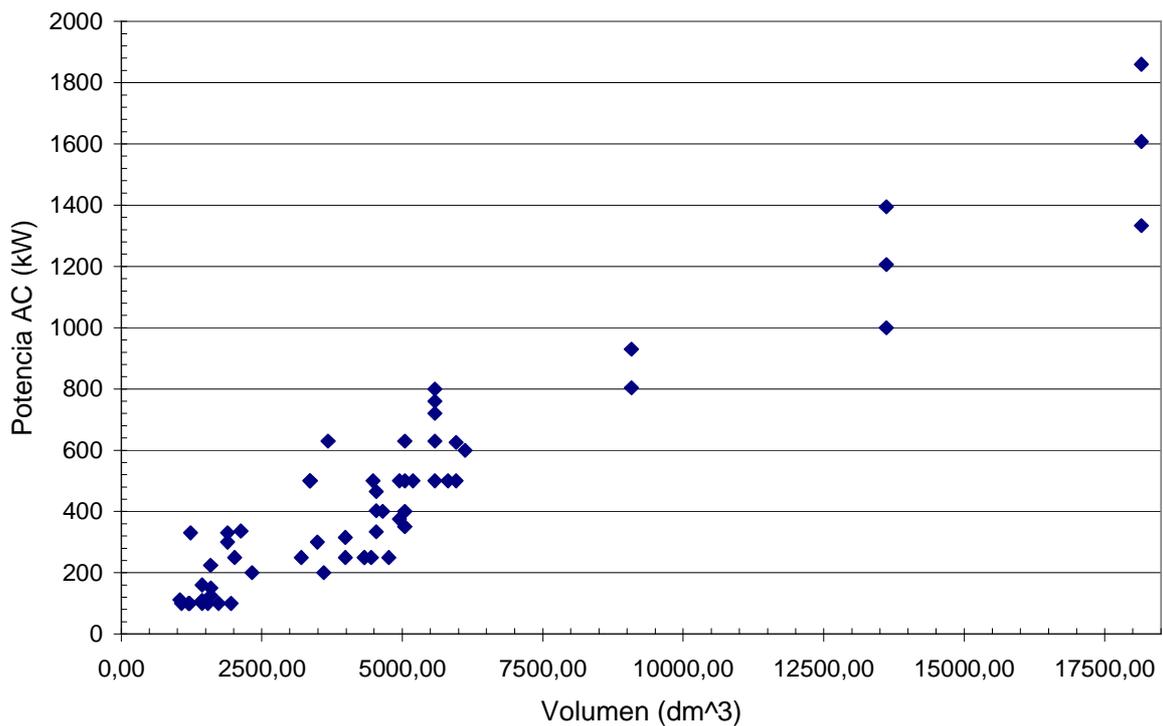


Figura 36 (b): Volumen frente a potencia nominal AC.

Esta figura representa datos menos concentrados por lo que resulta más fácil poder establecer unos límites de funcionalidad. Podemos separar el conjunto de datos en intervalos de potencias y verificar que a mayor potencia AC mayor volumen del inversor.

Para potencias comprendidas entre los 100 y los 336 kW, los inversores ocupan un volumen entre 1043 y 2326 dm³. En un intervalo de 200 a 800 kW, los inversores abarcan entre 3200 y 6120 dm³. Entre ambos pares de datos puede apreciarse que existen coincidencias, principalmente entre los 200 y los 400 kW de potencia, valores entre los cuales el volumen de los inversores presenta un mayor rango.

A partir de los 800 kW tenemos una estricta dependencia entre los inversores en análisis. Un inversor ocupa 9076 dm³ si entrega 800 ó 930 kW de potencia. En el caso de proporcionar 1000, 1200 ó 1400 kW, el inversor tiene un volumen de 13614,5 dm³, y si tiene 18153 dm³ genera potencias de 1333, 1608 y 1860 kW.

6.2. Peso frente a potencia nominal de salida según el tipo de aislamiento galvánico.

El objetivo en este apartado no es verificar que a cuanto más potencia de salida, mayor peso ya que, según el apartado anterior, poseen un volumen superior. En este caso se distinguirá el peso de un inversor según su tipo de aislamiento.

Sin realizar un análisis previo se puede suponer que los inversores que disponen de aislamiento galvánico de baja frecuencia pesarán más que aquellos que no dispongan del mismo, ya que los primeros integran en su circuito un transformador para tal fin.

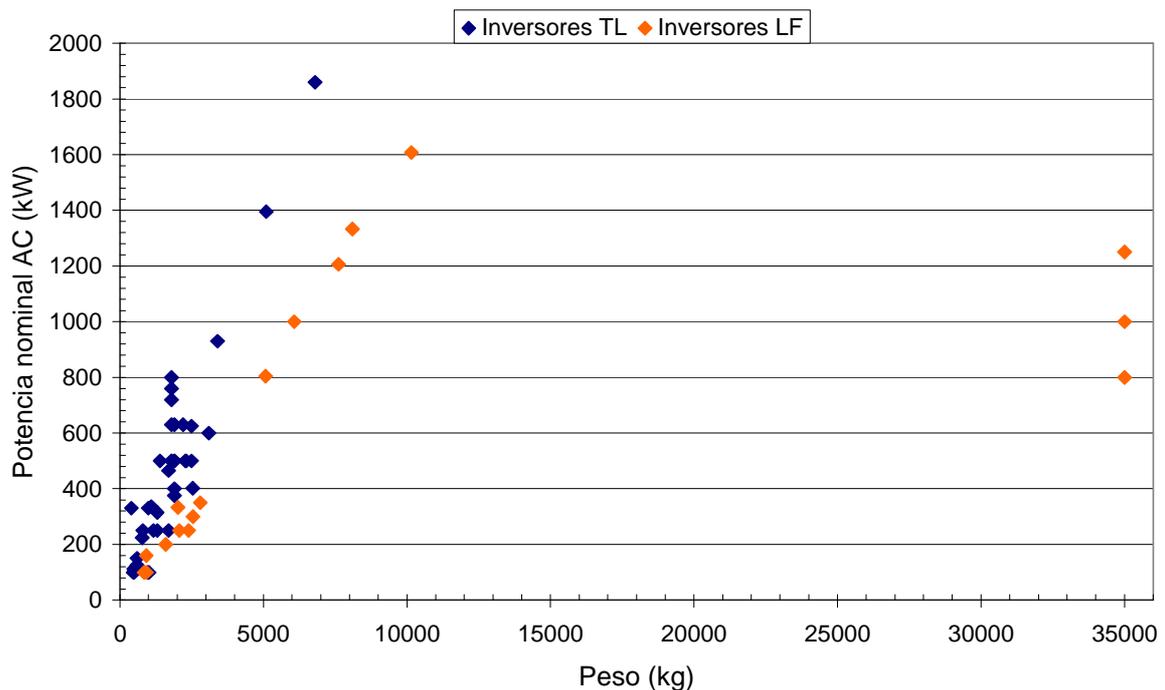


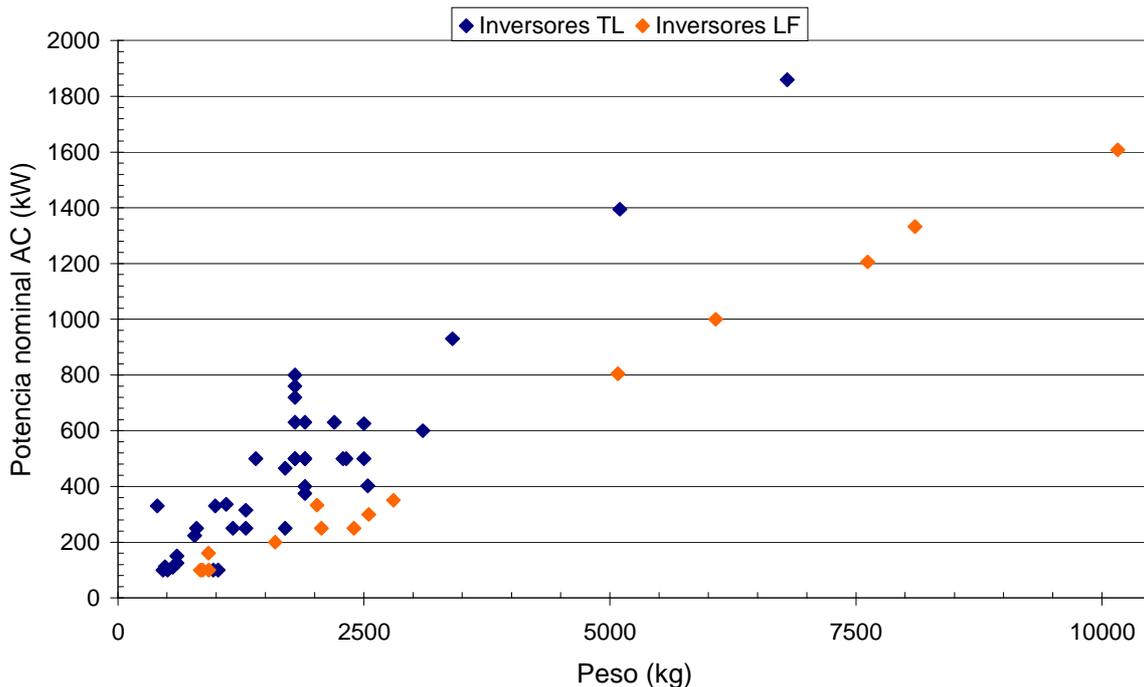
Figura 37 (a): Peso de inversores según aislamiento galvánico frente a la potencia nominal AC.

Como se puede comprobar en la figura, la premisa anterior se cumple para los inversores que proporcionan una potencia de salida superior a los 800 kW. A partir de ese valor de potencia, los inversores con aislamiento galvánico de baja frecuencia (LF) tienen un peso superior que los que carecen de él.

Volvemos a tener los tres puntos atípicos correspondientes al fabricante SMA que se anotó con anterioridad. Estos inversores, cuyas potencias de salida son de 800, 1000 y 1250 kW, alcanzan un peso de 35.000 kg o 35 toneladas, según los datos proporcionados por el programa PVsyst.

Sin embargo esta premisa es falsa para potencias nominales inferiores a los 800 kW, más concretamente para valores iguales o inferiores a los 400 kW. Se aprecia con más claridad en la figura siguiente.

Los inversores que disponen de aislamiento galvánico de baja frecuencia y proporcionan una potencia de salida entre los 100 y los 400 kW tienen un peso máximo de 2800 Kg., mientras que inversores que carecen de aislamiento galvánico y pertenecen al mismo rango de potencias muestran un peso máximo de 2540 Kg. Valores muy cercanos teniendo en cuenta que la topología interna del primero presenta una mayor volumen.



En cuanto al grado de protección, se entiende como tal el nivel de protección proporcionado por dicha envolvente contra el acceso a las partes peligrosas, contra la penetración de cuerpos sólidos extraños, la penetración de agua o contra impactos mecánicos exteriores.

Este parámetro resulta importante, además de imprescindible, en el análisis de un inversor, ya que es una medida de seguridad tanto para el propio inversor como para la instalación completa. El siguiente sector circular muestra la cantidad de equipos que dispone de cada uno de los niveles de protección señalados.

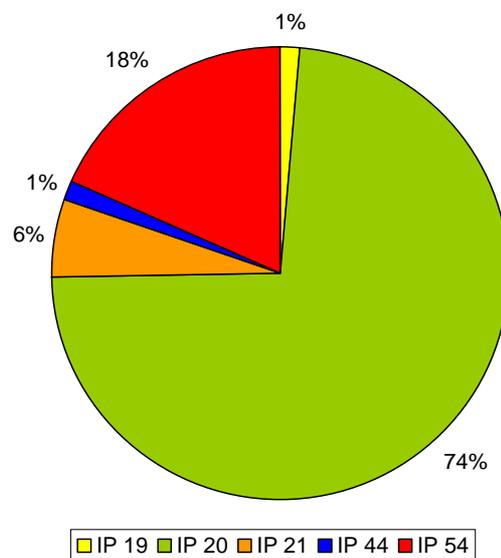


Figura 38: Concentración de datos según el nivel de protección: Código IP

Según señala la figura anterior, la protección más habitual es la IP 20 correspondiente a 52 modelos de los inversores en estudio; le sigue el grado IP 54 con 13 modelos; del grado IP 21 disponen 4 modelos y, por último, los grados IP 19 e IP 44 están presentes en un único modelo.

