

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



Departamento de Tecnología Electrónica

Ingeniería Técnica Industrial
Electrónica Industrial

PROYECTO FIN DE CARRERA

***Análisis de las componentes
armónicas de los inversores
fotovoltaicos de conexión a red***

Autora: Iyo Horikoshi
Tutor: Vicente Salas Merino

LEGANÉS, SEPTIEMBRE 2009



ÍNDICE

GLOSARIO	5
0.- OBJETIVOS.....	7
1.- INTRODUCCIÓN	9
1.1.- Energías Renovables	9
1.2.- Energía Solar Fotovoltaica	11
1.2.1.- Ventajas de la energía solar fotovoltaica	13
1.3.- El Efecto Fotoeléctrico	18
1.3.1.- Interpretación cuántica del efecto fotoeléctrico	22
1.4.- La Radiación Solar	24
1.4.1.- La radiación solar terrestre	25
1.5.- El Mercado De La Energía Solar Fotovoltaica.....	28
1.5.1.- Los costes y la competitividad	33
1.5.2.- El mercado fotovoltaico en España.....	36
1.5.3.- El mercado fotovoltaico en Japón	41
2.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	48
2.1.- Sistemas Fotovoltaicos Aislados	48
2.2.- Sistemas Fotovoltaicos Conectados A Red.....	50
2.3.- Elementos De Los Sistemas FV Conectados A Red	51
3.- INVERSOR FOTOVOLTAICO	61
3.1.- Tipos Y Clasificación	62
3.2.- Topologías	64
3.2.1.- Topologías monofásicas	64
3.2.2.- Topologías trifásicas	66
3.3.- Requisitos Para El Inversor En El Sistema Fotovoltaico	67



4.- LOS ARMÓNICOS	71
4.1.- Distorsión Armónica	73
4.2.- Efectos y consecuencias de los armónicos	74
4.3.- Soluciones Para Disminuir El Efecto De Los Armónicos	77
4.3.1.- Sobredimensionamiento	77
4.3.2.- Transformadores	78
4.3.3.- Filtros pasivos	79
4.3.4.- Filtros activos	80
4.3.5.- Dispositivos diferenciales	81
4.3.6.- Interruptor magnetotérmico	82
4.4.- Filtrado De La Tensión De Salida.....	82
5.- MEDIDAS EXPERIMENTALES.....	86
5.1.- Localización Del Sistema Fotovoltaico	86
5.2.- Descripción Del Sistema Fotovoltaico Estudiado	87
5.1.1.- El módulo fotovoltaico.....	88
5.1.2.- La estructura soporte	88
5.1.3.- El inversor fotovoltaico.....	89
5.1.4.- La célula calibrada	90
5.1.5.- El vatímetro	90
5.3.- Estudio Del Contenido De Armónicos	92
5.3.1.- Observación del comportamiento de la THD en el tiempo.....	94
5.3.2.- Amplitudes máximas de los armónicos de corriente.....	97
5.3.3.- Relación entre la THD y la potencia de salida.....	100
5.3.4.- El espectro de armónicos	103
5.3.5.- La inyección de corriente continua a la red	104
6.- CONCLUSIONES	108
7.- BIBLIOGRAFÍA	111



8.- ANEXOS	114
8.1.- Anexo A	114
8.2.- Anexos B	116

GLOSARIO

ASIF:	Asociación de la Industria Fotovoltaica
AC:	Corriente alterna
CEM:	Compatibilidad Electromagnética
CSI:	Current Source Inverter
DC:	Corriente continua
EPIA:	European Photovoltaic Industry Association
FP:	Factor de potencia
FPD:	Factor de potencia desplazado
FV:	Fotovoltaico/a
Hz:	Hercios
I+D+i:	Investigación, Desarrollo e Innovación tecnológica
IDAE:	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IPC:	Indice de Precios de Consumo
I_s :	Corriente inyectada en la red por el inversor
IEA:	International Energy Agency
IEC:	International Electrotechnical Commission
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT:	Insulated Gate Bipolar Transistor
kWh:	kilovatios por hora



L:	Inductancia del filtro de salida
L_s :	Inductancia interna de la red eléctrica
MW:	Megavatios
METI:	Ministry of Economy, Trade and Industry
MOSFET:	Metal Oxid Semiconductor Field Effect Transistor
NEDO:	New Energy and Industrial Technology Development Organization
PWM:	Pulse Width Modulation (modulación de ancho de pulso)
R:	Resistencia de carga
REPE:	Regimen Especial de Producción de Energía
RPS (ley):	Renewable Portfolio Standard law
SPMP:	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia
THD:	Total Harmonic Distortion (distorsión armónica total)
TRE:	Tiempo de Retorno Energético
V_S :	Tensión de la red
VSI:	Voltage Source Inverter
ω :	Velocidad angular de la tensión a la salida del convertidor
USD:	dólar estadounidense



0.- OBJETIVOS

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio de la componente armónica en la corriente que inyecta un inversor de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Para ello, se han estudiado dos modelos de inversores fotovoltaicos de distintos fabricantes para establecer una comparativa entre ellos. Dicho análisis se ha realizado a partir de los resultados experimentales obtenidos bajo diferentes condiciones de irradiancia y temperatura ambiente.

La presencia de armónicos es un tema que preocupa cada vez más debido a la creciente utilización de equipos eléctricos y electrónicos sofisticados, y el ámbito de la fotovoltaica no es una excepción. Lo que más se tiene en cuenta son los armónicos que se generan debido al inversor fotovoltaico y que a través de él se inyectan en la red eléctrica. Dichos armónicos podrían producir desperfectos en todo el sistema, llegando incluso a inutilizar aparatos. Por ello, es muy importante el estudio de los armónicos realizando previas mediciones en la instalación.

En este proyecto se realiza la comparativa de dos modelos de inversores para demostrar que, aun siendo aparatos con el mismo fin, las componentes armónicas varían, y a partir de ello se puede realizar una elección satisfactoria para incluir el mejor de los inversores a nuestro sistema fotovoltaico.



Capítulo 1: Introducción

1.- INTRODUCCIÓN

1.1.- Energías Renovables

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales en principio inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales a una velocidad igual o superior a la de consumo.

La totalidad de las energías renovables derivan de la energía solar directamente, como es el caso de la luz y el calor procedente de la radiación solar; o indirectamente, como son las energías eólica, hidráulica, y las procedentes del aprovechamiento del mar. [12]

Las energías renovables presentan beneficios medioambientales porque son la alternativa a las energías no renovables (tales como el carbón, el petróleo, el gas natural, la fisión nuclear, etc) ya que estas últimas son agotables y además contaminan. Se considera a las energías renovables la única forma de evitar el calentamiento global de la Tierra, reduciendo con ellas la emisión de CO₂. Se dice que son las energías del futuro puesto que sus fuentes no desaparecerán nunca (a escala humana). Otra ventaja es que impulsa el empleo y la economía regional, ya que las inversiones en proyectos de estas energías utilizan materiales y recursos humanos para construir y mantener las instalaciones, además de proveer de suministro energético a la región. Así, si aumenta el uso de las fuentes renovables, disminuirá la dependencia energética en los países exportadores de energía.

Los tipos de fuentes de energía renovable son:

- Energía solar
- Energía eólica
- Energía de la biomasa
- Diferencia de Temperatura Oceánica (OTEC)

- Energía undimotriz (de las olas)
- Energía hidráulica
- Energía maremotriz (de las mareas)
- Energía azul (llegada de masas de agua dulce a masas de agua salada)

a) Energía solar

La energía solar es la energía capturada de la luz y el calor emitidos por el Sol. Dependiendo de las aplicaciones y tecnologías se pueden clasificar en las siguientes:

Energía solar directa: aprovecha la luz solar sin mecanismos.

Energía solar térmica: se aprovecha mediante el calentamiento de algún medio.

Energía solar fotovoltaica: mediante celdas fotovoltaicas se obtiene electricidad.

Energía solar termoeléctrica: produce electricidad con un ciclo termodinámico.

Energía eólico-solar: funciona con aire calentado por el Sol.

b) Energía eólica

La energía eólica es la que se obtiene por medio del viento, es decir mediante la utilización de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. La energía eólica deriva de la solar porque los vientos son generados a causa del calentamiento causado por la radiación solar. Las aplicaciones comunes son los veleros, generación eléctrica y bombeo de agua.

c) Energía de la biomasa

La biomasa es la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía. La energía de la biomasa es la energía solar convertida por la vegetación en materia orgánica (fotosíntesis). Esta energía es recuperable por combustión directa o transformando la materia orgánica en otros combustibles.

d) Diferencia de Temperatura Oceánica (OTEC)

Consiste en proporcionar flujos de calor que impulsen un ciclo termodinámico mediante la diferencia de temperatura entre la superficie del océano (unos 20°C ó



más) y la correspondiente a unas decenas de metros bajo la superficie (cercana a 0°C), y así poder producir con dicho ciclo otras formas de energía.

e) Energía de las olas

La energía de las olas o undimotriz es la energía producida por el movimiento de las olas del mar. Estas olas son producidas por el efecto del viento sobre el agua, por tanto, es también una forma derivada de la energía solar.

f) Energía hidráulica

Se denomina energía hidráulica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de los ríos y saltos de agua. Es una forma derivada de la energía solar porque el Sol provee la fuerza que impulsa el ciclo hidrológico.

g) Energía maremotriz

La energía maremotriz aprovecha las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de este última y del Sol sobre las masas de agua de los mares.

h) Energía azul

La energía azul es la energía obtenida por la diferencia en la concentración de la sal entre el agua del mar y el agua dulce de río con el uso de membranas de iones específicos para un proceso osmótico. [1][15]

1.2.- Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica está dentro del grupo de las energías renovables, y es la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin que tenga lugar un efecto térmico.

Las celdas fotovoltaicas se basan en las propiedades de los materiales semiconductores como el silicio. Al incidir la luz del Sol sobre la superficie de la célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. Todas las células fotovoltaicas tienen dos capas de semiconductores, una con carga positiva y otra con carga negativa. Cuando brilla la luz en el semiconductor, el campo eléctrico presente en la unión entre estas dos capas hace que fluya la electricidad, generando una corriente continua. Por lo tanto, un sistema fotovoltaico no necesita luz solar brillante para funcionar. También puede generar electricidad en días nublados.

Para la transformación de la radiación solar en energía eléctrica es necesaria la utilización de un sistema formado por componentes fotovoltaicos. Estos componentes serán distintos en función del tipo de instalación (aislada o conectada a red).

Algunas aplicaciones de la energía solar fotovoltaica son la alimentación de sistemas de emergencia o alumbrado aislados, la venta de electricidad a las compañías eléctricas, aplicaciones aeronáuticas, etc. La primera aplicación significativa de las células solares fue como una fuente de energía de respaldo del satélite Vanguard I en 1958, que le permitió continuar transmitiendo más de un año después de que su batería química se agotara. A partir de este éxito, las celdas solares fueron incorporadas en muchos otros satélites soviéticos y americanos. El alto coste de las celdas solares limitó el uso terrestre hasta los años 70, cuando se empezaron a utilizar en áreas remotas sin acceso a la red. Los primeros usos terrestres incluyen estaciones de telecomunicaciones, plataformas petrolíferas, boyas de navegación y los cruces de ferrocarril. [1][2]



Figura 1.1. Células fotovoltaicas

1.2.1.- Ventajas de la energía solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica presenta muchas ventajas únicas respecto a otros tipos de obtención de energía, y van más allá del simple suministro de energía:

- El combustible es gratis.

Ya que se trata de luz solar y en el mundo hay radiación solar más que suficiente para satisfacer la demanda de los sistemas de energía solar.

- Simplicidad.

Los sistemas fotovoltaicos van a generar la electricidad directamente a partir de la luz del sol. No necesitan sistemas mecánicos ni mecanismos, por lo tanto, no hay piezas móviles susceptibles de desgaste, rotura o sustitución. Sólo se requiere un mínimo mantenimiento para garantizar el funcionamiento del sistema. Si se trata de sistemas aislados será necesario disponer de un sistema de almacenamiento mediante baterías, que pueden gozar de una larga duración si se adquiere un equipo desulfatador para su correcto funcionamiento.

- Modularidad.

Un sistema fotovoltaico siempre va a poderse ampliar con nuevos elementos. Por ello se pueden instalar rápidamente en cualquier parte. Los módulos fotovoltaicos se fabrican de manera que puedan resistir todo tipo de fenómenos meteorológicos adversos. Los fabricantes garantizan los paneles por periodos de 20 a 40 años, incluyendo en la mencionada garantía incluso la producción y rendimiento del módulo.

- Mejora de la red eléctrica.

La energía FV puede ayudar a reforzar la red eléctrica, en particular al final de la línea de distribución. Como la energía se genera en el punto de uso, estos generadores distribuidos pueden reducir las pérdidas de transmisión, mejorar la fiabilidad del servicio a los clientes y ayudar a limitar la demanda máxima.



- Seguridad.

En un sistema fotovoltaico no existe ningún riesgo potencial que pueda afectar a personas o materiales. No existen elementos inflamables y no atraen los rayos. Los inversores, que conectan el sistema fotovoltaico con la red eléctrica, funcionan con chips que los hacen muy fiables.

- Empleo.

La energía fotovoltaica ofrece importantes ventajas sociales en el aspecto de creación de puestos de trabajo. Gran parte de la creación de empleo se produce en el punto de instalación (instaladores, minoristas y técnicos de mantenimiento), impulsando las economías locales. La industria prevé la creación de diez puestos de trabajo por MW durante la producción, y unos treinta y tres puestos de trabajo por MW durante el proceso de instalación. La venta al por mayor de los sistemas y el suministro indirecto (por ejemplo, en el proceso de producción) crearán cada uno de tres a cuatro puestos de trabajo por MW.