Los códigos de protección más habituales encontrados en los inversores en estudios son, en orden decreciente de porcentaje de aparición:

IP 20: No deben penetrar en la envolvente cuerpos sólidos con un diámetro superior a 12 mm y no proporciona protección particular respecto a la entrada de agua.

IP 54: No se impide totalmente la entrada de polvo, pero sí que éste entre en la cantidad suficiente para que llegue a perjudicar el funcionamiento satisfactorio del equipo, al igual que en el caso de proyección de agua en todas las direcciones sobre la envolvente.



IP 21: No deben penetrar en la envolvente cuerpos sólidos con un diámetro superior a 12 mm y se protegerá contra la caída vertical de gotas de agua.

IP 19: No deben penetrar en la envolvente cuerpos sólidos con un diámetro superior a 50 mm y debe disponer de una envolvente estanca o se permita la penetración de agua sin producir efectos perjudiciales.

IP 44: No deben penetrar en la envolvente cuerpos sólidos con un diámetro superior a 1 mm y debe estar protegida en caso de proyección de agua en todas las direcciones sobre la envolvente, sin llegar a tener efectos perjudiciales.

Al tratarse de un tipo de protección mecánica, se ha preferido realizar el estudio dentro de este apartado que dentro del apartado de protecciones eléctricas.

6.4. Conclusión.

Aún sabiendo que la importancia que adquieren los parámetros mecánicos frente a los eléctricos, en el estudio de un inversor fotovoltaico, es menor, ha resultado interesante el análisis obtenido de algunas de las gráficas.

Se ha podido comprobar que si se requiere un inversor que genere una elevada potencia de salida es preciso disponer de un espacio mayor para ubicar el mismo, ya que ocupará más.

Algo parecido ocurre si hablamos de la carga que debe soportar el hueco para la instalación del sistema de conversión de energía, ya que a mayor potencia mayor peso. Sí es importante volver a advertir que el peso no está directamente relacionado con el uso o no de aislamiento galvánico, como se comprobó con anterioridad, salvo en caso de trabajar con muy altas potencias.

En cuanto a la protección proporcionada por la envolvente del inversor, remarcar un grado de protección habitual IP 20, protegiendo al equipo de la intrusión de objetos sólidos de dimensiones pequeñas

7. SISTEMAS DE CONTROL

A lo largo de este proyecto se ha comentado la importancia que están adquiriendo las TICs en el campo de la energía fotovoltaica y, en general, en cualquier aplicación que requiera supervisión en todo momento.

Las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones mejoran y agilizan cualquier tipo de proceso que tenga lugar dentro de la instalación fotovoltaica, facilitando las tareas de mantenimiento, control, comunicación y seguridad. Por ello, se precisa de un adecuado y óptimo sistema de comunicaciones que permita la operación, integración y conectividad de todos los subsistemas que forman una instalación.

Debido a la importancia de estos sistemas, se realizará un análisis de las interfaces, protocolo, conexión, almacenamiento de datos, etc., de que pueden constar los inversores. Dependiendo del fabricante y del país de ubicación del inversor, se dispondrán de uno u otro tipo de sistemas de control y comunicación. Sin embargo, los inversores en análisis presentan similitudes en cuanto a los sistemas empleados.

De los datos que disponemos podemos extraer que todo inversor debe disponer de, al menos, las siguientes interfaces dentro de los sistemas de control y comunicación:

- **Display.** Se llama display o visualizador a un dispositivo de ciertos aparatos electrónicos que permite mostrar información al usuario de manera visual. También se conoce como pantalla.

El display o pantalla de que constan los inversores en análisis es, generalmente, LCD, aunque en ocasiones emplean TFT-LCD. El TFT-LCD (*Thin Film Transistor-Liquid Crystal Display*, en español Transistor de Película Fina - Pantalla de Cristal Líquido) es una variante de pantalla de cristal líquido (LCD) que usa tecnología de transistor de película delgada (TFT) para mejorar su calidad de imagen.

- **Protocolo de comunicación.** Es el conjunto de reglas normalizadas para la representación, señalización, autenticación y detección de errores necesario para enviar información a través de un canal de comunicación. Los protocolos de comunicación están destinados a asegurar un intercambio de datos fiable a través de un canal de comunicación imperfecto, por lo que siguen ciertas reglas para que el sistema funcione apropiadamente.

Los protocolos de comunicación más habituales son MODBUS-RTU, Ethernet o CAN.

- **Conexión.** Sistema de cableado necesario entre el ordenador y el sistema de control. Entre las interfaces de conexión destacan el RS 232 y el RS 485. La diferencia entre ambos es que el segundo mejora la velocidad de transmisión de datos y permite trabajar a distancias mayores.

Entre las interfaces opcionales estarían la monitorización, el almacenamiento y el módem GSM/GPRS.

Para ver un ejemplo de la red de comunicaciones que ofrece un inversor, se dispone de la siguiente figura.

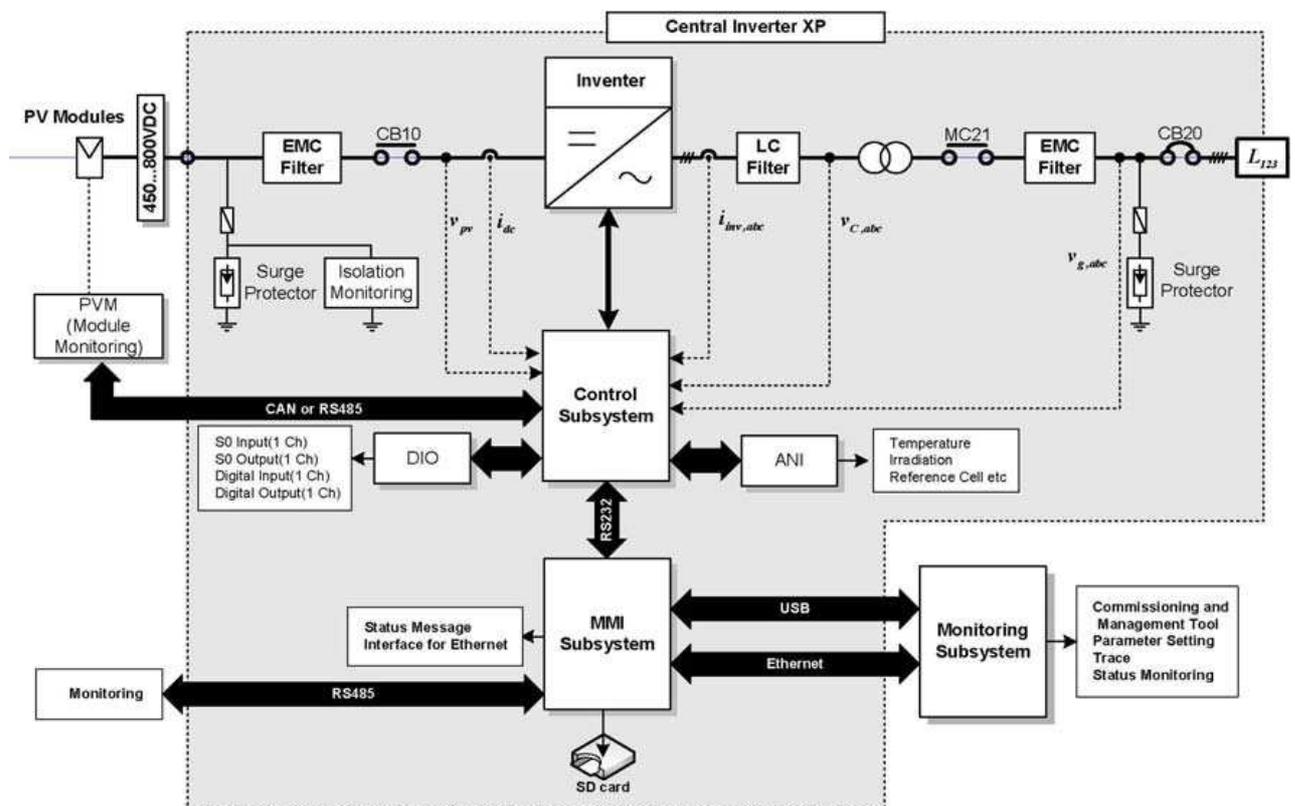


Figura 39: Red de comunicaciones y monitorización en un inversor.

Fuente: Manual de instrucciones del modelo Powador XP100-HV Fabricante: KACO

8. PROTECCIONES

Aunque, a simple vista, las protecciones eléctricas pasen desapercibidas a la hora de comparar propiedades en un inversor, son una parte fundamental, un requisito, para que no solo el inversor, sino toda la instalación fotovoltaica, trabaje en condiciones óptimas de funcionamiento y seguridad.

El objetivo de las protecciones es actuar sobre el sistema en caso de que se produzcan situaciones anormales de funcionamiento, ya sea reduciendo, deteniendo o eliminando dichas situaciones. Para ello se disponen de muchos y muy variados componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos, los cuales se procurará ir anotando a lo largo de este apartado, de la manera más organizada posible.

Para realizar este análisis conjunto sobre los 86 modelos de inversores no se ha utilizado el programa PVsyst, sino que se ha recurrido a las fichas técnicas y manuales de mantenimiento e instalación que proporciona cada uno de los fabricantes. La recopilación de esos datos está recogida en las tablas del Anexo II: Inversores. Tablas de Protecciones.

Para tener una idea de qué es lo que se va a tratar en este apartado se disponen de las siguientes dos figuras, la cuales contienen cada uno de los elementos, en principio imprescindibles, que precisa un inversor. Ambas responden a componentes internos del inversor. La Fig. 40 detalla elementos que suelen encontrarse en la parte delantera y la Fig. 41 lo hace de los que suelen ubicarse en la parte trasera del inversor fotovoltaico.