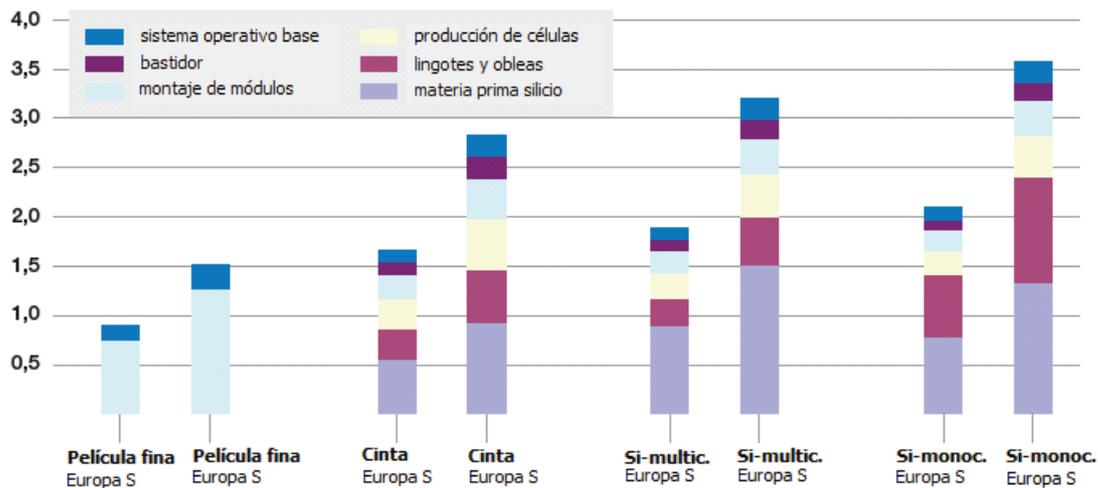
- Electrificación rural.

Las fuentes de energía renovable, como la fotovoltaica, son actualmente una de las pocas opciones adecuadas para suministrar electricidad en zonas de comunidades dispersas, o que se encuentran muy alejadas de la red. La electrificación rural descentralizada posibilita la prestación de servicios esenciales, como iluminación, refrigeración, educación, comunicación y salud. Gracias a su solidez, facilidad de instalación y flexibilidad, los sistemas fotovoltaicos se pueden adaptar a casi todas las demandas rurales de energía en cualquier parte del mundo.

- Retorno energético.

El gasto de energía, especialmente durante la producción de células solares, se considera superior al de la energía que se pueda generar. Por ello, se cree que los sistemas fotovoltaicos no pueden amortizar la inversión dentro del tiempo de vida del generador solar. Sin embargo, los sistemas actuales ya tienen un tiempo de retorno energético (TRE) – el tiempo que tarda la generación de energía en compensar la

energía que se usó para producir el sistema – de 1 a 3,5 años, lo que está muy por debajo de su tiempo de vida previsto (unos 25 años). Aumentando la eficacia de las células y reduciendo su espesor, y optimizando los procedimientos de producción, se anticipa que el TRE de la energía fotovoltaica conectada a la red disminuirá más aún.



Gráfica 1.1. Tiempos de retorno energético para la gama de sistemas FV
(sistema de tejado, irrad. 1700 resp. 1000 kWh/m²/año)

- Protección climática.

Se pueden comentar varios aspectos respecto el impacto medioambiental que supone la instalación de un sistema fotovoltaico. El más importante es la contribución eficaz a la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente un kilo de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 400 gramos de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Una planta solar, con seguimiento y baja concentración, de 1200 kWp puede evitar anualmente 818 t de CO₂. La energía fotovoltaica no conlleva ningún otro tipo de emisiones contaminantes ni ningún tipo de amenazas como los humos de escape o ruidos.

Los módulos fotovoltaicos son reciclables, y las materias primas se pueden volver a utilizar. En consecuencia, se reduciría más aún el consumo de energía asociado a la tecnología fotovoltaica.

Si los gobiernos adoptan un mayor uso de la tecnología fotovoltaica en su generación nacional de energía, la energía solar puede realizar una contribución sustancial a los compromisos internacionales para la reducción de las emisiones de gases invernadero y su influencia en el cambio climático.

	Hipótesis Avanzada		Hipótesis Moderada	
	Reducción de emisiones de CO₂ anual en millones de toneladas	Reducción acumulada de emisiones de CO₂ en millones de toneladas	Reducción de emisiones de CO₂ anual en millones de toneladas	Reducción acumulada de emisiones de CO₂ en millones de toneladas
2006	5	20	5	20
2007	6	27	6	27
2008	9	36	8	35
2009	12	48	11	46
2010	17	65	15	61
2011	23	89	19	80
2012	29	118	27	107

Tabla 1.1. Reducción de emisiones de CO₂ en las hipótesis de *Solar Generation*

El dióxido de carbono es responsable de más del 50% del efecto invernadero producido por el hombre, por tanto es el contribuyente más importante al cambio climático. La energía solar fotovoltaica ayuda a los países a cumplir con los objetivos del Protocolo de Kioto que entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases provocadores del calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC)

y hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de un 5%, dentro del periodo de 2008-2012 en relación con los niveles de 1990.

- Reducido impacto medioambiental.

Para la energía solar fotovoltaica el impacto medioambiental principal se produce en los procesos de extracción de la materia prima. En cualquier caso dicho impacto es escaso, dado que, casi un 90% de las células fotovoltaicas se fabrican a partir de silicio, material obtenido a partir de la arena, y es el segundo material más abundante en la masa terrestre. El proceso de transformación necesario para conseguir silicio de grado solar necesita una importante cantidad de energía, pero en sí mismo no produce ningún residuo o efecto contaminante.

Durante la fase de producción de electricidad, las cargas ambientales son completamente despreciables, y por otra parte, después de transcurrida la vida útil del panel, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada tanto de panel como del resto de elementos del sistema fotovoltaico.

- Inserción visual y ahorro de espacio.

El principal impacto en la fase de producción es el efecto visual sobre el paisaje. No obstante, puede ser reducido de modo sencillo en la mayoría de las instalaciones con una adecuada integración en el paisaje o los edificios. Como se puede instalar prácticamente en cualquier parte en que haya luz, hay un gran potencial de uso en los tejados o en las fachadas de los edificios públicos, privados e industriales. Los módulos fotovoltaicos pueden usarse como parte de la envolvente de un edificio, proporcionando protección contra el viento y la lluvia o dando sombra en el interior. Durante el funcionamiento, estos sistemas pueden también contribuir a reducir la carga de la calefacción de los edificios o asistir a la ventilación por convección. Otros lugares en los que se pueden instalar los sistemas fotovoltaicos son las barreras de protección contra el ruido situadas en vías de comunicación, como las autopistas. [4]



Figura 1.2. Edificio Sanyo Solar Ark (Japón)

1.3.- El Efecto Fotoeléctrico

Se define como efecto fotoeléctrico a la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general), sin que sea necesario que aparezca o intervenga ningún efecto mecánico o físico.

La fotoelectricidad fue descubierta por Edmund Becquerel en 1839, y descrita experimentalmente por Heinrich Hertz en 1887. A pesar de ello, el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico constituyó un misterio abierto para los científicos hasta que Albert Einstein en 1905 aportó una explicación al mismo. Con dicha formulación de Einstein se dio origen a la física cuántica, madre de la electrónica moderna.

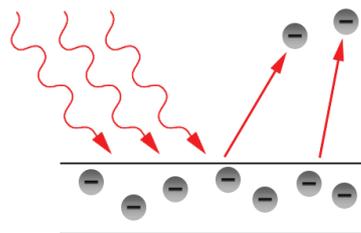


Figura 1.3. El efecto fotoeléctrico



Los fotones tienen una energía característica determinada por la frecuencia de onda de la luz. Si un electrón absorbe energía de un fotón que tiene mayor energía que la necesaria para expulsarlo del material y que además posee una velocidad bien dirigida hacia la superficie, entonces el electrón puede ser extraído del material.

El silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los cuales 4 son de valencia, lo que significa que están disponibles para unirse con electrones de valencia de otros átomos. De este modo, en una configuración de cristal de silicio químicamente puro, cada átomo estará unido de forma covalente con otros 4 átomos de manera que dentro del cristal no habrá, como consecuencia del enlace químico, electrones libres.

En la realidad, algunos átomos de silicio en la configuración del cristal van a ser sustituidos por átomos de fósforo, elemento que tiene 5 electrones de valencia. Así, 4 serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo de fósforo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía térmica, con lo que pasará a disfrutar de libertad de movimiento en el interior del retículo del cristal.

En sentido contrario, si la sustitución del átomo de silicio se realizase con átomos de boro, que sólo tiene 3 electrones de valencia, se llegaría a una situación en la que sería necesario un electrón adicional para completar los enlaces químicos con los átomos adyacentes de silicio. Este electrón que falta es denominado “hueco”, y produce un efecto opuesto, como si se tratase de un electrón ‘positivo’.

En la siguiente figura se muestra gráficamente la situación descrita; en la primera imagen se puede observar cuál es la estructura del retículo cristalino del silicio puro, en la segunda cómo es la variación de la estructura cuando se realiza una combinación con átomos de fósforo y en la última imagen aparece el retículo cristalino en el caso del enlace con átomos de boro.

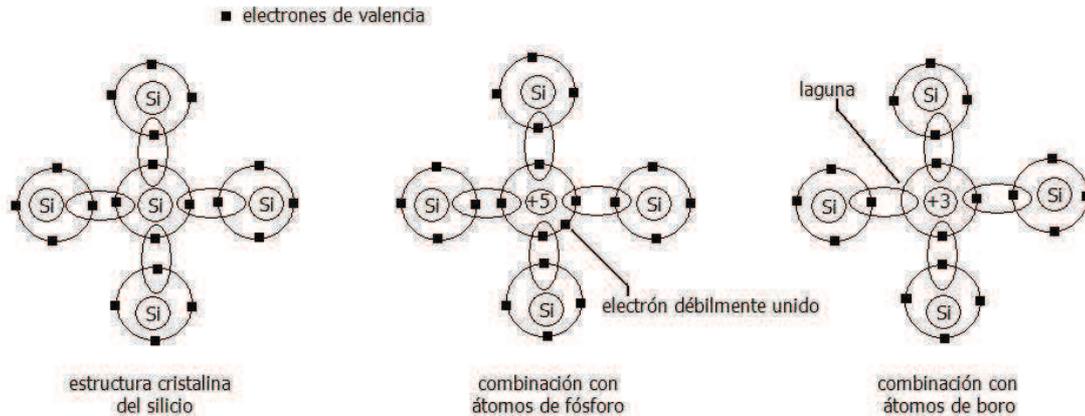


Figura 1.4. Representación de un diodo

Por lo tanto, en el caso de que se produzca el enlace con fósforo, los portadores de cargas libres poseen potencial negativo y el material es llamado semiconductor de “tipo n”. Mientras, en el caso en que la mencionada sustitución de átomos de silicio se produzca con átomos de boro, los portadores de carga son positivos y el material es llamado semiconductor de “tipo p”.

Uniendo una barra de material de tipo n con una barra de material tipo p se realiza la unión de dos de estos materiales “tipo-p” y “tipo-n”, constituyendo lo que se denomina diodo ó enlace “p-n”.

Los electrones que se encuentren en estado libre dentro de la zona de material ‘tipo-n’ detectarán que existe colindante una región en la que no existen electrones libres y, esto hará que se genere un flujo de estos electrones portadores hacia la otra zona, como consecuencia del intento de restablecer el equilibrio. Del mismo modo, los huecos existentes en la ‘zona-p’ detectarán una región en la que no existen huecos y se producirá, por tanto, un flujo de cargas positivas en sentido contrario al flujo de electrones. Debido al avance de este proceso de difusión de electrones y huecos, en la ‘zona-p’ se generará un exceso de cargas con potencial negativo mientras en la ‘zona-n’ se producirá un exceso de cargas positivas.

Por tanto, en el área de unión de los dos materiales se origina un campo eléctrico que se hace cada vez mayor a medida que huecos y electrones se siguen difundiendo hacia lados opuestos.

Este proceso no terminará hasta que el potencial eléctrico de este campo alcance un valor que impida la posterior difusión de electrones y huecos.

Una vez se haya alcanzado este valor de equilibrio, se habrá creado en el diodo p-n un campo eléctrico permanente sin la ayuda de campos eléctricos o elementos externos. Este potencial eléctrico permite explicar el por qué del efecto fotovoltaico.

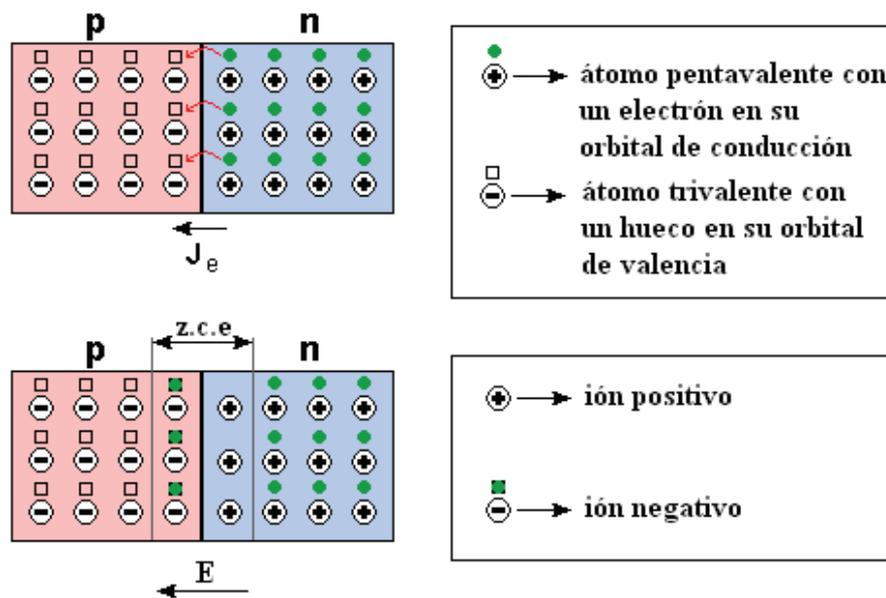


Figura 1.5. Zona de carga espacial de un diodo p-n

Supongamos que un fotón (partícula que constituye un rayo solar) incide sobre la región de tipo p del material. Si el fotón incidente posee una energía térmica mayor que la energía mínima necesaria para romper un enlace del retículo del silicio (band-gap) será absorbido y con ello se creará una nueva pareja electrón-hueco. El efecto de la creación de esta nueva pareja será que el electrón liberado se trasladará hacia la ‘zona-n’ a causa del potencial eléctrico.

En cambio, si el fotón incidiese sobre la zona-n, se generaría también una nueva pareja pero en este caso el hueco creado se moverá hacia la ‘zona-p’.

Este flujo va a tener como consecuencia la acumulación de cargas positivas en la ‘zona-p’ y de cargas negativas en la ‘zona-n’, dando origen a un campo eléctrico opuesto al creado por el mecanismo de difusión.

Evidentemente, cuanto mayor sea el número de fotones que incide sobre la unión, mayor será el número de los campos que pasen a anularse el uno con el otro, hasta llegar que se alcance un valor umbral en el que ya no haya un campo interno que separe cada pareja electrón-hueco. Esta es la condición que determina la tensión a circuito abierto de la célula fotovoltaica.

Si se colocasen unos electrodos (contactos metálicos) sobre la superficie de la célula se puede utilizar el potencial creado, haciendo circular la corriente de electrones.

[1]

1.3.1.- Interpretación cuántica del efecto fotoeléctrico

La electricidad no es otra cosa que un flujo de electrones, partículas de carga negativa que rodean al núcleo atómico.

La energía con la que cuentan los fotones de luz es una característica que viene dada por la longitud de onda de la luz. Si un fotón aporta su energía a un electrón, y éste pasa a tener mayor energía que la que le mantiene vinculado al núcleo del átomo, es decir, si el fotón incidente tiene mayor energía que la que une al electrón con el átomo, entonces el electrón puede ser extraído del material. Si, por el contrario, la energía del fotón es demasiado pequeña, el electrón será incapaz de escapar de la superficie del material.

Los cambios que se producen en la intensidad de la luz no van a afectar a la energía de los fotones incidentes, pero sí a su número y, con ello, la energía de los electrones emitidos no depende de la intensidad de la luz incidente. Los electrones se regirán por un principio de “todo o nada” en el sentido de que:

- Si el valor de la energía del fotón supera el valor de la función de trabajo (la energía que une al electrón y al núcleo), la energía de un fotón es utilizada para liberar un electrón de su enlace atómico, y el fotón es absorbido.

- Si este valor es menor, la energía del fotón es repelida.

Siempre que el fotón es absorbido, parte de la energía se utiliza para liberar al electrón del núcleo del átomo y el resto (el excedente) contribuye a dotar de energía cinética a la partícula libre.

Finalmente para que, con independencia de que exista un potencial eléctrico, se genere una corriente eléctrica en el material fotoeléctrico produzca ante la incidencia de luz solar, es necesario que exista un circuito eléctrico por el que discurra el flujo de electrones liberados.

Para poder llevar a cabo un análisis cuantitativo del efecto fotoeléctrico, utilizando el método derivado por Albert Einstein es necesario partir de las siguientes ecuaciones:

Energía de un fotón absorbido = Energía necesaria para liberar 1 electrón + energía cinética del electrón emitido.

Algebraicamente:

$$h_f = h_{f_0} + \frac{1}{2}mv_m^2$$

Ecuación 1.1.

Esta expresión puede escribirse como:

$$h_f = \varphi + E_k$$

Ecuación 1.2.

Donde:

- h es la constante de Plank.
- f_0 es la frecuencia de corte o frecuencia mínima de los fotones para que tenga lugar el efecto fotoeléctrico.
- φ es la función de trabajo, o mínima energía necesaria para liberar un electrón de su enlace con el átomo.
- E_k es la máxima energía cinética de los electrones que se observa experimentalmente.



Si la energía del fotón (h_f) no es mayor que la función de trabajo (ϕ), ningún electrón será emitido.

En algunos materiales esta ecuación describe el comportamiento del efecto fotoeléctrico de un modo aproximado. La explicación es que existen materiales en los que parte de la energía del fotón es absorbida o emitida como radiación y, adicionalmente, algunos electrones emitidos pueden ser absorbidos por otros átomos de la red cristalina, con huecos libres, produciendo una pérdida de energía en forma de calor. [1][2]

1.4.- La Radiación Solar

La radiación solar es la energía procedente del Sol en forma de ondas magnéticas que se recibe en una superficie y tiempo determinados.

El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo. La generación de energía proviene, por tanto, de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E = m \cdot c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m; c es la velocidad de la luz.

La combinación de tres factores: la distancia entre la Tierra y el Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol, determinan un flujo luminoso, es decir, un flujo de energía que incide sobre la superficie terrestre. Se ha discutido mucho acerca de si el Sol emite un flujo de energía constante, pero en el ámbito de la ingeniería, esta emisión energética solar puede considerarse constante.

La radiación solar incidente en la Tierra ha dado lugar a la definición de la constante solar. La constante solar, G_{sc} , es el flujo de energía proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la Tierra al Sol, fuera de toda atmósfera.

El valor de G_{sc} varía según los años y las estaciones. Un valor para esta constante puede ser: $G_{sc} = 1.353 \text{ Wm}^{-2}$

El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético (desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio). Para los fines de aprovechamiento de su energía, sólo es importante la llamada radiación térmica que incluye sólo el ultravioleta (UV), la radiación visible (VIS) y la infrarroja (IR). [1]

Todos los cuerpos emiten cierta cantidad de radiación en virtud de su temperatura. A mayor temperatura ocurren dos cambios en la radiación:

1. La intensidad de la emisión es mayor, refiriéndose a, un mayor número de Energía por unidad de superficie (W/m^2) que abandonan el cuerpo.
2. El color o tipo de radiación cambia hacia una menor longitud de onda, esto es, del IR al VIS y al UV, a medida que aumenta la temperatura.

1.4.1.- La radiación solar terrestre

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción, y difusión que disminuyen la intensidad final. La radiación que llega directamente del sol es la denominada radiación directa y la que previamente es absorbida y difundida por la atmósfera (muy significativa, por ejemplo, en días nublados) es la radiación difusa.

La radiación solar, tanto directa como difusa, se refleja en todas las superficies en las que incide dando lugar a la radiación reflejada. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora. La radiación solar global es la suma de los tres tipos antes citados, directa, difusa y reflejada, y es la que podemos aprovechar para su transformación térmica.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie determinada dependen:

- De las condiciones meteorológicas (de hecho, en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total).

- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa –si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie- y la mínima reflejada)

- De la presencia de superficies reflectantes (debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno).

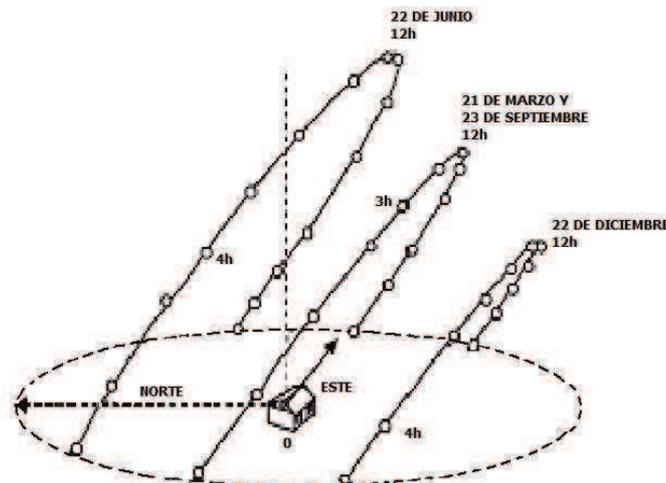


Figura 1.6. Trayectorias estacionales del Sol para un punto a 40° latitud Norte

En función del lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La posición óptima, en la práctica, se obtiene cuando la superficie está orientada al sur, con ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar: la orientación al sur, de hecho, maximiza la radiación solar captada recibida durante el día y si la inclinación es igual a la latitud hace que sean mínimas, durante el año, las variaciones de energía solar

captadas debidas a la oscilación de $23,5^\circ$ de la dirección de los rayos solares respecto a la perpendicular a la superficie de recogida.

La Figura muestra las trayectorias estacionales del Sol para un punto situado a 40° de latitud Norte. La radiación directa será mayor cuando la incidencia de los rayos solares sea perpendicular a la superficie.

Si llamamos I_D a la radiación directa, I_S a la dispersa e I_R al albedo, entonces resulta que la radiación solar total (I_T) que cae sobre una superficie es:

$$I_T = I_D + I_S + I_R$$

Ecuación 1.3.

Como hemos visto, esto implica que los valores de la radiación solar total sobre cada punto serán variables. No obstante, este valor también depende de la ubicación concreta de la superficie y de la distancia al Sol, es decir, del día del año. En este sentido, existe una referencia de lo que se refiere a la radiación solar directa que se recibe sobre una superficie horizontal. La radiación solar que recibe una superficie horizontal es del orden de 1kW/m^2 al mediodía.

La irradiancia estará condicionada por la climatología del área geográfica así como por las sombras que interfieran con la captación de la misma por parte de los paneles, ya sean obstáculos de carácter natural (por ejemplo una montaña) como de carácter artificial (por ejemplo que con el movimiento de los seguidores algunos paneles puedan proyectar sombra sobre otros). El estudio del potencial solar del área geográfica es una ardua tarea que requiere de estudios de campo en la toma de datos de modo que aumentemos la validez y fiabilidad de los mismos, para que puedan ser lo suficientemente representativos y específicos del área estudiada. [2]

A continuación se muestra un mapa de la radiación solar que recibe la Tierra por metro cuadrado en un año:

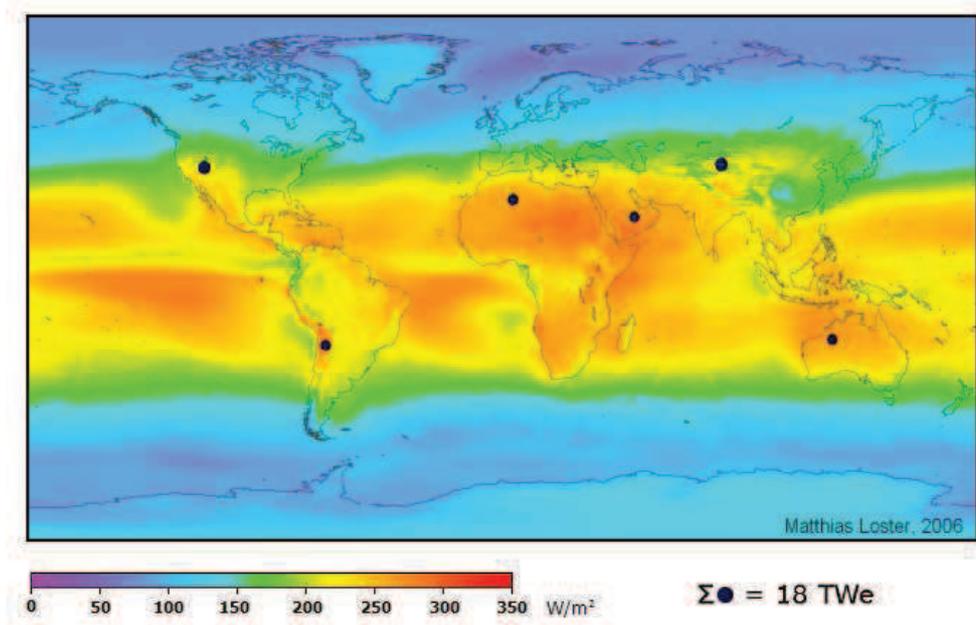


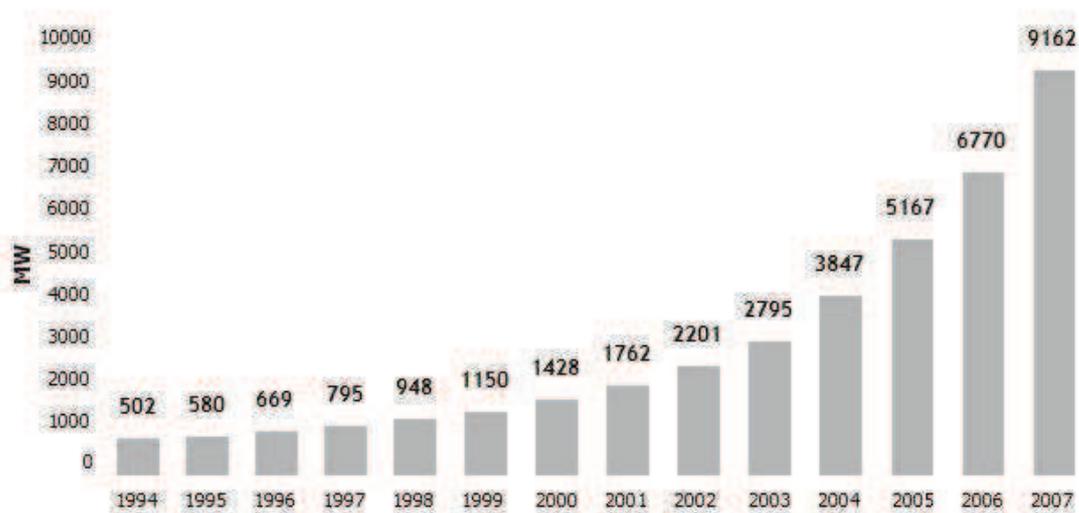
Figura 1.7. Mapa de radiación solar mundial

1.5.- El Mercado De La Energía Solar Fotovoltaica

El mercado de la electricidad solar está en auge. A finales de 2007, la capacidad acumulativa instalada de los sistemas fotovoltaicos solares de todo el mundo superó los 9200 MW. Esta cifra contrasta con los 1200 MW existentes a finales del año 2000.