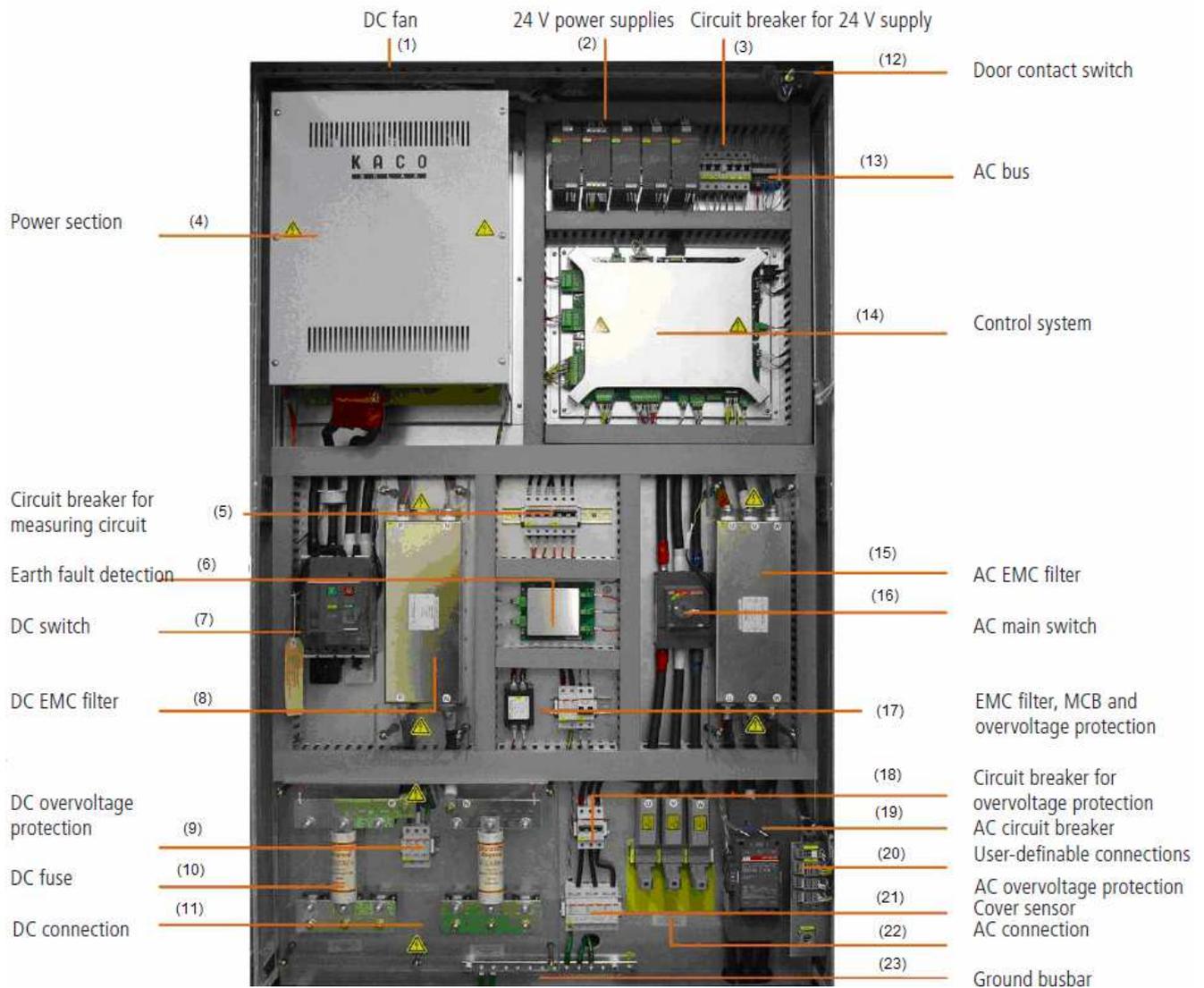


Figura 40: Componentes internos. Parte delantera.
Fabricante: KACO. Modelo Powador XP 100- HV.

(1) DC fan	Ventilador DC	(14) Control system	Sistema de control
(2) 24V power supplies	Suministros de potencia 24V	(15) AC EMC filter	Filtro Compatibilidad Electromagnética AC
(3) Circuit broker 24V supply	Interrupor automático para 24V	(16) AC main switch	Interrupor principal AC
(4) Power section	Zona/sección de potencia	(17) EMC filter MCB (Mini Circuit Breaker) Overvoltage protection	Filtro Compatibilidad Electromagnética + mini interruptor magnetotérmico + protección de sobretensión
(5) Circuit breaker for measuring circuit	Interrupor del circuito de medida		
(6) Earth fault detection	Detección falta a tierra		
(7) DC switch	Interrupor DC	(18) Circuit breaker for overvoltage protection	Interrupor automático para protección ante sobretensión
(8) DC EMC filter	Filtro de Compatibilidad Electromagnética, lado DC	(19) AC circuit breaker	Interrupor magnetotérmico AC
(9) DC overvoltage protection	Protección sobretensión, DC	(20) User-definable connection	Conexión para usuario
(10) DC fuse	Fusible DC	(21) AC overvoltage protection	Protección contra sobretensión + cubierta
(11) DC connection	Conexión DC	(22) Cover sensor	
(12) Door contact switch	Interrupor contacto de puerta	(22) AC connection	Conexión AC
(13) AC bus	Cable AC	(23) Ground busbar	Cable de puesta a tierra

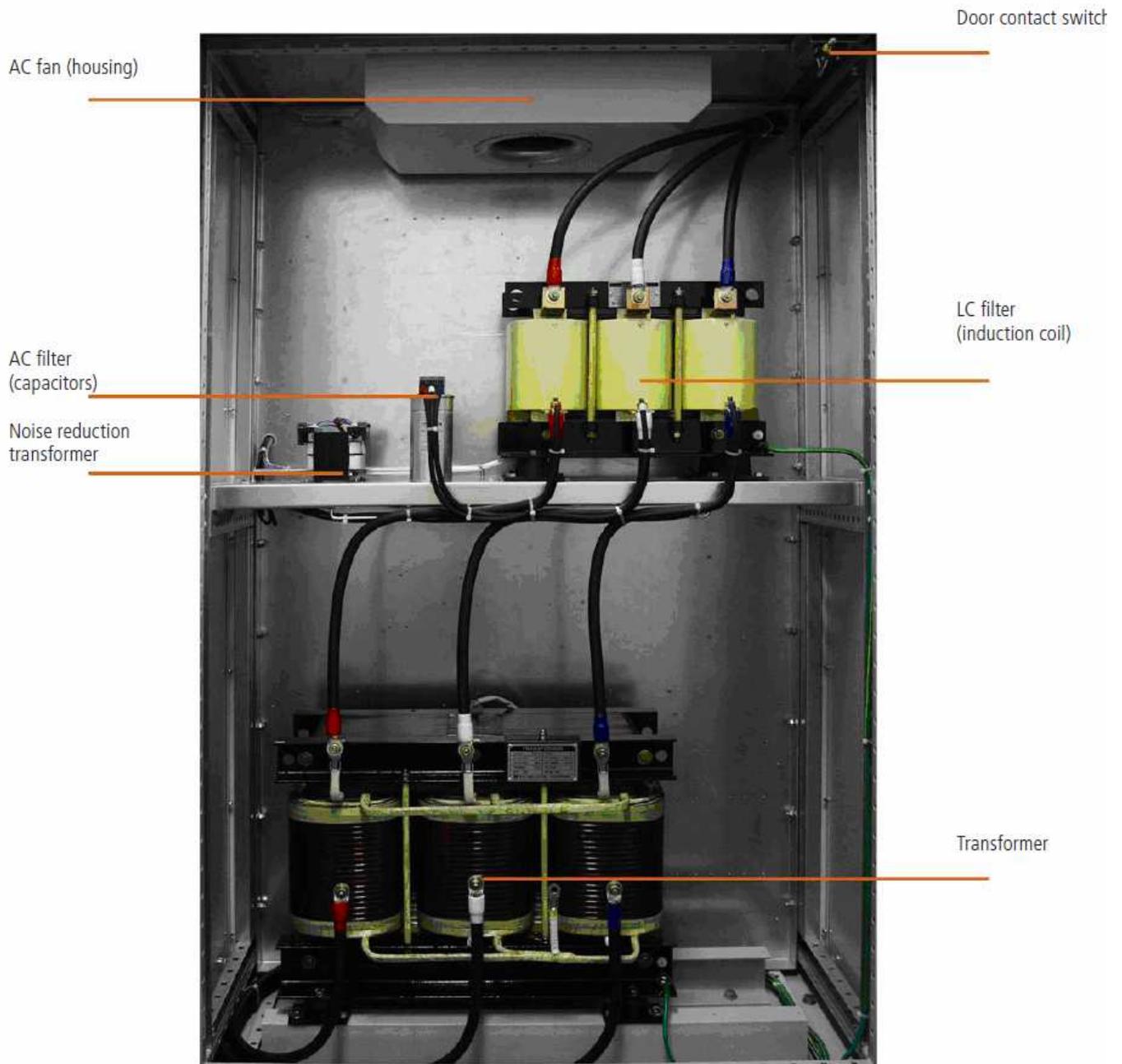


Figura 41: Componentes internos. Parte trasera.
Fabricante: KACO. Modelo Powador XP 100- HV

<i>AC fan (housing)</i>	Alojamiento del ventilador AC	<i>Door contact switch</i>	Interrupción de contacto de puerta
<i>AC filter (capacitors)</i>	Filtro AC (condensadores)	<i>LC filter (induction coil)</i>	Filtro LC (bobinas de inducción)
<i>Noise reduction transformer</i>	Transformador para reducción de ruido	<i>Transformer</i>	Transformador

A partir de las figuras anteriores y teniendo como referencia todas las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT, se puede advertir cuáles son los componentes de protección fundamentales en todo inversor.

Para seguir un orden y hacer más cómoda la comprensión, emplearemos las figuras anteriores y siguientes como guías. En la Fig.47, que muestra uno de los módulos de un inversor, se observa como la línea de energía está constituida por varios bloques, comenzando desde el generador fotovoltaico (*PV array*)⁽¹⁾ hasta el interruptor del lado de alterna (*AC breaker*). Lo que se pretende en este apartado es ir analizando los componentes que conforman cada uno de esos bloques.

A la salida del generador fotovoltaico, el primer elemento de protección que se encuentra es el interruptor correspondiente al lado DC (*DC breaker*). El interruptor interrumpe la corriente eléctrica del circuito en el caso de que sobrepase los valores máximos permitidos, evitando el deterioro o incluso inflamación de los elementos de la instalación.

El siguiente elemento de protección que se observa, y que está conectado directamente a tierra, es lo que se conoce con el nombre de descargador de sobretensión. Más comúnmente, pararrayos (*OVR: Overvoltage rod o Surge arrester*, en otras ocasiones). Una descarga atmosférica provoca corrientes del orden de hasta 12 veces las corrientes nominales. Por ello es necesario disponer de un descargador que evite a circulación de estas corrientes por el circuito, ya que pueden destruir o averiar severamente el material.

Las protecciones para este tipo de sobrecorrientes son Tipo I. Deberán estar montados a la entrada ya que su nivel de protección es solo compatible con la conexión de entrada. Derivan a tierra corrientes que presentan una curva 10/350 μ s, lo que supone un nivel de protección alto. Observando la Fig. 42, tener en cuenta que la energía que se desprende de la curva 10/350 es mucho mayor que la de la curva 8/20, curva característica de las protecciones Tipo II.

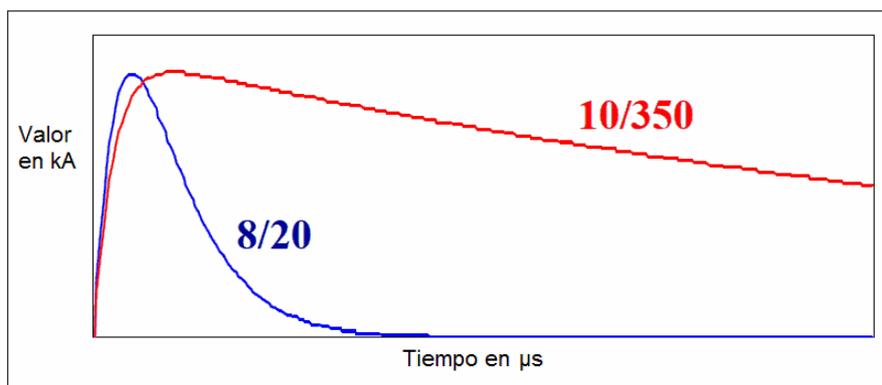


Figura 42: Curvas de sobrecorriente. Fuente: ABB

(1) Nomenclatura, en inglés, de los componentes a los que se hace referencia.

Además de las sobretensiones de origen atmosférico, en una instalación fotovoltaica pueden producirse otro tipo de sobretensiones, generalmente por exceso de carga, por fallas entre una línea y tierra, por la operación de fusibles o por la presencia de ondas viajeras que provocan nuevas sobretensiones. Por lo general, los inversores en estudio constan de componentes de protección diseñados para soportar sobretensiones de Tipo II y, ocasionalmente, de Tipo I. Tener en cuenta que las situaciones de sobretensión pueden producirse tanto en el lado DC como AC, por lo que el inversor puede disponer de esta protección en ambos lados.