El valor del mercado solar fotovoltaico alcanzó los 13.000 millones de euros anuales en el año 2007. La competencia entre los principales fabricantes se ha intensificado cada vez más, con la aparición de nuevos actores en el mercado al revelarse el potencial de la energía fotovoltaica.

Si bien el crecimiento en los últimos años se ha producido principalmente en el sector conectado a red, el lado de la demanda del mercado fotovoltaico internacional se puede dividir claramente en cuatro sectores.



Gráfica 1.2. Capacidad fotovoltaica acumulada mundial

❖ Sectores del mercado en el lado de la demanda

1. Bienes y servicios

Las células o los módulos solares se emplean en una amplia gama de productos de consumo y en pequeños aparatos eléctricos, incluidos relojes de pulsera, calculadoras, y juguetes, así como para proporcionar alimentación a determinadas instalaciones, como rociadores de extinción de incendios, señales de carretera, sistemas de iluminación y cabinas telefónicas. Un uso típico de las nuevas aplicaciones de la energía fotovoltaica es el control del aire acondicionado en los coches.

En el año 2007, este sector ocupaba aproximadamente el 1% de la producción anual en el mundo. Al aumentar la demanda de suministro de electricidad móvil se espera que el mercado de bienes de consumo continuará creciendo en términos absolutos (aunque su cuota relativa se reducirá), en particular con la introducción de tecnologías de electricidad de bajo coste innovadoras, como las células solares orgánicas.

2. Sistemas conectados a la red

Los dispositivos fotovoltaicos se pueden instalar sobre los tejados y fachadas de las casas, oficinas y edificios públicos. Las casas particulares constituyen una

importante área en expansión para los sistemas de tejado, así como para los sistemas fotovoltaicos integrados en edificios. La energía fotovoltaica está siendo utilizada cada vez más por los arquitectos como característica de diseño. Esta energía se puede usar también para proporcionar energía de pico al edificio en los días calurosos del verano, cuando los sistemas de aire acondicionado requieren más energía, contribuyendo así a reducir al máximo la carga de electricidad. La energía solar duplica así su función, sirviendo como productor de energía y como material de construcción. También en verano puede disminuir el número de cortes o reducciones de electricidad causadas por el uso del aire acondicionado.

Los sistemas fotovoltaicos a gran escala ($>1\text{MW}$) conectados a la red representan aproximadamente el 10% del mercado fotovoltaico europeo. Estas plantas de grandes dimensiones están dedicadas exclusivamente a la producción de energía, y por lo tanto, se limitan a suministrar electricidad a la red, sin autoconsumo. Las regiones desérticas inundadas de sol ofrecen buenas oportunidades para las plantas de grandes dimensiones a largo plazo, en especial por el descenso continuo del precio de los módulos, por ejemplo en el sudoeste de Estados Unidos, África y Mongolia.

Cada vez hay más gobiernos nacionales que contemplan la energía fotovoltaica como una tecnología importante para el futuro, y que han establecido ya programas de apoyo o están en vías de hacerlo. Estos programas seguirán impulsando el crecimiento del mercado durante los próximos años, hasta que la energía fotovoltaica pueda competir en precios con la electricidad doméstica. Otra importante ventaja del mercado conectado a la red es el control que permiten los sistemas fotovoltaicos al consumidor sobre su propio suministro.

3. Electrificación sin conexión a la red

La tecnología fotovoltaica proporciona una energía vital a comunidades de países en vías de desarrollo que no tienen acceso a la red eléctrica. Cerca de 1700 millones de personas en todo el mundo viven en la actualidad sin servicios de energía básicos. El 80% de ellas vive en áreas rurales. Este gran mercado es una excelente oportunidad tanto para la industria fotovoltaica como para la población local.



Los sistemas fotovoltaicos pueden suministrar electricidad tanto para consumo privado como para usos industriales. Los sistemas de energía domésticos proporcionan iluminación y comunicaciones de alta calidad (radio, TV, Internet), mientras que la energía utilizada para refrigeración, bombeo de agua o herramientas eléctricas puede ser un motor decisivo para el desarrollo de la economía local. Los sistemas y bombas de purificación de agua alimentados por energía solar se transportan con facilidad, son fáciles de mantener y utilizar, y, como parte de las iniciativas sanitarias rurales, pueden ser una importante herramienta en la lucha contra las enfermedades.

Aparte de sus claras ventajas sociales, la justificación económica del uso de la energía fotovoltaica es evitar los costes de combustible, generalmente gasóleo, a un precio elevado, o la comparación con el coste de ampliación de la red. En 2007, aproximadamente el 4% de las instalaciones fotovoltaicas del mundo estaban dedicadas a la electrificación rural.

4. Industrial sin conexión a la red

Los usos industriales más comunes de la energía solar sin conexión a la red se dan en el campo de las telecomunicaciones, en especial para enlazar zonas rurales aisladas con el resto del país. Las plantas de desalinización son otra importante aplicación de los sistemas fotovoltaicos sin conexión a la red. Entre otras se incluyen también las señales de tráfico, las ayudas a la navegación marítima, los teléfonos de seguridad, los monitores meteorológicos o de contaminación, la iluminación a distancia, las señales de autopistas y las plantas de tratamiento de aguas residuales.

Aparte de evitar costes de combustible, los sistemas fotovoltaicos industriales ofrecen gran fiabilidad y mínimo mantenimiento. Esto puede reducir drásticamente los costes de explotación y mantenimiento, en particular en lugares distantes o inaccesibles.

Se espera que la demanda de sistemas fotovoltaicos industriales sin conexión a la red siga aumentando durante la próxima década. En 2007, alrededor del 4% de las instalaciones fotovoltaicas del mundo se emplearon en aplicaciones industriales sin conexión a la red.

❖ Mercado en el lado del suministro – Fabricación

1. Silicio de grado solar

El silicio es el material básico necesario para la producción de células solares basadas en la tecnología cristalina – el 90% del mercado mundial. Por ello, la disponibilidad de silicio suficiente a unos precios razonables es una condición previa esencial para conseguir una industria fotovoltaica dinámica.

Hasta hace poco, la industria del silicio producía silicio de grado electrónico exclusivamente para el sector de los semiconductores, principalmente para uso en ordenadores. En los últimos años la situación ha cambiado, y en 2007, más de la mitad de la producción mundial de silicio de grado electrónico se usó para fabricar células solares. El silicio para células solares puede ser de calidad inferior al que se requiere para los semiconductores, y por lo tanto su fabricación puede ser más barata.

En los próximos dos años se prevé una inversión de más de 4.100 millones de euros en ampliar las capacidades de producción de silicio.

2. Producción de células y módulos solares

Para 2008, se esperaba que el nivel de inversión en nuevas plantas de fabricación de células y módulos solares supere los 1.600 millones de euros, sin incluir las capacidades de fabricación de obleas y silicio. Hasta ahora, la fabricación de células y módulos solares ha estado concentrada en tres zonas geográficas: Europa, Japón y Estados Unidos. No obstante, el país con mayor crecimiento en instalaciones de producción es China.

Hasta hace pocos años el mercado había estado dominado por BP Solar, pero más recientemente, la primera compañía en producción de células ha sido la empresa japonesa Sharp. En 2007, la empresa alemana Q-Cells se ha convertido en el nuevo líder del mercado.

Una cuestión importante para los fabricantes es ser capaces de adaptar la apertura de la nueva capacidad de producción a la demanda prevista.

1.5.1.- Los costes y la competitividad

Uno de los principales argumentos que esgrimen los críticos de la electricidad solar es que los costes todavía no pueden competir con los de las fuentes de energía convencionales. Sin embargo, al valorar la competitividad de la energía fotovoltaica se deben tener en cuenta una serie de consideraciones:

- El tipo de aplicación fotovoltaica.
- Contra qué compite exactamente la energía fotovoltaica.
- La situación geográfica, los costes de inversión iniciales y el tiempo de vida previsto del sistema.
- El coste de generación real.
- El progreso en la reducción del coste de la energía fotovoltaica.

❖ Competitividad de las aplicaciones de consumo

Las aplicaciones fotovoltaicas de consumo no reciben ningún subsidio, y llevan mucho tiempo en el mercado. Ya han demostrado con ello su competitividad. Las aplicaciones de consumo no sólo proporcionan más comodidad, también sustituyen con frecuencia a las baterías peligrosas desde el punto de vista medioambiental.

❖ Competitividad de las aplicaciones no conectadas a la red

La mayoría de las aplicaciones no conectadas a la red son ya rentables en comparación con las opciones alternativas. La energía fotovoltaica compite generalmente con los generadores diésel o la ampliación potencial de la red eléctrica pública. Los costes de combustible de los generadores diésel son elevados, mientras que el “combustible” de la energía solar es gratis e inagotable.

En especial en localidades alejadas, la combinación de bajos costes de explotación y mantenimiento, la ausencia de gastos de combustible, el aumento de la fiabilidad y los tiempos de vida útil más largos son factores que compensan los costes de inversión iniciales.

La otra alternativa principal para la electrificación rural, la ampliación de la red eléctrica, requiere una inversión considerable. Los costes de inversión iniciales pueden seguir representando un obstáculo para las personas con recursos económicos escasos.

❖ Competitividad de las aplicaciones conectadas a la red

Las aplicaciones conectadas a la red son en la actualidad el mayor sector del mercado. Los costes de generación de los sistemas FV domésticos, en la mayoría de los casos todavía no son competitivos con los precios de la electricidad residencial, a no ser que existan programas de apoyo. De 2005 a 2007, los precios de la electricidad en los 27 países de la UE experimentaron una subida media del 16%. Paralelamente, los costes de generación de energía fotovoltaica han ido disminuyendo.

Las cifras del coste por kWh de los sistemas conectados a la red difieren con frecuencia, dependiendo de los supuestos que se consideren respecto a los costes del sistema, la disponibilidad de luz solar, el tiempo de vida del sistema y el tipo de financiación.

En 2020, el coste de la electricidad solar se habrá reducido más de la mitad. Esto lo haría competitivo con los precios normales que se pagan por la electricidad de consumo doméstico, ya que los precios de la electricidad general subirán previsiblemente. En el momento en que se equiparen los costes de la energía fotovoltaica y los precios de la electricidad residencial, se habrá conseguido la ‘paridad de red’. Con la paridad de red, cada kWh de energía fotovoltaica consumido supondrá un ahorro económico con respecto a la energía, más cara, de la red.

A largo plazo, a medida que disminuyan los costes de los componentes fotovoltaicos, estos sistemas podrán competir con los costes de generación de las plantas energéticas de combustibles fósiles o nucleares.

❖ Costes externos de la generación de electricidad convencional

La mayoría de los precios de electricidad no incluyen los costes externos para la sociedad derivados de la combustión de fósiles o la producción de energía nuclear.

Estos costes tienen un componente local y otro mundial; este último vinculado principalmente a las consecuencias del cambio climático. Sin embargo, existe incertidumbre respecto a la magnitud de dichos costes, y es difícil identificarlos. Un acreditado estudio europeo, el proyecto 'Extern E' ha evaluado los costes de los combustibles fósiles dentro de un amplio intervalo, considerando tres niveles:

- Bajo: 4,3\$ por tonelada de CO₂
- Medio: de 20,7\$ a 52,9\$ por tonelada de CO₂
- Alto: 160\$ por tonelada de CO₂

El coste medio resultante evitado por cada kWh producido por la energía solar estaría por lo tanto en el intervalo de 0,25 a 9,6 céntimos USD por kWh.

Toda inversión que se realice ahora para reducir las emisiones de CO₂ se recuperará fácilmente en el futuro, al evitarse los costes externos del consumo de combustibles fósiles.

❖ Factores que afectan a la reducción del coste de la energía fotovoltaica

Algunos de los principales factores responsables de la reducción drástica de los costes de producción de módulos fotovoltaicos y todos los demás componentes del sistema han sido:

- Las innovaciones y los avances tecnológicos.
- El aumento de la tasa de rendimiento de la energía fotovoltaica.
- La ampliación del tiempo de vida de los sistemas fotovoltaicos.
- Las economías de escala.

Estos factores generarán también más reducciones en los costes de producción. Para ello, la EPIA ha fijado objetivos específicos:

- Objetivos en el campo de las células cristalinas: Alcanzar un nivel de eficiencia cristalina Cz del 20% en 2010 y del 22% en 2020. Alcanzar un nivel de eficiencia cristalina Mz del 18% en 2010 y del 20% en 2020.

Alcanzar un nivel de eficiencia de cinta-hoja del 17% en 2010 y del 19% en 2020.

- Objetivos en el campo de la tecnología de capa delgada: Alcanzar un nivel de eficiencia de capa delgada entre el 10% y el 12% (para Si-a/Si-mc, CIS y CdTe) en 2010 y del 15% en 2020. Reducción de los costes de los sistemas fotovoltaicos integrados en edificios al 50% entre 2005 y 2010 y un 50% más en 2020. Aumento del área de procesamiento de energía fotovoltaica industrial típica de 1m² a 3m² en 2010 y a 9m² en 2020.

Aumentando la eficiencia de los módulos fotovoltaicos se reducirán los costes de producción por kWh tanto en la tecnología de células cristalinas como la de capa delgada. La capacidad de producir obleas más finas reducirá el consumo de silicio y por lo tanto los costes, así como el plazo de retorno energético de los sistemas fotovoltaicos.

Las inversiones en I+D de la energía fotovoltaica aumentan y ofrecen resultados prometedores para las nuevas tecnologías a partir de la aplicación de procesos de producción innovadores o el uso de materias primas diferentes.

La calidad del sistema fotovoltaico es también un parámetro que influye en el coste por kWh. La calidad del sistema se refleja en su tasa de rendimiento. Cuanto más alta es la tasa de rendimiento, menores son las pérdidas entre los módulos y el punto en que el sistema alimenta a la red, por tanto, el coste por kWh podría ser más bajo.

El aumento del tiempo de vida del sistema tendrá un efecto positivo en los costes de producción de energía fotovoltaica por kWh, ya que aumentará la generación de electricidad. Otro importante factor para la reducción del coste de la energía fotovoltaica son las economías de escala. Se pueden aplicar a la adquisición de materias brutas, comprando al por mayor, y a los procesos de producción. [1][4]

1.5.2.- El mercado fotovoltaico en España

España es un país privilegiado en lo que a sus condiciones climatológicas se refiere. Con áreas de alta irradiancia que la sitúan favorablemente frente a otros países de la UE. Por esta razón, y por la relevancia de la I+D+i y la iniciativa empresarial,

España se colocó en cabeza de la industria fotovoltaica europea durante los años ochenta y noventa del pasado siglo.

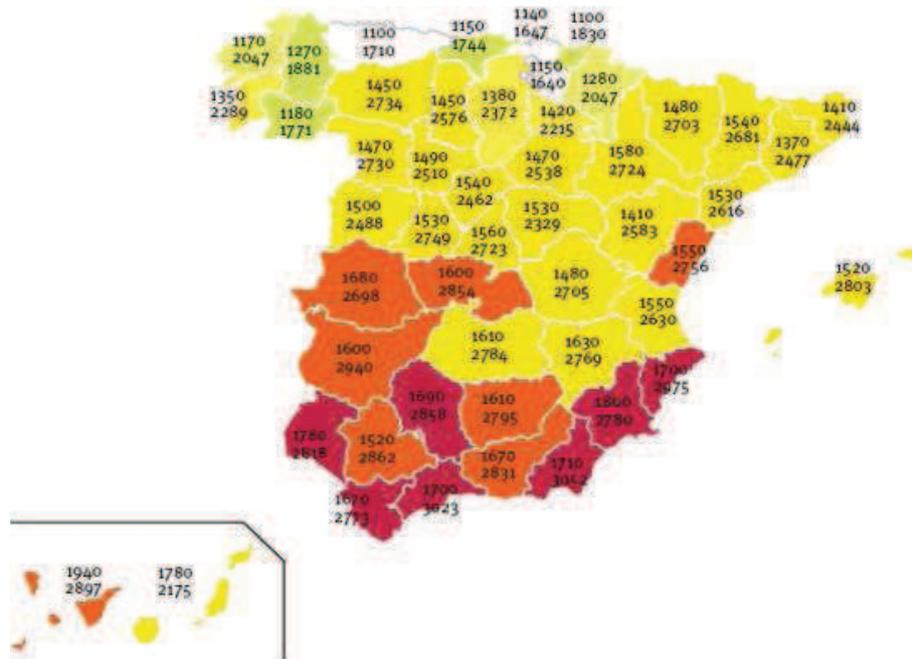


Figura 1.8. Mapa Solar de España

(La cifra superior en cada provincia representa la energía en KWh que incide por metro cuadrado de superficie horizontal en un año, y la cifra inferior, el número de horas de sol).

Según los datos de la Comisión Nacional de Energía, en el año 2007 se conectaron a la red 512 MW, alcanzando una capacidad acumulada total de 655 MW. La capacidad acumulada en diciembre de 2008 era de 2900 MW, más de lo que se preveía para dicho año por el informe de ASIF que aproximaba sus cifras en 1000 MW.

A causa de la indefinición de las normas actuales, no es posible hacer una estimación correcta para los próximos años. Las asociaciones del sector se encuentran en las últimas etapas de negociaciones con el gobierno. Persiguen con ello la definición de un nuevo real decreto que regule el sector. Para 2009 se coloca un límite de entre 300 MW y 500 MW. El crecimiento posterior podría oscilar entre un 10% y un 20% anual.

En el ámbito nacional español existe actualmente un sistema de primas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, y un sistema de subvenciones para los sistemas no conectados a la red. Las comunidades autónomas tienen autoridad legal para establecer ayudas adicionales.

Desde el punto de vista normativo, la ley 54/1997 del Sector Eléctrico, estableció un Régimen Especial para aquellas instalaciones que utilizaran fuentes de energía renovables, con una potencia instalada inferior a los 50 MW.

El Real Decreto 661/2007, sobre Régimen Especial, desarrolla la ley, y establece un régimen económico garantizando para toda la vida de la instalación, actualizando y refundiendo el régimen jurídico que afecta a la energía solar fotovoltaica. Junto a él, el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión a la red eléctrica de baja tensión, y la Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que contiene el modelo de contrato tipo con la empresa distribuidora, constituyen el núcleo legislativo referente a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red. Siguiendo este planteamiento han sido muchas las comunidades que han desarrollado sus propias reglamentaciones, complementando o detallando los procedimientos administrativos para la legalización de las mismas.

Junto a estas iniciativas hay que citar el desarrollo que deberá imponerse como consecuencia de la implantación definitiva del Código Técnico de la Edificación, en concreto su directiva de ahorro energético DB-HE5, así como las ordenanzas solares que incorporan algunos municipios para potenciar la energía solar fotovoltaica.

En la actualidad, España no tiene ningún objetivo definido para la energía fotovoltaica. Se fijó un objetivo de 400 MW en 2010, pero se alcanzó en agosto de 2007. Ahora, el nuevo real decreto deberá fijar nuevos objetivos, al menos para 2010, hasta la aprobación del Plan de Energía Renovable 2011-2020. Hasta ahora, el mercado fotovoltaico español se ha orientado a las instalaciones sobre el terreno, que representan el 95% de la capacidad instalada total en 2007. El nuevo real decreto debería fomentar los sistemas fotovoltaicos integrados en edificios. Además debería simplificar los procedimientos administrativos para permitir la implantación de pequeñas instalaciones fotovoltaicas en el sector residencial.

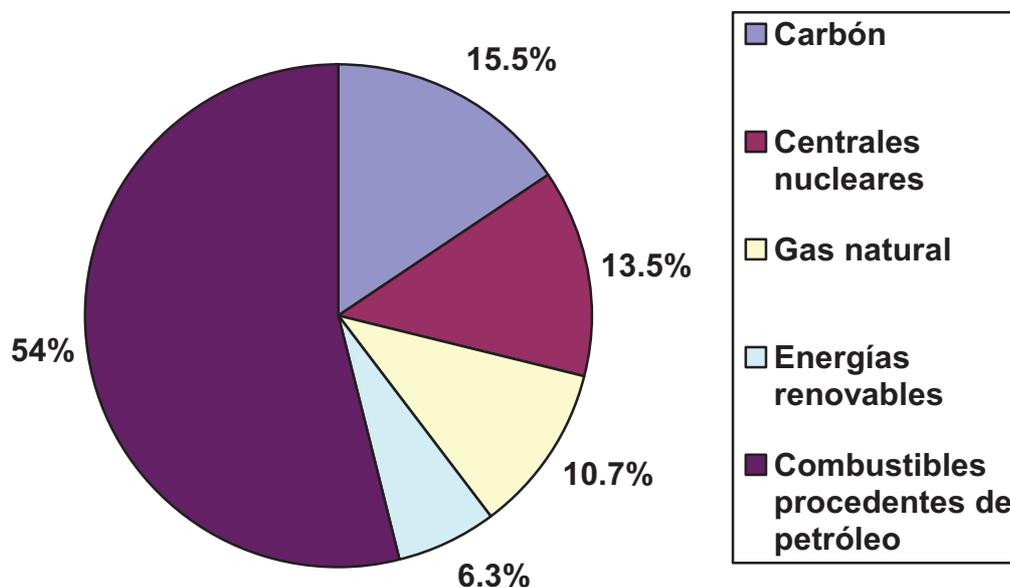
La industria fotovoltaica ha estado desarrollando su propia tecnología durante 25 años. España sigue siendo uno de los principales fabricantes de generadores solares, y es un competidor líder en el mundo; por ello, el despegue del mercado ha reducido el peso tradicional que habitualmente ha tenido la exportación en los productos españoles.

En 2007 se invirtieron en tecnología fotovoltaica en España más de 5000 millones de euros. Ello incluye la inversión en nuevas unidades de producción de electricidad, desde células a inversores, sistemas de seguimiento y otros elementos de los sistemas solares. El crecimiento de las inversiones industriales fue incluso superior al desarrollo del mercado. En 2007, la fabricación de células en España representó unos 145 MW, mientras que la fabricación de módulos fue de 195 MW.

Según la Asociación de la Industria Fotovoltaica española, en 2007 había 26.800 empleados directos e indirectos en el sector fotovoltaico, de los cuales el 25% estaban dedicados a la fabricación, el 65% a la instalación y el 10% a otras actividades.

❖ La evolución del mercado fotovoltaico en España

El porcentaje de energía consumida en España por fuente de origen es según el siguiente gráfico:



Gráfica 1.3. Energía consumida en España por fuente de origen

Durante el periodo 2001-2004 las aplicaciones conectadas a la red en España se han consolidado como la principal aplicación de la energía solar fotovoltaica, ya que se han adoptado un conjunto de medidas de carácter económico y legislativo con el objetivo de crear unas condiciones adecuadas para el desarrollo del mercado de las

aplicaciones fotovoltaicas conectadas a red. En 2004 la potencia instalada, según los datos disponibles, ha sido de 1,5 MW para aplicaciones aisladas y de 8,5 MW para aplicaciones conectadas a red. Esto supone alcanzar unas cifras de 14 MW en instalaciones aisladas y 23 MW en instalaciones conectadas a red. (Fuente I.D.A.E.). A partir de 2004 el desarrollo de la potencia fotovoltaica instalada en España ha sido muy superior al previsto.

El coste de implantación de la energía solar fotovoltaica depende de factores como el tipo de aplicación (conectada o aislada), el tamaño, el tipo de tecnología y las condiciones de mercado. A lo largo de los años de desarrollo de la energía solar fotovoltaica los costes han experimentado una bajada significativa, evolucionando desde los 9,5€ por W pico instalado en el año 1999 hasta los 8,0€ por W pico instalado en el año 2004, o los 7,5€ del 2006. En referencia al mercado español cabe predecir un descenso significativo en los precios, a corto plazo, al duplicar el tamaño del mercado. No obstante esta tendencia al abaratamiento de los costes podría verse negativamente alterado por un mercado en el cual un crecimiento rápido de la demanda solar se ha unido al crecimiento de la demanda de productos electrónicos, partiendo ambos procesos de fabricación comunes y de capacidad limitada a corto plazo.

El coste de la generación fotovoltaica se encuentra en continua evolución debido al rápido desarrollo tecnológico. Los elementos de coste más determinantes son: módulos o paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte, inversores de corriente, transformadores, líneas de evacuación, cableado y equipos eléctricos, acondicionamiento e instalación.

Las tarifas para energía solar fotovoltaica en 2009 son, según la “Orden ITC/3801/2008, de 31 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009” publicada en el BOE del 31 de diciembre de 2008, las siguientes:

- Para instalaciones con potencia inferior a 100KW:
47,0181 c€/kWh los primeros 25 años.
37,6144 c€/kWh a partir de entonces.

- Para instalaciones con potencia comprendida entre los 100kW y los 10 MW:
44,5751 c€/kWh los primeros 25 años.
35,6601 c€/kWh a partir de entonces.

Para el cálculo de las tarifas eléctricas, se ha cogido el IPC de 355,6 puntos básicos (3,556%). [1][8][9][16]

1.5.3.- El mercado fotovoltaico en Japón

La política y las medidas de Japón sobre energía, incluida la generación de energía fotovoltaica, se fundamenta en la Ley Básica de Política Energética (Ley de Política Energética), vigente desde 2002, que establece tres principios: garantía de un suministro estable, idoneidad medioambiental y utilización de mecanismos de mercado.

❖ Desarrollo del mercado

A través de las medidas para la introducción de los sistemas fotovoltaicos, principalmente implantados por METI (Ministry of Economy, Trade and Industry), el desarrollo del mercado de sistemas FV residenciales y sistemas FV para la industria y servicios públicos está en progreso. El tamaño del mercado fotovoltaico residencial creció a razón de 50.000 sistemas al año gracias a los programas de apoyo gubernamentales para la introducción de sistemas fotovoltaicos establecido para 12 años. La capacidad instalada acumulada a finales del año fiscal 2006 fue de 1277 MW instalados en aproximadamente 350.000 viviendas. Incluso después de la finalización del programa, el mercado fotovoltaico en Japón no se redujo, sino que se estabilizó.