Según la norma IEC 60364-4-44 se pueden dividir los equipos eléctricos en función de su nivel de sobretensiones. Las protecciones indicadas para soportar sobretensiones de Tipo II aportan un nivel de protección medio. Suelen instalarse en la cabecera del cuadro de baja tensión y, en el caso de que se disponga de protección Tipo I, también aguas abajo de la misma. Derivan a tierra corrientes que se corresponden con la curva $8/20\mu\text{s}$ (ver Fig.42). Suelen ser los más utilizados porque ofrecen un nivel de protección compatible con todos los equipos que se conectan a al red.

Para proteger la instalación fotovoltaica frente a sobretensiones también es necesario tener una buena estructura de red. Según la instrucción ITC-BT-08 del REBT, para determinar las características de las medidas de protección contra choques eléctricos, en caso de contactos indirectos y contra sobretensiones, es necesario tener en cuenta el esquema de distribución.

Los esquemas de distribución más habituales que presentan los inversores analizados son los que se muestran a continuación:

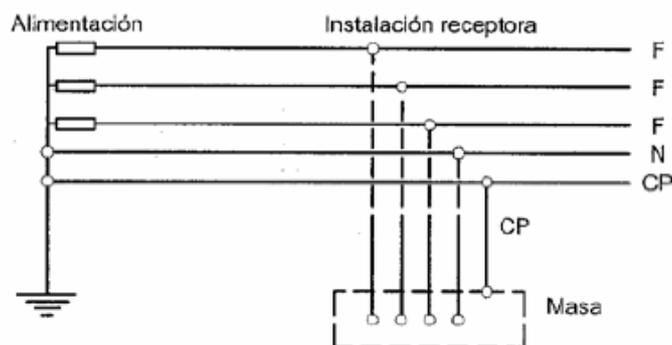


Figura 43: Esquema de distribución TN-S

Esquema TN-S: El conductor neutro y el de protección son distintos en todo el esquema. (Fig.43)

Esquema TN-C: Las funciones de neutro y protección se combinan en un mismo conductor en todo el circuito. (Fig.44)

Esquema TT: Tiene un punto de la alimentación, normalmente el neutro, conectado directamente a tierra, mientras que las masas de la instalación receptora se conectan a una toma de tierra diferente. (Fig.45)

Esquema IT: No tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra pero las masas de la instalación receptora sí están puestas directamente a tierra. (Fig.46)

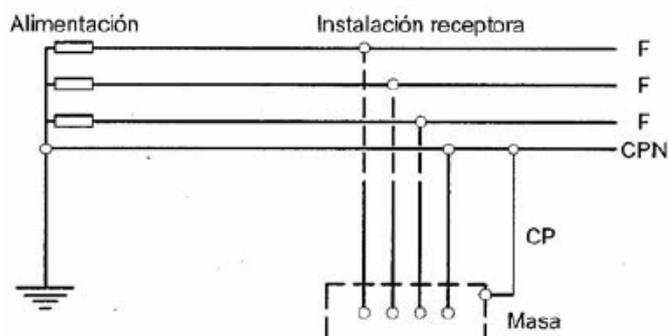


Figura 44: Esquema de distribución TN-C

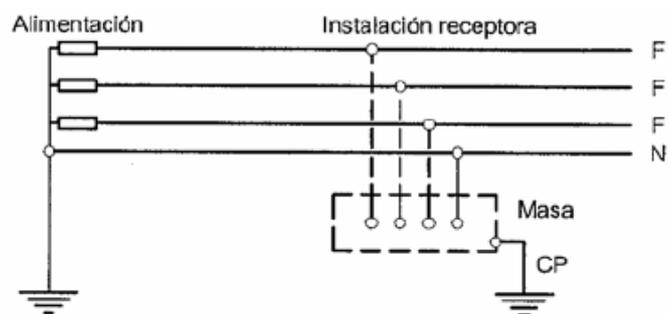


Figura 45: Esquema de distribución TT

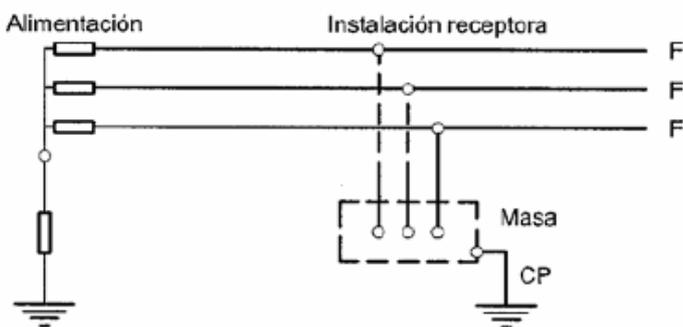


Figura 46: Esquema de distribución IT

El siguiente elemento del sistema es el módulo del propio inversor. Dentro de éste podemos encontrar los interruptores (generales, magnetotérmicos, diferenciales, etc) para proteger a la instalación tanto de sobrecargas como de sobretensiones. Estos componentes de protección también los encontramos a ambos lados del inversor; es decir, el uso de esos componentes es tanto en el lado de continua como de alterna, aunque, en ocasiones, el empleo de alguno de ellos sea de carácter opcional.

A este módulo le sigue el filtro EMC/EMI (*EMC/EMI filter*) o filtro de compatibilidad electromagnética e interferencia electromagnética, respectivamente. La compatibilidad electromagnética es la aptitud de un dispositivo, aparato o sistema para funcionar en su entorno electromagnético de forma satisfactoria. La interferencia electromagnética es una perturbación que se produce en el entorno electromagnético. Ambos filtros aseguran el buen funcionamiento del equipo teniendo en cuenta el resto de sistemas.

El bloque siguiente que aparece en la Fig.47 corresponde al de los fusibles del lado de alterna (*AC fuse*), opcionalmente pueden utilizarse también en el lado DC. Este dispositivo protege a la instalación ante un cortocircuito o una sobrecarga.

Por último, la figura muestra un último bloque, antes de la conexión al transformador de media tensión, que contiene el interruptor del lado de alterna (*AC breaker*). Este elemento es muy importante ya que, en caso de producirse un comportamiento anómalo en la instalación, evita que derive al transformador de MT y a la red eléctrica interrumpiendo la circulación de corriente.

Un elemento que no aparece en el esquema eléctrico que se está analizando, pero que sí se ha nombrado con anterioridad en varias ocasiones, es el transformador para separación galvánica entre DC y AC. Como es sabido, el empleo de este transformador es opcional según el resultado energético que se espere del mismo, y se puede elegir entre no utilizar separación galvánica o disponer de transformador de baja frecuencia. Teniendo siempre presente que, en el caso de no disponer de separación galvánica mediante un transformador de aislamiento, se utilice cualquier otro medio que cumpla dichas funciones (ITC-BT-40 del REBT).

Otros tipos de protecciones, que no aparecen en la figura pero que sí son imprescindibles para el buen funcionamiento del sistema, son los que vigilan la variación de frecuencia, detectan la polarización inversa, la corriente residual, el defecto a tierra o el funcionamiento anti-isla. Opcional es la supervisión de la puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos. Generalmente, estas variables van monitorizadas por los sistemas de control.

Otro componente, en este caso mecánico, que colabora en el mantenimiento de la seguridad de la instalación es la ventilación. Ésta elimina el exceso de temperatura evitando las situaciones de sobrettemperatura, tan perjudiciales para equipos y conductores. Por lo general, el sistema de refrigeración empleado es la ventilación forzada, para la cual se dispone de un conjunto de ventiladores que funcionan normalmente como extractores, controlando el exceso de aire. Sin embargo, existen fabricantes como POWER-ONE o REFUSOL que cuentan con inversores que disponen de otros sistemas de ventilación como el que emplea líquido pasivo o refrigeración por líquido con intercambiador de agua-aire.

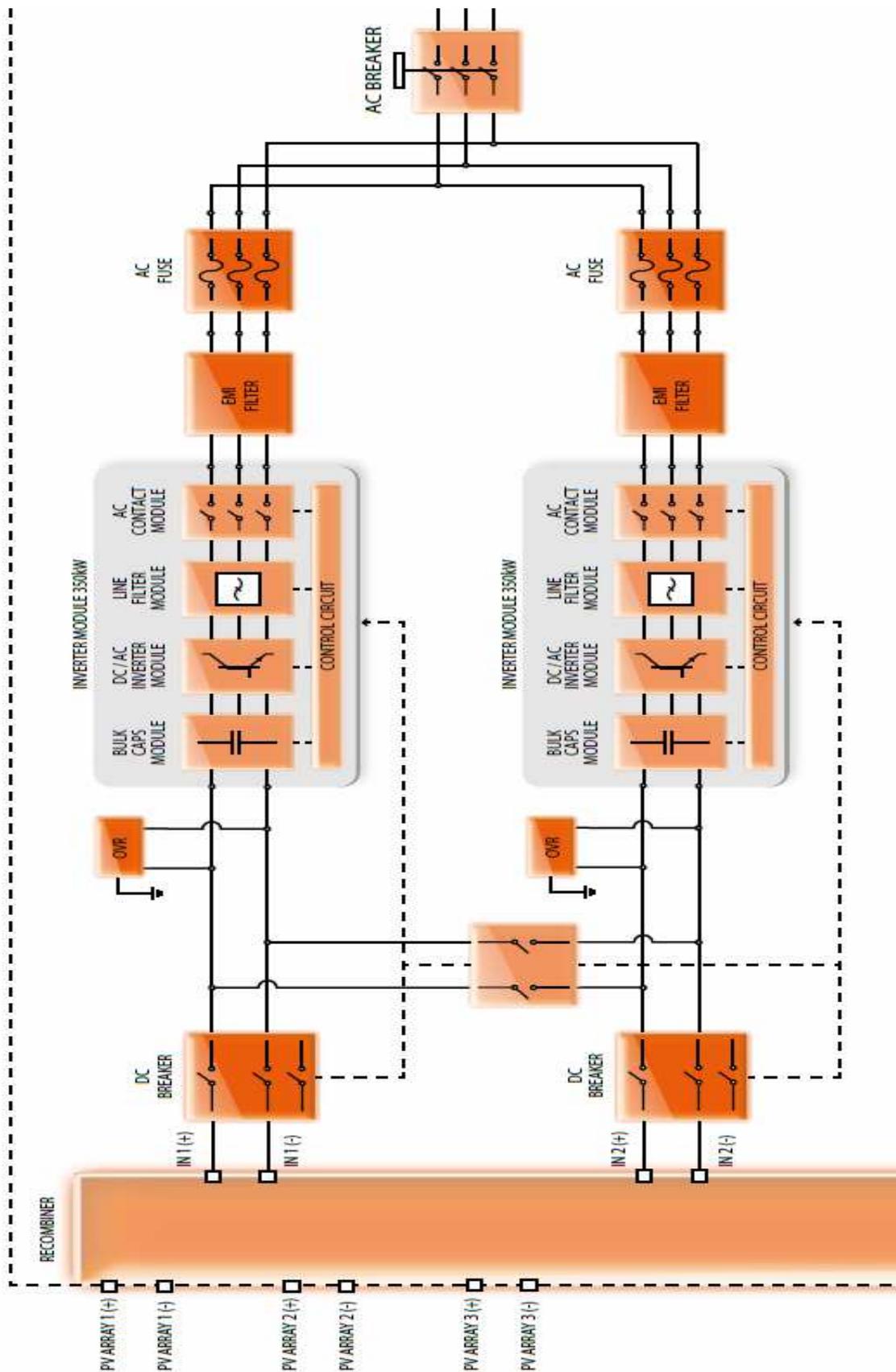


Figura 47: Esquema eléctrico de un inversor. Protecciones.

Por último, se hace referencia a la norma UNE-EN 60721 que hace referencia a la clasificación de las condiciones ambientales. Concretamente se atiende a la parte 3, que especifica la clasificación de grupos de parámetros ambientales y sus severidades, secciones 3 y 4. En la sección 3, se atiende a la utilización fija en lugares protegidos de la intemperie, y en la sección 4 se hace referencia a la utilización fija no protegida de la intemperie.

La clasificación que realiza estas normas queda definida por un código alfanumérico, donde cada una de las letras responde a una determinada condición y los números corresponden a la importancia de la clase:

- condiciones climáticas (K),
- condiciones climáticas especiales (Z),
- condiciones biológicas (B),
- condiciones de sustancias químicamente activas (C),
- condiciones de sustancias mecánicamente activas (C),
- condiciones mecánicas (M).

Los valores más habituales son los que se señalan en las figuras siguientes, en rojo, en los que se definen los parámetros ambientales que se tienen en cuenta.

Parámetro ambiental	Unidad	Clase									
		3C1R	3CIL	3C1	3C2		3C3		3C4		
		Valor máximo	Valor máximo	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	Valor medio	Valor máximo	
a) Sales marinas	Ninguna	No	No	No ⁹⁾	Niebla salina		Niebla salina		Niebla salina		
b) Dióxido de azufre	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,01 0,0037	0,1 0,037	0,1 0,037	0,3 0,11	1,0 0,37	5,0 1,85	10 3,7	13 4,8	40 14,8	
c) Ácido sulfúrico	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,0015 0,001	0,01 0,0071	0,01 0,0071	0,1 0,071	0,5 0,36	3,0 2,1	10 7,1	14 9,9	70 49,7	
d) Cloro	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,001 0,00034	0,01 0,0034	0,1 0,034	0,1 0,034	0,3 0,1	0,3 0,1	1,0 0,34	0,6 0,2	3,0 1,0	
e) Ácido clorhídrico	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,001 0,00066	0,01 0,0066	0,1 0,066	0,1 0,066	0,5 0,33	1,0 0,66	5,0 3,3	1,0 0,66	5,0 3,3	
f) Ácido fluorhídrico	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,001 0,0012	0,003 0,0036	0,003 0,0036	0,01 0,012	0,03 0,036	0,1 0,12	2,0 2,4	0,1 0,12	2,0 2,4	
g) Amoníaco	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,03 0,042	0,3 0,42	0,3 0,42	1,0 1,4	3,0 4,2	10 14	35 49	35 49	175 247	
h) Ozono	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,004 0,002	0,01 0,005	0,01 0,005	0,05 0,025	0,1 0,05	0,1 0,05	0,3 0,15	0,2 0,1	2,0 1,0	
i) Óxidos de nitrógeno expresados en valores equivalentes de dióxido de nitrógeno	mg/m ³ cm ³ /m ³	0,01 0,005	0,1 0,052	0,1 0,052	0,5 0,26	1,0 0,52	3,0 1,56	9,0 4,68	10 5,2	20 10,4	

Figura 48: Clasificación de sustancias químicas activas. Fuente: Norma UNE-EN 60721

También es habitual encontrar un grado de protección 4C1.

Parámetro ambiental	Unidad	Clase			
		3S1	3S2	3S3	3S4
a) Arena	mg/m ³	Ninguna	30	300	3 000
b) Polvo en suspensión	mg/m ³	0,01	0,2	0,4	4,0
c) Sedimentación de polvo	mg/(m ² · h)	0,4	1,5	15	40

Figura 49: Clasificación de sustancias mecánicamente activas. Fuente: UNE-EN 60721

También se puede encontrar un grado de protección 4S2.

Parámetro ambiental	Unidad	Clase										
		3K1	3K2	3K3	3K4	3K5	3K6	3K7	3K7L	3K8	3K8H	3K8L
a) Temperatura del aire baja	°C	+20 ³⁾	+15	+5	+5	-5	-25	-40	-40	-55	-25	-55
b) Temperatura del aire alta ³⁾	°C	+25 ³⁾	+30	+40	+40 ³⁾	+45 ³⁾	+55	+70	+40	+70	+70	+55
c) Humedad relativa baja	%	20	10	5	5	5	10	10	10	10	10	10
d) Humedad relativa alta	%	75	75	85	95	95	100	100	100	100	100	100
e) Humedad absoluta baja	g/m ³	4	2	1	1	1	0,5	0,1	0,1	0,02	0,5	0,02
f) Humedad absoluta alta	g/m ³	15	22	25	29	29	29	35	35	35	35	29
g) Relación de variación de la temperatura ¹⁾	°C/min	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
h) Presión atmosférica baja ⁷⁾	kPa	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
i) Presión atmosférica alta ²⁾	kPa	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
j) Radiación solar	W/m ²	500	700	700	700	700	1 120	1 120	Ninguna	1 120	1 120	1 120
k) Radiación de calor	Ninguna	No	6)	6)	6)	6)	6)	6)	6)	6)	6)	6)
l) Movimiento del aire circundante ⁴⁾	m/s	0,5	1,05 ³⁾	1,0 ³⁾	1,05 ³⁾	1,0 ³⁾	1,0 ³⁾	5,0 ³⁾	5,0 ³⁾	5,0 ³⁾	5,05 ³⁾	5,0 ³⁾
m) Condensación	Ninguna	No	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
n) Precipitaciones arrastradas por el viento (lluvia, nieve, granizo, etc.)	Ninguna	No	No	No	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
o) Agua de origen distinto al de la lluvia	Ninguna	No	No	No	6)	6)	6)	6)	6)	6)	6)	6)
p) Formación de hielo	Ninguna	No	No	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si

Figura 50: Clasificación de condiciones climáticas. Fuente: UNE-EN 60721

8.1. Conclusión.

El análisis de este apartado resulta menos evidente que el de apartados anteriores, ya que no se disponen de gráficas que nos permitan obtener unos determinados resultados. Sin embargo, tampoco es estrictamente necesario disponer de tablas para comprender que las protecciones son un requisito imprescindible en una instalación fotovoltaica.

En este apartado se han enumerado cada uno de los componentes de protección que se precisan en un inversor y se han señalado otros que, o tienen carácter optativo o se vigilan mediante los sistemas de control, por lo que no son visibles en un esquema eléctrico.

Sumamente importantes son los disyuntores, seccionadores, interruptores, independientemente de su naturaleza (generales, magnetotérmicos, etc.), y fusibles, como elementos de protección. Son los encargados de cortar la circulación de corriente, interrumpiendo el sistema, en caso de que se produzcan averías o faltas que provoquen sobretensiones y/o sobrecorrientes que pueden causar el deterioro de la instalación.

Otros sistemas de la misma importancia son aquellos que vigilan el cumplimiento de unas condiciones establecidas. Como ya se han enumerado antes: variación de frecuencia y tensión dentro de unos límites, aparición de corriente residual o polarización inversa, funcionamiento en modo isla e, incluso, control de funcionamiento nocturno del inversor. Por lo general, en caso de producirse estas situaciones, los sistemas de control envían una orden para que el propio sistema ajuste ese mal funcionamiento. No tienen los mismos efectos negativos que pueda producir una sobretensión, por ejemplo, pero sí son necesarios para hacer que la instalación trabaje en condiciones óptimas de funcionamiento y seguridad.

Por último, señalar los elementos mecánicos que intervienen como elementos de protección. En concreto, la ventilación. Es un sistema necesario sobretodo si la instalación es en exterior, porque evita que se sobrecaliente el sistema y se produzcan daños en los equipos.

En resumen, todo equipo que trabaje con variables que puedan producir situaciones anómalas de funcionamiento, precisan de sistemas de protección que mantengan el adecuado servicio de los equipos, teniendo como principal objetivo alcanzar un nivel adecuado de seguridad tanto para la instalación como para el personal de mantenimiento.

REFERENCIAS

- [1] E-Book: Catalogue SOLIVIA 2012. (Español)
E-Book: Manual SOLIVIA CM EU Ge, español.
<http://www.delta-europe.com>
- [2] Inverter technical specifications 100 kW. Español-English
Inverter technical specifications 500 kW. Español-English
Manual de usuario e instalación. Versión: 0.0. Español.
Código:500kW_PLUS_INST_ES. Gamesa Corporación Tecnológica.2011
<http://www.enertron.net/es>
- [3] Fichas Técnicas:POWER PV 100, POWER PV 500, POWER PV 500 CT y Serie
POWER PV_Español.
<http://www.greenpower.es>
- [4] Fichas técnicas:
Ingecom Sun Power. Modelos:100/120/150 TL
Ingecom Sun Power Max. Modelos: 250/375/500 TL, 315/500/625 HE-TL.
Manual de instalación Ingecom Sun Power Max.
<http://www.ingeteam.com/>
- [5] Ficha técnica: Inversores solares Serie IF
<http://www.jema.es/>
- [6] KACO Serie Powador XP Brochure. (Español)
Operating instructions. Podador XP100-HV
<http://kaco-newenergy.de/>
- [7] Catálogo FREESUN Español.
Hoja de características técnicas FREESUN Serie LTV.
Hoja de características técnicas FREESUN Serie HE.
Hoja de características técnicas FREESUN Serie HE Station.
<http://www.powerelectronics.es/>
- [8] Global Brochure Power-One. Renewable Energy Solutions. 2011
<http://es.power-one.com/>
- [9] Manual de Instrucciones de uso. REFUsol 100K. Versión 2009.
Documento Refusol-SPPO-PNR-V007_0110 Gesamt Brochure.
<http://www.refusol.net>
- [10] Sinvert Data Sheets 350 serie M. English.
Sinvert Data Sheets 420 serie M. English.
Sinvert Data Sheets 1000 MS. English.
Sinvert Data Sheets Serie TL 50 Hz. English.
Sinvert Operating Instructions. Español.
Sinvert User Manual. Español.
Sinvert Technical Brochure PV inverter. Es/En
<https://www.swe.siemens.com/>



- [11] Instrucciones de instalación y Datos técnicos.
Fichas técnicas
Instrucciones de funcionamiento para: SC 500-800CP, SC 100In-Out, SC-250-250HE-350, SC 400-500-630HE, SC 400-500-630 MV, SC800-1000-1250MV.
<http://www.sma-iberica.com>

- [12] Instructions manual SolarMax TS-Serie.
Instructions manual SolarMax TS-SV Serie.
Operating Manual 330 TS-SV.
<http://www.solarmax.com/es/es>

- [13] Catálogo PV-Grid Connected Inverters 2011-2012. V7.1
<http://www.sungrowpower.com/en/>

- [14] Programa PVSyst

VI. NORMATIVA

1. NORMAS UNE-EN

UNE-EN 50178: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.

UNE-EN 50178: Electronic equipment for use in power installations.

UNE-EN 50524: Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores fotovoltaicos.

UNE-EN 50524: Data sheet and name plate for photovoltaic inverters.

UNE-EN 50530: Rendimiento total de los inversores fotovoltaicos de conexión a la red.

UNE-EN 50530: Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters.

UNE-EN 60617-2: Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.

UNE-EN 60617-2: Graphical symbols for diagrams. Part 2: Symbol elements, qualifying symbols and other symbols having general application.

UNE-EN 60664-1: Coordinación de aislamiento de los equipos en los sistemas (redes) de baja tensión. Parte 1: Principios, requisitos y ensayos.

UNE-EN 60664-1: Insulation coordination for equipment within low-voltage systems. Part 1: Principles, requirements and tests.

UNE-EN 60721: Clasificación de las condiciones ambientales. Parte 3: Clasificación de grupos de parámetros ambientales y sus severidades.

Sección 3: Utilización fija en lugares protegidos de la intemperie.

Sección 4: Utilización fija no protegida de la intemperie.

UNE-EN 60721: Classification of environmental conditions. Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities.

Section 3: Stationary use at weather protected locations.

Section 4: Stationary use at non-weather protected locations.

UNE-EN 60742: Transformadores de separación de circuitos y transformadores de seguridad.

UNE-EN 60742: Isolating transformers and safety isolating transformers. Requirements.