Los fabricantes de sistemas FV trabajan para ampliar el mercado de sistemas FV residenciales, tanto para casas nuevas como existentes, minimizando el aumento de precio de los sistemas FV a pesar de la escalada del precio de la materia prima silicio por la escasez de polisilicio. En el mercado de viviendas de nueva construcción, los fabricantes de casas prefabricadas redoblan sus esfuerzos para conservar la energía y reducir las emisiones de CO₂. Por consiguiente, algunos constructores de viviendas han adoptado los sistemas FV como equipos estándar, y esta tendencia se ha extendido a las principales empresas constructoras, que anuncian viviendas equipadas con energía

fotovoltaica en campañas en televisión para aumentar las ventas en todo el país. En particular, el nuevo concepto de casa equipada con sistemas FV, con coste de suministro cero, contribuye a la expansión de los compradores, quienes reconocen la eficiencia económica en los costes de uso de la vivienda, así como el valor medioambiental. En el mercado fotovoltaico para viviendas existentes, los fabricantes de sistemas FV están desarrollando y estableciendo un canal de distribución compuesto por constructores, contratistas de electricidad, tiendas de aparatos eléctricos, instaladores de tejados, etc. locales y buscando a la vez compradores de sistemas FV residenciales en todo Japón. A través de proyectos de prueba a largo plazo en condiciones reales, los sistemas FV para uso no residencial, como en instalaciones públicas e industriales, han progresado año tras año en muchos aspectos: eficiencia económica, tecnología de conexión a la red, diseño e instalación, y eficiencia de los sistemas. Por consecuencia, las oportunidades para la expansión del mercado han aumentado y se han diversificado en áreas como la aplicación, el diseño, los lugares de instalación, la capacidad de generación de energía y la promoción de sistemas FV, y el desarrollo de mercado del área no residencial sigue su curso.

En cuanto a los lugares de instalación, se han añadido sistemas FV en una amplia variedad de sitios: instalaciones públicas (escuelas, edificios de oficinas gubernamentales, edificios comunitarios, plantas de purificación de agua, instalaciones sanitarias y de bienestar) e instalaciones industriales (fábricas, almacenes, laboratorios, edificios de oficinas, edificios comerciales).

Además de en esos lugares, recientemente se han instalado sistemas FV en instalaciones agrícolas (invernaderos), instalaciones comerciales (centros comerciales, restaurantes familiares), instalaciones ferroviarias (edificios de estaciones y plataformas), instalaciones viarias (plazas de estacionamiento y cabinas de peaje en autopistas), instalaciones financieras (bancos, etc.), instalaciones de transporte (centros logísticos, etc.) e instalaciones de recreo (centros termales, etc.). El tamaño de los sistemas FV ha aumentado hasta 5 MW. La gama de usuarios que han instalado sistemas FV es muy variada, desde grandes empresas hasta propietarios individuales del sector privado, y desde organizaciones de interés público hasta organizaciones sin ánimo de lucro. Algunas empresas han introducido sistemas FV en sus fábricas y

oficinas en todo el país, y añadido nuevos sistemas FV a sus instalaciones ya equipadas con soluciones FV. La instalación de sistemas FV de gran tamaño va también en aumento. El número de estas empresas ha crecido año tras año. En el proyecto de ensayo en el terreno de NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) sobre nueva tecnología de generación de energía fotovoltaica en el año fiscal 2007, la capacidad total superó los 20 MW, de los cuales, 2007 kW fueron instalados por Toyota Motor Corporation, y 1.000 kW por Electric Power Development.

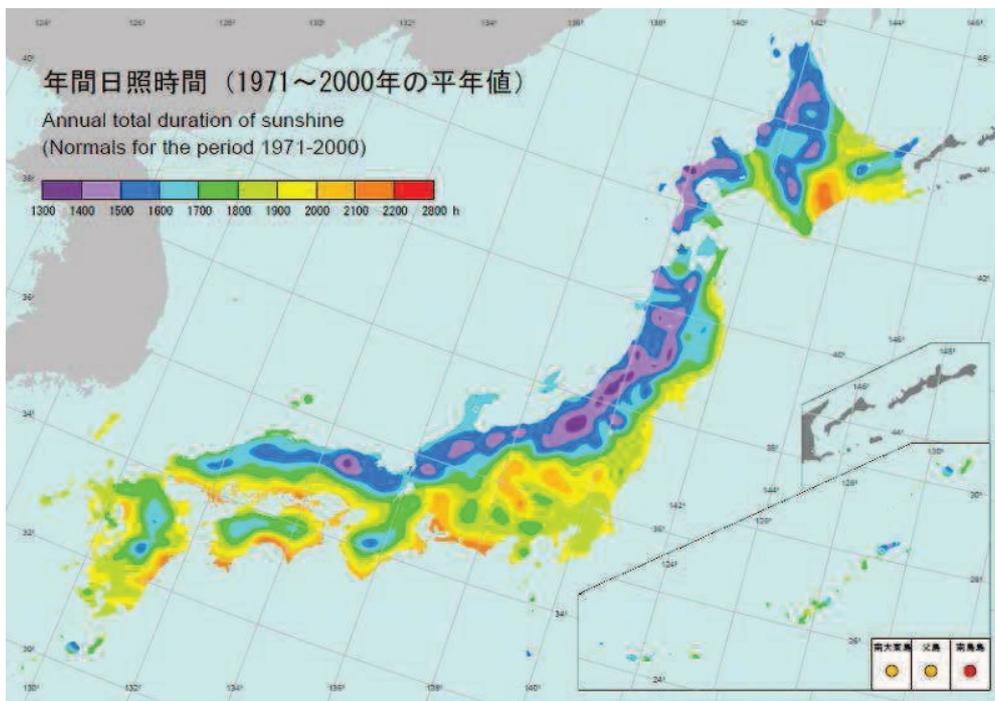


Figura 1.9. Mapa solar de Japón

❖ Perspectivas de futuro

El gobierno de Japón revisó en 2007 el Plan Básico de Energía, con una previsión para unos 10 años. El plan subraya la importancia de la seguridad energética, reflejando recientes circunstancias mundiales, como la tensa situación de la demanda y el abastecimiento energético, la escalada de precios de la energía y las medidas contra el calentamiento global. Los principales pilares del plan son los siguientes:

1. Fomento de la generación de energía nuclear y expansión de la instalación de energía nueva y renovable.

2. Campaña diplomática agresiva sobre recursos, para conseguir un suministro estable de combustibles fósiles, como el petróleo.
3. Mejora de la estrategia de conservación de la energía e iniciativa para formar marcos internacionales orientados al trabajo sobre medidas contra el calentamiento global.
4. Refuerzo de las capacidades tecnológicas.

La energía nueva y renovable está considerada como “la energía complementaria en la actualidad; el gobierno promoverá medidas orientadas a hacer de la energía nueva y renovable una de las fuentes de energía claves a largo plazo”. Por ello, el gobierno ha anunciado la realización de esfuerzos estratégicos para implantar un desarrollo tecnológico que permita reducir los costes, estabilizar las redes y aumentar el rendimiento en una colaboración de los ámbitos industrial, académico y gubernamental. Además, con el fin de extender la introducción de la nueva energía, se han adoptado las siguientes medidas, dependiendo de las diferentes etapas de crecimiento del mercado:

1. Apoyo al lanzamiento (desarrollo tecnológico, ensayos de demostración).
2. Creación de demandas iniciales (proyectos de modelos, apoyo al montaje de instalaciones).
3. Iniciativa en instalaciones (en centros asociados a instituciones públicas).
4. Apoyo a la expansión del mercado (acciones legales, como la ley RPS).
5. Formación de una estructura industrial (promoción de empresas conjuntas para acceder al mercado, fomento de industrias periféricas y relacionadas).
6. Mantenimiento de un entorno favorable para la propagación (concienciación de la difusión, relaciones públicas y servicio de información).

Además, el gobierno revisó la ley RPS, que obliga a usar una cierta cantidad de energía nueva, y estableció los objetivos para el periodo comprendido entre los años fiscales 2011 y 2014. En la revisión, el objetivo final para el año fiscal 2014 se fijó sobre la base del objetivo anterior de 12.200 kWh en 2010 como valor de referencia,

umentando 950 millones de kWh cada año, hasta alcanzar el objetivo final de 16.000 millones de kWh. La revisión adoptó una medida preferente orientada a doblar el volumen equivalente de la RPS para generación de energía fotovoltaica, a fin de mejorar la gestión del sistema de la ley RPS. Se cree que esta medida daría un nuevo impulso a la proliferación de los sistemas FV. Asimismo, el gobierno propuso un objetivo a largo plazo contra el calentamiento global: reducción en 2050 de las emisiones globales de gases invernadero a la mitad del nivel actual; para lograr el objetivo anunció ‘Cool Earth 50 – Plan de Tecnología Energética Innovadora’, y seleccionó 20 áreas de investigación prioritarias.

‘Tecnología FV innovadora’ fue seleccionado como uno de los temas de investigación para mejorar la eficiencia de conversión de las células solares, del 10%-15% actual a más del 40%, y reducir el coste de generación de energía de las células solares de los 46 yenes por kWh actuales a 7 yenes por kWh. Los trabajos de ‘Tecnología FV innovadora’ dieron comienzo a partir del año fiscal 2008. Al mismo tiempo, se supone que los fabricantes aumentarán sus esfuerzos para la proliferación a gran escala de los sistemas FV, trabajando para: 1) reducir más aún los costes de los sistemas FV, 2) desarrollar al detalle productos adecuados para cada área de aplicación, y 3) desarrollar nuevas áreas de aplicación a través del progreso tecnológico, mejorar la capacidad de producción y colaborar con otras industrias que empleen sistemas FV. Todo ello, unido a los esfuerzos del gobierno y la industria, y con el apoyo de los usuarios de sistemas FV, incluidos otros ministerios, agencias, autoridades locales, empresas privadas e individuos, el progreso de implantación de los sistemas FV en Japón continuará en el futuro.

A partir del año 2009 entra en vigor un nuevo régimen de compra de energía a precio fijo, con el cual el gobierno japonés quiere fomentar la instalación de sistemas FV en viviendas privadas. Con este sistema se puede conseguir que la compañía eléctrica compre la energía sobrante del sistema FV conectado a red de casas particulares a un precio cercano al doble del actual. Actualmente la tarifa está en 24 yenes/kW. Con el nuevo régimen, las viviendas que instalen el sistema FV durante el año 2009 obtendrán 50 yenes/kW de la energía que vendan a las compañías eléctricas; si lo instalan durante el año 2010 obtendrán 40 yenes/kW, bajando gradualmente el precio

por cada año posterior. Este régimen hace que se mantenga el precio que se ha fijado en el año de adquisición del sistema FV durante los 10 años siguientes.

El gobierno también quiere conseguir que el coste de instalación de los sistemas FV se reduzca a la mitad dentro de 3-5 años. Esto significaría que el coste sería de aproximadamente 350.000 yenes/kW (unos 2600€ aproximadamente). El régimen de compra de energía a precio fijo se eliminaría cuando el coste de instalación se redujera a la mitad tal y como está propuesto.

Otra manera de fomentar la energía fotovoltaica en Japón es incluyéndola en los teléfonos móviles. Existen móviles con un pequeño panel solar incorporado que permite recargar el teléfono mediante la luz solar. Con 30 minutos de exposición a la luz solar puede soportar unos 2 minutos de conversación y 140 minutos en espera. Un sistema muy eficaz si se queda uno sin batería y no se lleva el cargador encima. También se puede encontrar un panel solar que alimenta una luz de balizamiento en unas obras de carretera. Los usos de la energía fotovoltaica son múltiples y ayudan a la vida cotidiana de las personas. [4][14]



Figura 1.10. Teléfono móvil solar SOLAR PHONE (SH002)



Capítulo 2: Sistemas Fotovoltaicos

2.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías:

- Aislados ('stand alone')
- Conectados a red ('grid connected')

Normalmente se pueden distinguir tres elementos fundamentales en la estructura física de un sistema fotovoltaico: el campo fotovoltaico, sistema de acondicionamiento de la potencia, sistema de adquisición de datos. [1]

2.1.- Sistemas Fotovoltaicos Aislados

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible: ya a partir de distancia de más de 3Km de la red eléctrica, podría resultar conveniente instalar un sistema fotovoltaico para alimentar una vivienda.

Los sistemas aislados, suelen estar equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Durante la fase de insolación es necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son: módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor y sistema de acumulación (baterías de acumulación).

- La energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en baterías de acumulación. La carga es alimentada, a través del regulador de carga, por la energía acumulado en las baterías.
- El regulador de carga sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.
- Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción. Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos: bajo valor de autodescarga, larga vida útil, bajo mantenimiento y elevado número de ciclos de carga-descarga. La tecnología actual permite usar baterías de plomo ácido de larga duración (más de 6 años), con exigencias de mantenimiento casi nulas.
- La finalidad del inversor en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua (DC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (AC), necesaria para la alimentación directa de los usuarios. En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar. De todas maneras, en este tipo de instalaciones, el inversor no es un componente indispensable. [2]

2.2.- Sistemas Fotovoltaicos Conectados A Red

Los sistemas conectados en red, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

En este caso, se pueden obtener sistemas de alta fiabilidad integrando el sistema aislado con una fuente energética tradicional, por ejemplo, diesel (sistema híbrido diesel-fotovoltaico).

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía.

En los sistemas conectados a red es necesario conectar las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También se incluirá un sistema medición, mediante el que el propietario, una vez dispone del Regimen Especial de Producción de Energía (REPE), factura la producción de la planta.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico “grid connected” son: Módulos fotovoltaicos, Inversor para la conexión a red, dispositivo de intercambio con la red eléctrica y contador de energía bidireccional.

El dispositivo de intercambio con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

Finalmente, el contador de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

Ventajas:

- La ausencia de costes de combustible, con muy bajos costes de mantenimiento y escasos riesgos de avería.