UNE-EN 61000: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 3: Límites. Parte 6: Normas genéricas.

UNE-EN 61000: Electromagnetic compatibility (EMC).

Part 3: Limits. Part 6: Generic standards.



UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

UNE-EN 61683: Photovoltaic systems. Power conditioners. Procedure for measuring efficiency.

UNE-EN 62109-1: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos generales.

UNE-EN 62109-1: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Part 1: General requirements.

UNE-EN 62305-3: Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y riesgo humano.

UNE-EN 62305-3: Protection against lightning. Part 3: Physical damage to structures and life hazard.

2. NORMAS IEC

IEC 60529: Degrees of protection provided by enclosures (IP code)

IEC 60529: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).

IEC 60614: Recommendations in the field of quantities and units used in electricity. First edition.

IEC 62103: Electronic equipment for use in power installations.

IEC 62116: Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters.

Project IEC 62548: Design requirements for Photovoltaic (PV) Arrays.

IEC 62727 TS: Specification for solar trackers used for photovoltaic systems.

3. REALES DECRETOS E INSTRUCCIONES TÉCNICAS

RD 3275/1982: Reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad en las centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. El Ministerio de Industria y Energía dicta las instrucciones técnicas complementaria MIE-RAT, a partir de éste.



RD 842/2002: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

RD 1580/2006: Real Decreto por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.

RD 1699/2011: Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- **INSTRUCCIONES DEL REBT.**

ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.

ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobrentensidadas.

ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.

ITC-BT-24: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.

ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.

- **INSTRUCCIONES TÉCNICAS MIE-RAT**

MIE-RAT 01: Terminología.

MIE-RAT 02: Normas de obligado cumplimiento y hojas interpretativas.

MIE-RAT 06: Aparatos de maniobra de circuitos.

MIE-RAT 09: Protección.

MIE-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.

MIE-RAT 15: Instalaciones eléctricas de exterior.

MIE-RAT 19: Instalaciones privadas conectadas a redes de servicio público.

4. CERTIFICADOS.

CE: De acuerdo con los principios de la Decisión 768/2008/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, el marcado **CE** simboliza la conformidad de un producto con los requisitos esenciales de seguridad y salud que le son aplicables e impuestos al fabricante.



Este marcado es una declaración, hecha por la persona responsable de la empresa fabricante, de que el producto es conforme con todos los requisitos comunitarios y de que se han llevado a cabo sobre dicho producto los procedimientos de evaluación de la conformidad que le son de aplicación.

TÜV: Certificación que aplica normas internacionales, estándares alemanes y requisitos internos para definir los requisitos eléctricos, mecánicos y de construcción que deben cumplir los componentes para garantizar la seguridad y evitar riesgos a largo plazo, tales como descargas eléctricas o incendios. Asimismo, se definen y establecen los requisitos específicos de los materiales para la protección contra el fuego y la estabilidad en condiciones de mal tiempo.

VII. CONCLUSIONES

Hasta la elaboración de este proyecto no he sido consciente de la magnitud de una instalación fotovoltaica, y no hablo en sentido físico. Investigar sobre este tipo de instalaciones, adentrarme en cada uno de sus sistemas y desmenuzar sus componentes, me ha facilitado la comprensión de su funcionamiento y me ha ayudado a consolidar mis conocimientos.

Partiendo de la base de que este estudio se centra en conocer más en profundidad qué es un inversor fotovoltaico, a lo largo del proyecto, se ha ido desgranando una instalación fotovoltaica y se han ido analizando cada una de sus partes. Es evidente que el nivel de interés que suscita cada uno de los bloques es distinto, y no porque el papel que juegan en la instalación pueda menospreciarse, sino porque hay bloques funcionales intrínsecos (como el cableado) y bloques determinantes según el tipo de instalación (generación o conversión, p.ej.).

A pesar de que en el capítulo de análisis, la atención se ha centrado en el funcionamiento y comportamiento del inversor fotovoltaico, se ha realizado una búsqueda previa del modo de operación de un generador fotovoltaico. Esto nos ha permitido entender con mayor facilidad la respuesta proporcionada por el inversor, además de dar paso al análisis de los parámetros de entrada del mismo.

La importancia del generador fotovoltaico está en su capacidad de proporcionar la máxima potencia y cuáles son los parámetros para que el inversor también trabaje con esa máxima potencia. En este punto, es importante diferenciar entre ambos. El generador fotovoltaico, por sí mismo, es capaz de proporcionar la máxima potencia al inversor, siempre y cuando se cumplan unas condiciones de irradiancia óptimas sobre la superficie del panel fotovoltaico. Esas condiciones óptimas se llevan a cabo con lo que hemos denominado **seguimiento mecánico del punto de máxima potencia**, lo que proporcionará valores de corriente y tensión que se propagarán hacia el inversor pero que no tienen por qué coincidir con la obtención de la máxima potencia.

Una vez esos valores de corriente y tensión entren en el inversor, éste dispone de un componente encargado de rastrear los valores de ambos parámetros, hasta dar con aquellos que cumplen la condición de máxima potencia. Este rastreo de datos es lo que se ha denominado como **seguimiento (electrónico) del punto de máxima potencia**. Es en este caso donde, a partir de los valores de entrada al inversor, se obtiene la máxima potencia para poderla verter a la red.

Respecto a los parámetros de entrada, se han ido analizando los más importantes según la respuesta esperada en el inversor. Pero me ha parecido muy interesante contar con un

parámetro que no representa tanta importancia pero que sí es vital para poner en marcha el inversor: la potencia umbral.

Una vez puesto en marcha, el inversor trabaja para transformar los valores de entrada en parámetros de salida que sean óptimos para la conexión a red, garantizando un buen acoplamiento entre ambos sistemas. Para ello, el inversor cuenta con elementos dispuestos de una determinada manera que modifican, limpian y aseguran la mejor conversión posible. Es aquí donde se hace referencia a la topología interna, prestando atención al tipo de aislamiento galvánico. El análisis de éste nos ha llevado a la conclusión de que la mayoría de los inversores para conexión a red nos disponen de aislamiento galvánico porque, generalmente, están conectados al transformador de media tensión que hay a la salida y, en el caso de que dispongan, es de baja frecuencia.

La topología interna, además de los parámetros de entrada, tienen un resultado importante sobre el comportamiento del inversor y es que influyen en su rendimiento. El análisis de este factor es fundamental ya que nos proporciona una visión general del funcionamiento del inversor y nos ayuda a seleccionar el tipo de inversor adecuado en función de la instalación a la que vaya destinada.

El rendimiento se ve afectado considerablemente por la topología interna de inversor. Es sabido que todo conductor, por pequeño que sea produce pérdidas, por lo que, consecuentemente, un inversor que tenga una topología de aislamiento galvánico de baja frecuencia ofrecerá un menor rendimiento que aquellos que no dispongan de transformador de aislamiento. Así pues, llegamos a la conclusión de que es mayor el número de inversores sin aislamiento porque, por lo general, ofrecen mejores resultados.

El hecho de que disponga, o no, de aislamiento galvánico depende de la tensión de trabajo del inversor, de la tensión de salida. La afirmación referente al uso de los inversores sin transformador no es del todo cierta si tenemos en cuenta que éstos se emplean para tensiones superiores a los 230 V e inferiores a los 400 V, que son valores de tensiones más habituales. El uso de inversores con transformador de aislamiento de baja frecuencia se reduce a trabajar con tensiones de 400 V, un valor algo menos habitual entre los inversores conectados a red.

Una vez analizados los parámetros de entrada y salida, y la relación entre ambos, se pasa a investigar sobre los componentes físicos que trabajan por mantener la seguridad de los equipos y la instalación. Se analizan las protecciones. Para ello, se cuenta con todo tipo de normas e instrucciones técnicas que informan, detallan e indican cuáles son las faltas que pueden tener lugar en un sistema fotovoltaico, y cuáles son los aparatos de maniobra que se precisan para restringir dichas faltas.



Siempre se ha oído hablar de interruptores, fusibles y algún otro elemento de protección habitual pero, hasta no haber profundizado en ello, no se es consciente de la envergadura de lo que supone contar con un buen sistema de protección en este tipo de instalaciones. Se han clasificado las protecciones en función del lado en que van colocadas (lado de continua o el de alterna) y en función de ante qué protegen (sobretensión o sobrecorriente); se han definido estructuras de red que permiten poner a tierra la instalación para protegerla ante descargas atmosféricas, además de sobretensiones internas, y se ha reiterado en el empleo de los transformadores como elemento de protección.

Lo imprescindible es una instalación, y en este caso fotovoltaica, es un comportamiento tal que proporcione los mejores resultados posibles con el fin de obtener energía limpia y económica. Para ello, los equipos deben incorporar elementos que ofrezcan el máximo rendimiento y dispongan de componentes que garanticen el correcto funcionamiento y la seguridad del sistema.



ANEXO I:

TERMINOLOGÍA



Por orden alfabético:

1. CONCEPTOS GENERALES

General concepts

Instalación fotovoltaica	Instalación eléctrica que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
<i>Photovoltaic installation (PV)</i>	
Generador fotovoltaico	Transforma la energía solar en energía eléctrica mediante paneles solares, formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado.
<i>PV generator</i>	
Módulo fotovoltaico	También conocido como panel fotovoltaico. Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
<i>PV module</i>	
Inversor	Equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas para el posterior suministro a la red (corriente alterna).
<i>Grid inverter</i>	
Protecciones eléctricas	Conjunto de aparatos de maniobra, regulación, control y medida utilizadas en las instalaciones eléctricas.
<i>Electrical protection</i>	
Regulador	Dispositivo eléctrico que evita situaciones de sobrecarga, en el lado de generación, y asegura un suministro eléctrico suficiente, en el lado de red.
<i>Controller</i>	

2. PARÁMETROS DE ENTRADA

Input (DC)

Corriente nominal	Corriente que asigna el fabricante a un determinado dispositivo eléctrico para que funcione en condiciones nominales de empleo. El valor de corriente asignado debe asegurar el funcionamiento del dispositivo sin alcanzar un calentamiento superior al que fija el fabricante.
<i>Nominal current</i>	
Corriente máxima permitida	Máxima corriente a la cual puede funcionar el inversor.
<i>Max. Current</i>	
Número de entradas	Cantidad de paneles solares asociados en serie que pueden conectarse al inversor fotovoltaico. Cada entrada consta de un polo positivo y otro negativo, por lo que requiere cuidado a la hora de conectar.
<i>Number of ports</i>	
Potencia fotovoltaica máxima	Máxima potencia que se puede obtener del panel en condiciones normales casi perfectas de radiación y temperatura. Vendrá dada por la eficiencia de las células y el tamaño del módulo.
<i>Max PV-power</i>	
Potencia umbral	Potencia mínima necesaria a la entrada del inversor para que éste comience a trabajar.
<i>Threshold power</i>	
Potencia nominal	Potencia nominal de entrada en el inversor a la cual puede ser convertida en régimen estacionario.
<i>Nominal power</i>	
Punto de máxima potencia (PMP)	Producto del valor de la tensión e intensidad para los que la potencia entregada es máxima.
<i>Max. Power point (MPP)</i>	
Rango de tensión PMP	Valores mínimo y máximo de tensión a las cuales el inversor puede transferir su potencia nominal.
<i>Voltage range MPPT</i>	
Sección máx. de cable	Sección máxima de los conductores, capaz de soportar la potencia a transportar y la caída de tensión prevista en la instalación.
<i>Max. Wire cross section</i>	
Tensión máxima MPPT	Máxima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
<i>Min. voltaje MPPT</i>	
Tensión mínima MPPT	Mínima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
<i>Min. voltaje MPPT</i>	
Tensión nominal	Tensión de entrada especificada por el fabricante.
<i>Nominal voltage</i>	
Tensión nominal mínima	Tensión mínima de entrada en el inversor para poder verter energía en la red de distribución, independientemente del modo de operación.
<i>Min. voltage</i>	