- Los beneficios medioambientales inherentes a una fuente de energía no contaminante e inagotable. Este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmósfera como SO_2 , CO_2 , CO , Pb , etc., ya que introducen en la red eléctrica energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad mediante otras formas de energía como térmica, nuclear, etc. Contribuyen por tanto a la reducción de gases contaminantes y de efecto invernadero. [2]

2.3.- Elementos De Los Sistemas FV Conectados A Red

❖ La célula solar

Los componentes más importantes de un sistema FV son las células, que constituyen los bloques de construcción básicos de la unidad y se encargan de recoger la luz del sol. Generalmente, las células FV son de silicio cristalino, cortado en láminas de lingotes o bloques fundidos, o de cintas estiradas; o de capa delgada, depositada en capas delgadas en un soporte de bajo coste. La mayoría de las células producidas hasta ahora (el 90%) son del primer tipo, mientras que en los planes de futuro se contempla decididamente el segundo. Se prevé que la tecnología de capa delgada basada en silicio y otros materiales va a acaparar una cuota mucho mayor del mercado de la energía fotovoltaica. Esta tecnología ofrece varias ventajas, como su bajo consumo de material, poco peso, y aspecto uniforme.

Las células solares se pueden clasificar según el material del que estén fabricados. A continuación se describen los principales tipos:

- Silicio cristalino

El silicio cristalino sigue siendo la base de la mayoría de los módulos FV. Aunque en algunos parámetros técnicos no es el material ideal para las células solares, presenta las ventajas de que está ampliamente disponible, es muy conocido, y emplea la misma tecnología que la industria de la electrónica. Se han obtenido rendimientos superiores al 20% con células de silicio ya en fase de producción en

serie. Esto significa que se puede transformar en electricidad el 20% de la radiación solar recibida.

Al igual que el rendimiento de las células solares, su espesor también es un factor muy importante. Las obleas –láminas muy finas de silicio– son la base de las células solares cristalinas. Cuanto más finas sean las obleas, menos silicio se necesitará en cada célula solar y, por lo tanto, más bajo será el coste. El espesor medio de las obleas se ha reducido de 0,32 mm en 2003 a 0,17 mm en 2008. En el mismo periodo, el rendimiento medio ha aumentado del 14% al 16%. El objetivo para el año 2010 es reducir el espesor de las obleas a 0,15 mm y aumentar a la vez el rendimiento hasta una media del 16,5%.

Durante la producción de las obleas se pierde una cantidad considerable de valioso silicio en forma de pulpa de corte. La tecnología de cinta representa un enfoque alternativo. Evita las pérdidas de corte produciendo capas de silicio cristalino finas mediante una serie de técnicas, como la extracción de capas finas a partir de fusión, o la fusión de silicio en polvo en un sustrato. Al evitarse los procedimientos de corte, y las pérdidas de material que conlleva, se puede reducir significativamente la demanda de silicio por vatio de capacidad.

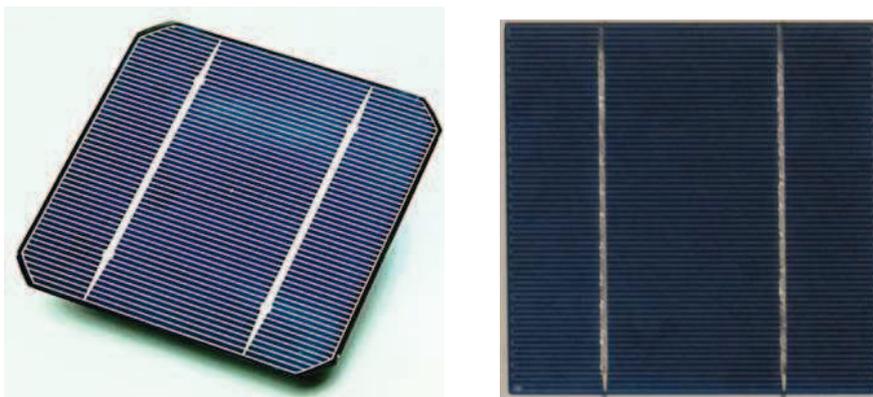


Figura 2.1. Si monocristalino y Si policristalino

- Capa delgada

Los módulos de capa delgada se construyen depositando capas extremadamente delgadas de materiales fotosensibles sobre soportes de bajo coste, como vidrio, acero inoxidable o plástico. Con ello se consigue reducir los costes de producción

en comparación con la tecnología cristalina, más intensiva en materiales, lo que le reporta una ventaja en precios que actualmente se ve contrarrestada por unos índices de rendimiento considerablemente inferiores.

En la actualidad hay tres tipos de módulos de capa delgada disponibles en el mercado. Se fabrican a partir de silicio amorfo (Si-a), diseleniuro de cobre e indio (CIS, CIGS) y telurio de cadmio (CdTe). Todos ellos tienen capas activas en la gama de espesores por debajo de unos pocos micrones. Así se consigue mayor automatización una vez que se alcanza un determinado volumen de producción, permitiendo simultáneamente un enfoque más integrado en la construcción de los módulos. El proceso es menos intensivo en mano de obra en comparación con el montaje de módulos cristalinos, en el que había que interconectar las células individuales.

La tecnología del silicio amorfo está basada también en el silicio, pero este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Los paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos como calculadoras y relojes. Su rendimiento máximo es del 13% en laboratorio y del 8% en módulos comerciales. De las tres tecnologías de capa delgada disponibles en el mercado, Si-a es la más importante en términos de producción e instalación, con un 5,2% del total del mercado en 2007.

Con el telurio de cadmio (CdTe) se consigue un rendimiento en laboratorio de 16% y 8% en módulos comerciales.

El arseniuro de galio (GaAs) es uno de los materiales más eficientes presentando un 25,7% de rendimiento en laboratorio y un 20% en módulos comerciales. Trabaja mejor a altas temperaturas aunque tiene defectos cristalinos importantes.

También se utiliza el fosforo de indio (InP) que es más difícil de preparar que el GaAs, y otros materiales como el antimoniuro de aluminio (SbAl) y la estibinita que tienen bajas movilidades.

Una escasez temporal de silicio ha brindado asimismo la oportunidad de aumentar la cuota de mercado de las tecnologías de capa delgada. Ya hay nuevas

compañías trabajando en el desarrollo de la producción de capa delgada sobre la base de un enfoque “rollo a rollo”. Esto significa que se recubre un sustrato flexible, como por ejemplo el acero inoxidable, con capas en un proceso continuo. La implantación con éxito de este método de producción ofrecerá oportunidades para un aumento significativo del rendimiento de la fábrica junto con una reducción de costes. EPIA prevé un crecimiento de la cuota de capa delgada hasta alcanzar aproximadamente el 20% de la producción total de módulos FV en el año 2010.

La capa delgada multicristalina sobre cristal (CSG) es una tecnología de capa delgada prometedora que está empezando a entrar en la fase de producción industrial. La tecnología microcristalina, en particular la combinación de silicio amorfo con silicio microcristalino (Si-a/Si-m), es otro enfoque con resultados prometedores.

- Otros tipos de células

Las células concentradoras funcionan enfocando la luz en una pequeña área mediante un concentrador óptico, como una lente Fresnel con índice de concentración de hasta 1.000. A partir de ahí se puede equipar la pequeña superficie con un material fabricado de semiconductores de compuesto III-V (de tipo arseniuro de galio multiunión), con lo que se consiguen rendimientos del 30%, y en laboratorios hasta el 40%. Los dos principales inconvenientes de los sistemas de concentrador son que no pueden utilizar la luz solar difusa y que deben orientarse siempre de forma muy precisa hacia el sol mediante un sistema de seguimiento.

Algunas características que se utilizan para la selección de células, y que determinan su calidad son: su superficie activa, el material antirreflectante, su forma geométrica, sus dimensiones y su eficiencia de conversión.

- ❖ El panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos o módulos fotovoltaicos son grupos de células FV incorporados a una unidad, generalmente soldándolos unos con otros bajo una lámina de vidrio. Su tamaño se puede adaptar al emplazamiento propuesto, y se instalan

rápidamente. También son sólidos, fiables y resistentes al agua. Los productores de módulos suelen garantizar un rendimiento energético del 80% de la capacidad nominal incluso al cabo de 20 ó 25 años.

Cuando se dice que una instalación FV tiene una capacidad de 3 kW, se considera el rendimiento del sistema en condiciones de prueba estándar (CPE), lo que permite efectuar comparaciones entre distintos módulos. En Europa Central, un sistema de electricidad solar con una capacidad nominal de 3 kW y una superficie de módulo aproximada de 23 m² (dependiendo de la tecnología), produciría energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad de un hogar concienciado del uso racional de la energía.

Características eléctricas:

- Curvas I-V

Una de las características eléctricas esenciales de los módulos fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V (intensidad-tensión). Los valores de tensión y corriente del módulo dependen de la insolación, de la temperatura de la célula, de la masa de aire que atraviese la radiación solar, y de la resistencia óhmica de la carga conectada. Para poder comparar unos módulos con otros se homogenizan las condiciones de medida de los valores de V e I.

- Potencia máxima de salida

Es la potencia máxima en vatios [W] que puede generar un módulo en las condiciones estándar de radiación incidente. La potencia pico es el producto de la tensión pico por la corriente pico.

- Temperatura de trabajo

La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo que tiene como consecuencia cambios en la producción de la energía. Una radiación de 1000W/m² es capaz de calentar una célula unos 30°C por encima de la temperatura del aire. A medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es

recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados. Esta característica condiciona enormemente el diseño de los sistemas de concentración.

Tipos de paneles según su forma:

- Paneles con sistema de concentración

Este modelo concentra la luz sobre los paneles fotovoltaicos mediante una serie de superficies reflectantes. Aunque el porcentaje de conversión no varíe, una misma superficie de panel producirá más electricidad ya que recibe una cantidad concentrada de fotones. Actualmente se investiga en sistemas que concentran la radiación solar por medio de lentes. La concentración de la luz sobre los paneles solares es una de las vías que están desarrollando los fabricantes para lograr aumentar la efectividad de las células fotovoltaicas y bajar los costes ya que disminuye también el tamaño de célula solar necesario.

- Paneles de formato “teja o baldosa”

Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.

- Paneles bifaciales

Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

❖ El generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico es la asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas, las cuales son subconjuntos de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

❖ Las estructuras soporte

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un óptimo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año. Deben estar diseñadas siguiendo el Código Técnico de Edificación, para soportar las inclemencias meteorológicas (viento y nieve), por tanto se suelen fabricar de materiales duros y resistentes a golpes y a abrasión, como por ejemplo el acero galvanizado en caliente, aleaciones de zinc-hierro, etc. Las estructuras soporte se adaptan a cualquier tipo de instalación, ya sea sobre suelo, tejado, pared o columna. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Se pueden clasificar en dos tipos:

- Fijas

Se colocan las placas solares sobre un soporte sencillo sin movimiento con una inclinación óptima para conseguir captar la mayor radiación solar posible, normalmente con inclinación de 30° y orientación sur. Estas estructuras son de fácil instalación y larga duración, por ello son las más comunes en las instalaciones.

- Con seguimiento solar

Para aprovechar la mayor cantidad posible de energía solar, y conseguir que la superficie colectora sea perpendicular a los rayos solares en todo momento, se necesita que dicha superficie esté dotada de un movimiento de seguimiento del sol. Utilizando el seguimiento, la energía total recibida en un día puede ser del orden de un 35% mayor que para el mismo colector estático. Aunque este rendimiento se ve reducido en los casos de frecuentes nublados y en todas aquellas condiciones climatológicas en las que la relación entre la energía recibida por radiación directa y la recibida por radiación difusa tienda a disminuir, el aumento de energía así

conseguido compensa sobradamente en muchos casos prácticos el consumo de energía y el coste de los propios mecanismos de seguimiento.

Los dos tipos de seguimiento que pueden llevarse a cabo son:

1. Seguimiento Ecuatorial

Este sistema de seguimiento consiste en disponer el sistema según dos ejes paralelos a los de la Tierra (N-S/E-O), de forma que el eje Norte-Sur proporcione el movimiento diurno y el eje Este-Oeste oriente el eje del concentrador de manera que el ángulo que forme con el eje polar sea el complementario de la declinación. Se suele emplear este sistema en estructuras pequeñas y ligeras ya que todo el peso de la estructura gravita sobre un eje inclinado.

El seguimiento se puede realizar con los dos ejes o, empleando únicamente el eje polar, dado que la inclinación se puede ajustar de un día a otro en cada período de tiempo de acuerdo a la declinación y dependiendo de la precisión del citado seguimiento.

2. Seguimiento Acimutal

Este sistema es el más empleado en seguimientos de precisión, sobre todo cuando se trata de estructuras pesadas. Uno de los ejes es vertical y proporciona el seguimiento en acimut y el otro eje es horizontal y proporciona el seguimiento de altura. El seguimiento se realiza en los dos ejes. Para ello se calcula la posición en función de dos ángulos:

- El ángulo de inclinación β está definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (Figura 2.2.). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- El ángulo de acimut α está definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (Figura 2.2.). Los valores típicos son 0° para

módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

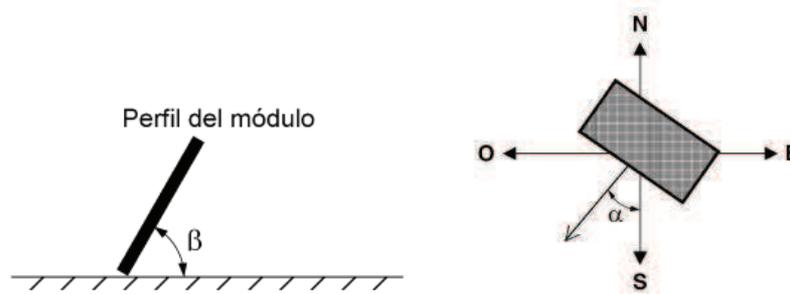


Figura 2.2. Orientación e inclinación de los módulos

El seguimiento se puede realizar por distintos métodos: por sensores, por reloj solar o por coordenadas calculadas.