Tensión nominal máxima	Máxima tensión de entrada permitida en el inversor.
<i>Max. nominal voltage</i>	
Tensión de arranque	Tensión de entrada a la cual el inversor empieza a verter energía a la red.
<i>Start voltaje</i>	

3. PARÁMETROS DE SALIDA

Output (AC)

Capacidad de sobrecarga <i>Overload capacity</i>	Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
Corriente máxima <i>Max. Current</i>	Máxima corriente de salida que el inversor puede suministrar.
Corriente nominal <i>Nominal current</i>	Corriente suministrada por el inversor en condiciones nominales de operación.
Distorsión armónica total (DAT) <i>THD of current</i>	Deformación de la señal original.
Factor de potencia <i>Power factor</i>	Término para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. Se define como el cociente entre potencia activa y potencia aparente.
Frecuencia máxima <i>Max. frequency</i>	Máxima frecuencia a la cual el inversor puede transferir energía a la red.
Frecuencia mínima <i>Min. frequency</i>	Mínima frecuencia a la cual el inversor puede transferir energía a la red.
Frecuencia nominal <i>Nominal frequency</i>	Frecuencia de red a la cual se refiere la información de la ficha técnica.
Pérdidas de potencia nocturnas <i>Night-time Power loss</i>	Pérdidas de potencia cuando no está presente la generación solar fotovoltaica.
Potencia máxima <i>Max. Power</i>	Potencia máxima que puede entregar el inversor trabajando en condiciones normales de funcionamiento.
Potencia nominal <i>Nominal power</i>	Potencia activa del inversor que puede transferir en modo de operación estacionario.
Rendimiento <i>Efficiency</i>	Relación entre las potencias de salida y de entrada del inversor. Se calcula como el cociente de la potencia de salida entre la de entrada, o potencia del generador fotovoltaico.
Tensión máxima <i>Max. Voltage</i>	Máxima tensión a la cual el inversor puede transferir energía a la red.
Tensión mínima <i>Min. Voltage</i>	Mínima tensión a la cual el inversor puede transferir energía a la red.
Tensión nominal <i>Nominal voltage</i>	Tensión de red a la cual se refiere la información de la ficha técnica.

4. PROTECCIONES ELÉCTRICAS. DEFECTOS Y MEDIDAS DE SEGURIDAD

Electrical protections. Faults and safety measures.

Aislamiento galvánico	Separación entre la red y las instalaciones generadoras mediante un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con el objetivo de aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre red e instalación, proporcionar seguridad personal y evitar la inyección de corriente continua a la red.
<i>Galvanic Isolation</i>	
Compatibilidad electromagnética (CEM)	Capacidad de cualquier aparato, equipo o sistema para funcionar de forma satisfactoria en su entorno electromagnético sin provocar perturbaciones electromagnéticas sobre cualquier cosa de ese entorno.
<i>Electromagnetic compatibility (EMC)</i>	
Corriente asimétrica	Característica que presenta la corriente de cortocircuito debido a la diferencia de magnitud y desfase entre las ondas de tensión y corriente de un sistema, en el instante del cortocircuito. Esto se debe a las dos componentes la corriente: componente alterna (AC) y componente directa (DC). La máxima asimetría se produce cuando el cortocircuito ocurre en el paso por cero de la onda de tensión. En un sistema trifásico, la máxima corriente asimétrica se produce en una sola fase.
<i>Asimetric current</i>	
Cortocircuito	Exceso de corriente del orden de n veces la corriente nominal (I_n). Se produce cuando entran en contacto entre sí, o con tierra, conductores de distintas fases.
<i>Short-circuit</i>	
Defecto a tierra	Defecto de aislamiento entre un conductor y tierra.
<i>Ground fault</i>	
Estructura de red	Instalación de tierra resultante de la interconexión de todas las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación.
<i>Grid configuration</i>	
Frecuencia máx.	Incremento del valor de referencia de la frecuencia normal (50Hz) cuando se produce una alteración del equilibrio entre carga y generación en un sistema eléctrico. Valor máximo de frecuencia : 50,5 Hz
<i>Frecuency max.</i>	
Frecuencia mín.	Decremento del valor de referencia de la frecuencia normal (50Hz) cuando se produce una alteración del equilibrio entre carga y generación en un sistema eléctrico. Valor mínimo de frecuencia : 48 Hz
<i>Frecuency min.</i>	
Funcionamiento en modo isla	Fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de generación distribuida continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido desconectada. De este modo, la parte aislada contiene carga y generación sin que exista flujo energético con la red eléctrica, quedando comprometidos la seguridad, el reestablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo.
<i>Islanding</i>	



Polarización inversa	Situación que puede producirse en instalaciones fotovoltaicas en caso de que existan sombreados parciales. En ese momento el panel pasa de actuar como generador de tensión e intensidad a comportarse como consumidor.
<i>Reverse polarity</i>	
Puesta a tierra (PAT)	Es el conjunto formado por electrodos y líneas de tierra de una instalación eléctrica.
<i>Grounding</i>	
Sobrecarga	Magnitud de voltaje o corriente que supera el valor nominal previsto para la instalación. Se origina por excesos de consumos en la instalación eléctrica, provocando un calentamiento excesivo de los conductores que puede conducir a la destrucción de su aislamiento.
<i>Overload</i>	
Sobreintensidad	Exceso de intensidad eléctrica del orden de hasta dos veces la corriente nominal (I_n).
<i>Overcurrent</i>	
Sobretemperatura	Calentamiento excesivo de un aparato, motor o dispositivo, que puede producir su deterioro o avería.
<i>Overtemperature</i>	
Sobretensión	Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior al valor máximo que puede existir entre ellos en servicio normal.
<i>Overvoltage</i>	
Sobretensión atmosférica	Es la sobretensión entre fase y tierra o entre fases en un lugar determinado de la red debido a una descarga atmosférica u otra causa y cuya forma puede asimilarse, en lo relativo a la coordinación de aislamiento, a la de los impulsos normalizados utilizados para los ensayos de impulso tipo maniobra.
<i>Atmospheric overvoltage</i>	
Tensión máx.	Incremento del valor de tensión en un +15% de la tensión nominal ($1,15 \cdot V_n$).
<i>Voltage max.</i>	
Tensión mín.	Decremento del valor de tensión en un -15% de la tensión nominal ($0,85 \cdot V_n$).
<i>Voltage min.</i>	
Ventilación	Eliminación sistemática de aire y gases calientes de una estructura, seguida por la sustitución de un abastecimiento de aire más fresco.
<i>Cooling method</i>	

5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Electrical protection. Protection Devices

Contactador	Dispositivo capaz de establecer, soportar e interrumpir la corriente de un circuito. En algunos casos, sustituye al interruptor. Puede ser maniobrado a distancia mediante una bobina.
<i>Contactador</i>	
Descargador sobretensión (pararrayos)	Equipo destinado a proteger una instalación eléctrica contra impulsos de tensión de red, producidos generalmente por descargas atmosféricas. Dichas tensiones alcanzan varios miles de voltios y son de muy corta duración, provocando daños en la instalación.
<i>Surge arrester (Overvoltage rod)</i>	
Filtro CEM	Filtros utilizados para reducir los ruidos o interferencias y asegurar la calidad de la alimentación.
<i>EMC Filter</i>	
Fusible	Dispositivo constituido por un soporte y un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda, por <i>Efecto Joule</i> , cuando la intensidad de corriente supere un determinado valor que suponga un peligro para la instalación, por un cortocircuito o exceso de carga.
<i>Fuse</i>	
Interruptor automático	Interruptor capaz de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio, o de interrumpir automáticamente o establecer, en condiciones predeterminadas intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito.
<i>Automatic circuit breaker</i>	
Interruptor general	Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
<i>Switch</i>	
Interruptor magnetotérmico	Dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. La protección magnética protege contra los cortocircuitos y la térmica, contra las sobrecargas.
<i>Circuit breaker</i>	
Interruptor de potencia	Dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado.
<i>Power switch</i>	



Relé	<p>Dispositivo electromecánico que funciona como interruptor dentro del circuito eléctrico en el que se instala. Los tres tipos principales son:</p> <p>Relé térmico: Constituido por un termoelemento cuyo calentamiento por encima de los valores normales de funcionamiento provoca una deformación que libera el cierre de bloqueo de los contactos.</p> <p>Relé magnético: Constituido por un bucle magnético cuyo efecto libera el cierre de bloqueo de los contactos, provocando así el corte en caso de sobre intensidad elevada.</p> <p>Relé electrónico: Un toroidal en cada conductor mide permanentemente la corriente en cada uno de ellos. Esta información es tratada por un módulo electrónico que acciona el disparo del interruptor cuando se sobrepasan los valores de ajuste.</p>
<i>Relay</i>	
Seccionador	<p>Dispositivo de apertura que debe operar siempre con el circuito desenergizado. Debido a que este equipo no está diseñado para cortar corrientes de falla, se utiliza siempre aguas arriba de un interruptor de potencia para aislar sistemas, para poder realizar mantenciones preventivas o programadas.</p>
<i>Switch disconnector</i>	
Transformador (aislamiento galvánico)	<p>Dispositivo electromagnético que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna.</p>
<i>Transformer (galvanic isolation)</i>	



ANEXO II:

INVERSORES. TABLAS DE PROTECCIONES



DELTA

Inversor	SOLIVIA CM EU G3
Modelo	CM 100
Protecciones	
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•
Cortocircuito AC	•
Sobretensión DC/AC	Tipo II / Tipo II
Sobretensión atmosférica	•
Interruptor de emergencia	•
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	• / •
Separación galvánica DC-AC	-
Protección magnetotérmica auxiliar	-
Variación frecuencia	•
Polarización inversa	-
Corriente residual	•
Puesta a tierra de módulos FV	Opcional
Defecto a tierra	-
Anti-isla	•
Tipo de protección (IEC 62103)	Tipo I
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)	
Grado protección (IEC 60529)	IP 54
Grado protección (IEC 60721-3)	
-sustancias químicamente activas	-
-sustancias mecánicamente activas	-
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	-
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•
Sobretemperatura	•
Modo ventilación	Forzada
Estructura de red	-



GAMESA ENERTON

Inversor Modelo	Inversor central	
	100 kW	500 kW
Protecciones		
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•	•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•	•
Cortocircuito AC	•	•
Sobretensión DC/AC (Descargadores)	•/•	•/•
Variación tensión (Descargador de sobrevoltaje)	•	•
Interruptor de emergencia	•	•
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	•/-	•/-
Separación galvánica DC-AC	•	-
Protección magnetotérmica auxiliar		
Variación frecuencia	•	•
Polarización inversa	•	•
Corriente residual	•	•
Puesta a tierra de módulos FV	Opcional	Opcional
Defecto a tierra	•	•
Anti-isla	•	•
Tipo de protección (IEC 62103)		
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)		
Grado protección (IEC 60529)	IP 54	IP 54
Grado protección (IEC 60721-3)		
-sustancias químicamente activas		
-sustancias mecánicamente activas		
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	•	•
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•	•
Sobretemperatura	•	•
Modo ventilación	Natural	Natural
Estructura de red		

GREEN POWER

Inversor Modelo	Serie Power PV				
	POWER PV 100	POWER PV 500	POWER PV 500 CT	POWER PV 500 modular	POWER PV 630 modular
Protecciones					
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•	•	•	•	•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•	•	•	•	•
Cortocircuito AC	•	•	•	•	•
Sobretensión DC/AC	Tipo II	Tipo I+II	Tipo I+II	<i>Tipo II</i>	<i>Tipo I+II</i>
Sobretensión atmosférica	•	•	•	•	•
Interruptor de emergencia	•	Tipo I+II	Tipo I+II	•	<i>Tipo I+II</i>
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	-	Opcional/-	-	-	-
Separación galvánica DC-AC	-	-	-	-	-
Protección magnetotérmica auxiliar	•	•	•	•	•
Variación frecuencia	•	•	•	•	•
Polarización inversa	•	•	•	•	•
Corriente residual	•	•	•	•	•
Puesta a tierra de módulos FV	•	•	•	•	•
Defecto a tierra de red	Opcional	Opcional	Opcional	•	•
Anti-isla	•	•	•	•	•
Tipo de protección (IEC 62103)					
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)					
Grado protección (IEC 60529)	IP 20	IP 20	IP 54	<i>IP 20</i>	<i>IP 20</i>
Grado protección (IEC 60721-3)					
-sustancias químicamente activas	-	-		-	-
-sustancias mecánicamente activas	-	-		-	-
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	-	•	•	•	•
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•	•	•	•	•
Sobretemperatura	•	•	•	•	•
Modo ventilación					
Estructura de red					



JEMA

Inversor	Serie IF			
	Modelo	100	250	500
Protecciones				
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•	•	•	•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•	•	•	•
Cortocircuito AC	•	Opcional	Opcional	Opcional
Sobretensión DC/AC (Descargadores)	•/•	•/•	•/•	•/•
Sobretensión atmosférica	•	•	•	•
Interruptor de emergencia	•	-	-	-
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC				
Separación galvánica DC-AC	•	-	-	-
Protección magnetotérmica auxiliar				
Variación frecuencia	•	•	•	•
Polarización inversa	•	•	•	•
Corriente residual				
Puesta a tierra de módulos FV	•	Opcional	Opcional	Opcional
Defecto a tierra	•	•	•	•
Anti-isla	•	•	•	•
Tipo de protección (IEC 62103)				
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)				
Grado protección (IEC 60529)	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Grado protección (IEC 60721-3)				
-sustancias químicamente activas				
-sustancias mecánicamente activas				
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)				
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)				
Sobretemperatura	•	•	•	•
Modo ventilación				
Estructura de red				



KACO

Inversor	Powador XP
Modelo	100 HV
Protecciones	
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•
Cortocircuito AC	•
Sobretensión DC/AC (Descargadores)	•/•
Sobretensión atmosférica	•
Interruptor de emergencia	•
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	•/-
Separación galvánica DC-AC	•
Protección magnetotérmica auxiliar	•
Variación frecuencia	•
Polarización inversa	•
Corriente residual	•
Puesta a tierra de módulos FV	•
Defecto a tierra	•
Anti-isla	•
Tipo de protección (IEC 62103)	Tipo II
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)	
Grado protección (IEC 60529)	IP 21
Grado protección (IEC 60721-3)	
-sustancias químicamente activas	
-sustancias mecánicamente activas	
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	•
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•
Sobretemperatura	•
Modo ventilación	Natural-Forzada
Estructura de red	



POWER ONE

Inversor Modelo	Aurora Plus					Aurora Ultra		
	PVI- 110.0/110.0-TL	PVI- 165.0/165.0-TL	PVI- 220.0/220.0-TL	PVI- 275.0/275.0-TL	PVI- 330.0/330.0- TL	700.0-TL	1050.0-TL	1400.0- TL
Protecciones								
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)			•				•	
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)			•				•	
Cortocircuito AC			•				•	
Sobretensión DC/AC (Descargadores)			•/•				•/•	
Sobretensión atmosférica								
Interruptor de emergencia								
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC			•/-				•/-	
Separación galvánica DC-AC			Si / •(*)				-	
Protección magnetotérmica auxiliar			•				•	
Variación frecuencia								
Polarización inversa			•				•	
Corriente residual			•				•	
Puesta a tierra de módulos FV			•				•	
Defecto a tierra			•				•	
Anti-isla			•				•	
Tipo de protección (IEC 62103)								
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)								
Grado protección (IEC 60529)			IP 20			IP 65		
Grado protección (IEC 60721-3)								
-sustancias químicamente activas								
-sustancias mecánicamente activas								
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)			•				•	
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)			•				•	
Sobretemperatura			•				•	
Modo ventilación			Forzada			Líquido pasivo y ventilación forzada		
Estructura de red								

(*) Versiones TL sin transformador de aislamiento integrado. Conexión directa en MT



REFUSOL

Inversor	RefuSol				RefuSPB				
	Modelo	100 K	160 K	500 K	630 K	500 K	630 K	1,0 M	1,3 M
Protecciones									
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)				•				•	
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)				•				-	
Cortocircuito AC				•				•	
Sobretensión DC/AC (Descargadores)			Tipo II / Tipo I+II			Tipo I+II / Tipo I+II			
Sobretensión atmosférica				•				•	
Interruptor de emergencia									
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC									
Separación galvánica DC-AC				•				-	
Protección magnetotérmica auxiliar				•				•	
Variación frecuencia				•				•	
Polarización inversa									
Corriente residual									
Puesta a tierra de módulos FV			• (red IT)			• (red IT)			
Defecto a tierra									
Anti-isla				•				•	
Tipo de protección (IEC 62103)									
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)									
Grado protección (IEC 60529)		IP21*	IP21*	IP43*	IP54	IP 54			
Grado protección (IEC 60721-3)		3K3			3K3				
-sustancias químicamente activas									
-sustancias mecánicamente activas									
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)				•				•	
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)				•				•	
Sobretemperatura				•				•	
Modo ventilación		(1)		(1)	(2)/(3)	Unidad de potencia:(4) Sistema electrónico: (5)		Unidad de potencia y sistema electrónico :(4)	
Estructura de red		TN-C / TN-S			TN-C / TN-S				

(1) Refrigeración por aire, regulada. (2) Refrigeración estándar (3) Herméticamente cerrado con refrigeración por líquido (4) Refrigeración por líquido con intercambiador de agua/aire (5) Ventilación forzada



SIEMENS

Inversor	SINVERT											
	350 M	420 M	700 MS	850 MS	1000 MS	1300 MS	1400 MS	1700 MS	500 M TL	1000 MS TL	1500 MS TL	2000 MS TL
Protecciones												
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•								•			
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•								•			
Cortocircuito AC												
Sobretensión DC/AC (Descargadores)	Tipo I+II / Tipo I+II								Tipo I+II / Tipo I+II			
Sobretensión atmosférica	•								•			
Interruptor de emergencia												
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	•/-								•/-			
Separación galvánica DC-AC	•								-			
Protección magnetotérmica auxiliar	•								•			
Variación frecuencia	•								•			
Polarización inversa	•								•			
Corriente residual	•								•			
Puesta a tierra de módulos FV	•								•			
Defecto a tierra	•								•			
Anti-isla	•								•			
Tipo de protección (IEC 62103)	Tipo I								Tipo I			
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)	Tipo III								Tipo III			
Grado protección (IEC 60529)	IP 20								IP 20			
Grado protección (IEC 60721-3)												
-sustancias químicamente activas	3C2								3C2			
-sustancias mecánicamente activas	3K3								3K3			
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	•								•			
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•								•			
Sobretemperatura	•								•			
Modo ventilación	Forzada								Forzada			
Estructura de red	TN-C								IT			

SMA

Inversor	SUNNY CENTRAL										
	Modelo	500-800 CP	400-630 MV	800-1250 MV	400-630 HE	200	250-350	250 HE	100 Indoor	100 Outdoor	100 InOut HE
Protecciones											
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•	•	•	•	•	•	•	•	Opcional	Opcional	•
Cortocircuito AC	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Sobretensión DC/AC (Descargadores)	Tipo II / II	Tipo II / I	Tipo II / I	Tipo II / I	Tipo II(*) / I	Tipo II(*) / I	Tipo II / I	Tipo II / I	Opcional	Opcional	Opcional
Sobretensión atmosférica	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Interruptor de emergencia	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	-	•	•	•	•	•	•	•	-	-	-
Separación galvánica DC-AC	-	•	•	•	•	-	•	-	•	•	-
Protección magnetotérmica auxiliar	•	•	•	•	•	•(*)	•(*)	•(*)	•	•	•
Variación frecuencia	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Polarización inversa	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Corriente residual	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	-	-	-	-	-	-	-
Puesta a tierra de módulos FV	Opcional	•	•	•	•	-	-	-	Opcional	Opcional	Opcional
Defecto a tierra	Opcional	•	•	•	•	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Anti-isla	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Tipo de protección (IEC 62103)	Tipo I	Tipo I	Tipo I	Tipo I	-	-	-	-	-	-	-
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)	Tipo III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grado protección (IEC 60529)	IP 23	IP 54	IP 54	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 54	IP 54
Grado protección (IEC 60721-3)											
-sustancias químicamente activas	-	-	-	3C1L	-	-	-	-	3C1L	4C1	-
-sustancias mecánicamente activas	-	-	-	3S2	-	-	-	-	3S2	4S2	-
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Sobretemperatura	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Modo ventilación	Opticool	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada
Estructura de red				TN-S/TN-C/TT	TN-S/TN-C/TT	TN-S/TN-C/TT	IT			TN-S/TN-C/TT	

(*) Opcional



SPUTNIK-SOLARMAX

Modelo	Inversor	SolarMax Serie TS		SolarMax Serie TS-SV
		100 TS	300 TS	330 TS-SV
Protecciones				
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)		•		•
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)		•		•
Cortocircuito AC				
Sobretensión DC/AC (Descargadores)		Tipo II/III		Tipo II/-
Sobretensión atmosférica		•		•
Interruptor de emergencia		•		•
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC		Opcional/•		Opcional/•
Separación galvánica DC-AC		•		-
Protección magnetotérmica auxiliar				
Variación frecuencia		•		•
Polarización inversa		•		•
Corriente residual		•		•
Puesta a tierra de módulos FV		Opcional		Opcional
Defecto a tierra		-		-
Anti-isla		•		•
Tipo de protección (IEC 62103)				
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)		Tipo III		Tipo III
Grado protección (IEC 60529)		IP 20		IP 20
Grado protección (IEC 60721-3)				
-sustancias químicamente activas				
-sustancias mecánicamente activas				
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)		•		•
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)		•		•
Sobretemperatura		•		•
Modo ventilación				
Estructura de red				



SUNGROW

Inversor	Con transformador			Sin transformador		Grandes sistemas (MW)			
	Modelo	SG 100 K3	SG 125 K3	SG 250 K3	SG 500 KTL	SG 630 KTL	SG 1000 KHV	SG 1000 KS	SG 1260 KS
Protecciones									
Sobrecorriente DC (Seccionador CC)	•	•	•		•			•	
Sobrecorriente AC (Interruptor línea AC)	•	•	•		•			•	
Cortocircuito AC									
Sobretensión DC/AC (Descargadores)	•	•	•		•			•	
Sobretensión atmosférica	•	•	•		•			•	
Interruptor de emergencia	•	•	•		•			•	
Fusibles respaldo del descargador de sobrevoltaje DC/AC	•	•	•		•			•	
Separación galvánica DC-AC	•	•	•						
Protección magnetotérmica auxiliar									
Variación frecuencia	•	•	•		•			•	
Polarización inversa	•	•	•		•			•	
Corriente residual									
Puesta a tierra de módulos FV			•		•			•	
Defecto a tierra	•	•	•		•			•	
Anti-isla	•	•	•		•			•	
Tipo de protección (IEC 62103)									
Categoría sobretensión (IEC 60664-1)									
Grado protección (IEC 60529)	IP 20	IP 54	IP 20		IP 20			IP 54	
Grado protección (IEC 60721-3)									
-sustancias químicamente activas	-	-	-		-			-	
-sustancias mecánicamente activas	-	-	-		-			-	
EMC (IEC 61000-6-2/4) (DC)	•	•	•		•			•	
EMC (IEC 61000-6-2/4) (AC)	•	•	•		•			•	
Sobretemperatura	•	•	•		•			•	
Modo ventilación	Forzada	Forzada	Forzada		Forzada			Forzada	
Estructura de red	TT/TN-C/TN-S/IT				TT/TN-C/TN-S/IT				