❖ Los cables de conexión

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

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 DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones. [2][4][7][13]

❖ El inversor

Los inversores se usan para convertir la corriente continua (DC) producida por un generador FV en corriente alterna (AC) compatible con la red de distribución de electricidad local. Esto es fundamental para los sistemas FV conectados a la red. Los inversores se ofrecen en una amplia variedad de clases de potencias, desde algunos cientos de vatios, pasando por la gama más común de varios kW (de 3 kW a 6 kW), hasta los inversores centrales para sistemas a gran escala, con 100 kW o superiores. [1]



Capítulo 3: Inversor Fotovoltaico

3.- INVERSOR FOTOVOLTAICO

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. El inversor es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (SPMP) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

En un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica, la potencia en corriente continua (DC) generada por el equipo fotovoltaico debe convertirse a corriente alterna (AC) para poder ser inyectada en la red eléctrica. Este requisito hace imprescindible la utilización de un inversor que convierta corriente continua en corriente alterna, para conseguir un flujo de energía.

Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico deberán disponer de un buscador del punto de máxima potencia (SPMP), que continuamente ajusta la impedancia de carga para que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema.

Los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos serán del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. [1][5]

3.1.- Tipos Y Clasificación

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores: los autoconmutados y los conmutados de línea.

- Los inversores conmutados de línea usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- Los inversores autoconmutados usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET.

Los primeros inversores comercializados para aplicaciones solares fotovoltaicas de conexión a la red eran inversores conmutados de línea. Posteriormente se usaron los inversores autoconmutados, que usaban modulación de ancho de pulso (PWM) e incluían transformadores de línea o de alta frecuencia. Este tipo de inversores puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica, y son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red. Gracias a todas estas ventajas, la gran mayoría de inversores usados actualmente en aplicaciones con fuentes de energía distribuida, como la fotovoltaica, son inversores autoconmutados.

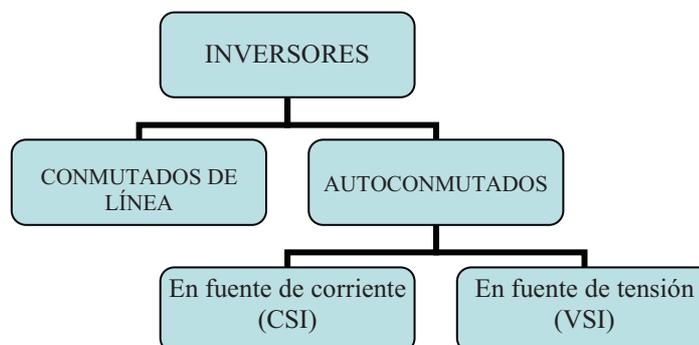


Figura 3.1. Clasificación de los inversores

Los inversores autoconmutados se dividen en inversores en fuente de corriente (CSI) y en inversores en fuente de tensión (VSI). Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI la fuente de entrada constante es de tensión. En el caso de sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua del equipo solar es la fuente de tensión del inversor, por lo que los inversores empleados en estas aplicaciones son VSI.

Las nuevas tecnologías basadas en convertidores multinivel se han ido abriendo paso en el campo de las aplicaciones fotovoltaicas con conexión a la red, y actualmente se presentan en el área de las aplicaciones de media y alta tensión como una alternativa de peso a los convertidores de dos niveles tradicionales.

La tecnología multinivel se basa en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua. Cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada continua, más escalonada es la forma de onda de la tensión de salida, de modo que tiende cada vez más a una onda senoidal, minimizándose así la distorsión armónica.

Actualmente los inversores tradicionales de dos niveles son los únicos fabricados para aplicaciones estrictamente fotovoltaicas. En el campo de las fuentes de energía distribuida, los inversores multinivel, en especial los de tres niveles, se han presentado como una buena solución de rendimiento y coste en la generación de energía eólica. El éxito de los inversores de tres niveles para soluciones eólicas de media tensión ha fomentado el estudio para su aplicación en sistemas fotovoltaicos con conexión a la red.

Gracias al continuo aumento de los niveles de potencia en los equipos fotovoltaicos, cada vez se tiende más hacia la conexión en serie de paneles solares con niveles medios de tensión. Las topologías de tres niveles son especialmente interesantes en este tipo de sistemas, ya que permiten incrementar el nivel de potencia usando dispositivos de baja tensión. Al igual que en el caso de los sistemas eólicos, las características requeridas en los sistemas fotovoltaicos son bajo coste, buena regulación de línea y alta eficiencia.

Las principales ventajas que presenta un inversor de tres niveles frente al inversor de dos niveles convencionales son las siguientes:

- Permiten trabajar con niveles medios de tensión utilizando dispositivos de baja tensión, ya que estos dispositivos sólo están sometidos a la mitad de la tensión que reciben por la entrada de corriente continua.
- Permiten trabajar con niveles mayores de potencia, ya que los dispositivos están sometidos a menos estrés.
- Reducen la distorsión armónica de las formas de onda en la parte de alterna, con lo que los filtros de salida son menores, y la respuesta dinámica más rápida.

No obstante, la experiencia práctica revela ciertas dificultades técnicas que complican su aplicación en convertidores de alta potencia. Las principales limitaciones que presenta son que al aumentar el número de niveles se incrementa la complejidad del control y que introduce problemas de desequilibrio en las tensiones de los condensadores del bus de continua. [1][2]

3.2.- Topologías

Los inversores se pueden clasificar también dependiendo de la topología de sus circuitos de potencia.

Los dispositivos electrónicos reales suelen conducir la corriente sólo en una dirección y es muy habitual encontrarse con corrientes negativas (cuando hay cargas R-L) por lo que se disponen diodos en paralelo con los interruptores para garantizar una continuidad de la corriente.

3.2.1.- Topologías monofásicas

❖ Medio puente (Half Bridge)

Los condensadores son iguales. La tensión máxima que deben soportar los interruptores de potencia es la de la fuente más las sobretensiones que originen los circuitos. La tensión máxima en la carga es la mitad de la fuente. La topología es adecuada cuando se tienen baterías de tensión elevada donde se conectan cargas que demanden potencias medias. Cuando se cierra el interruptor S_1 la tensión en la carga es $-V_{cc}/2$ y cuando se cierra el interruptor S_2 , la tensión es $V_{cc}/2$.

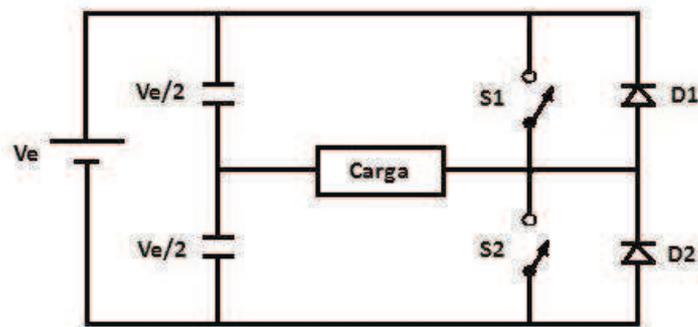


Figura 3.2. Inversor monofásico de medio puente.

❖ Puente completo (Full Bridge)

Se sustituyen los condensadores por interruptores. La tensión máxima que deben soportar los interruptores de potencia serán la de la fuente más las sobretensiones que originen los circuitos. La tensión máxima en la carga será la de la fuente, lo que permitirá trabajar con menores corrientes para las mismas potencias. La topología es adecuada cuando se tengan baterías de tensión elevada donde se conecten cargas que demanden potencias elevadas. Cuando se cierran los interruptores S_1 y S_4 la tensión en la carga es V_{cc} , y cuando se cierran los interruptores S_2 y S_3 , la tensión es $-V_{cc}$.

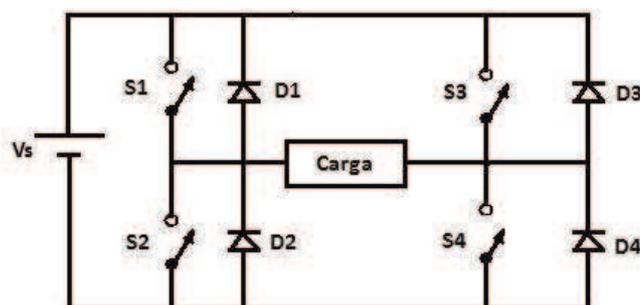


Figura 3.3. Inversor monofásico de puente completo.

❖ Push-Pull

Incluye un transformador de toma media (equivalente a dos devanados en el primario). Este tipo de transformadores empeora bastante el rendimiento de los circuitos, por lo que no es aconsejable el uso de esta topología para potencias elevadas (>10 kVA).

La tensión que deben soportar los interruptores de potencia será dos veces la de la fuente de alimentación, más las sobretensiones que originen los circuitos prácticos, que en este caso serán mayores debido a la inductancia de dispersión del transformador. Sólo utiliza dos interruptores de potencia y ambos referidos a masa por lo que su control es sencillo (el circuito de disparo no necesita aislamiento).

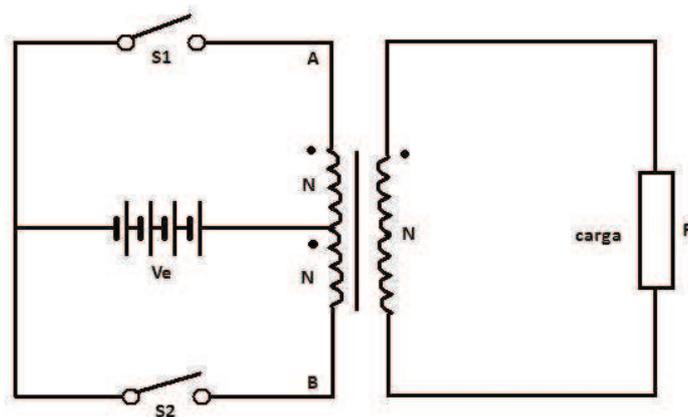


Figura 3.4. Inversor monofásico Push-Pull.

3.2.2.- Topologías trifásicas

❖ Puente trifásico de tres ramas

La aplicación principal de este circuito es el control de la velocidad de los motores de inducción, donde se varía la frecuencia de salida. Cada interruptor tiene un ciclo de trabajo del 50% y el desfase entre la apertura del interruptor de una fase y de la siguiente es de $T/6$ (60°). Los interruptores S_1 y S_4 abren y cierran de forma complementaria, al igual que S_2 - S_5 y S_3 - S_6 . Los interruptores deben estar coordinados de manera que no se produzcan cortocircuitos en la fuente. Cuando se tenga la carga conectada en estrella, la tensión de la carga en cada fase es la tensión de línea a neutro.

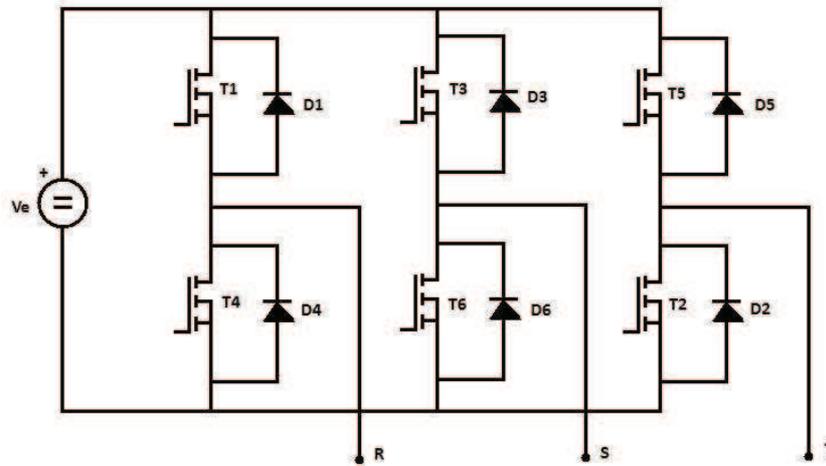


Figura 3.5. Inversor trifásico con puente de tres ramas.

❖ Puente trifásico de seis ramas

Presenta más interruptores que el puente de tres ramas (el doble), pero la tensión generada es más parecida a una senoidal, con lo que se reduce notablemente el contenido en armónicos de la onda. Al presentar un menor contenido en armónicos que los precedentes, puede no ser necesario el uso de un filtro a la salida, con lo que disminuirá el tamaño y los costes. [10]

3.3.- Requisitos Para El Inversor En El Sistema Fotovoltaico

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Su principio de funcionamiento será autoconmutado con fuente de corriente.
- Dispondrá de sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

Desde el punto de vista de la seguridad, los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante) incorporando protecciones frente a:

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

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

En lo que respecta a su manejo, cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

Las características de rendimiento de los inversores empleados en sistemas fotovoltaicos serán las siguientes, de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas para Sistemas Solares Fotovoltaicos del I.D.A.E.:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 y 88%, respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5kW y del 90 al 92% para inversores mayores de 5kW.



- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 22 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 32 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso se cumplirá la legislación vigente.
- En cuanto a las condiciones de trabajo, los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40°C de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa. [7]



Capítulo 4: Los Armónicos

4.- LOS ARMÓNICOS

Una tensión armónica es una tensión senoidal cuya frecuencia es múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación. Según Fourier, cualquier señal periódica, por compleja que sea, se puede descomponer en suma de señales senoidales cuya frecuencia es múltiplo de la fundamental.

$$s(t) = \sum_1^{n \rightarrow \infty} (A_0 + A_1 \cdot \text{sen}(2\pi \cdot f_1) + A_2 \cdot \text{sen}(2\pi \cdot 2f_1) + \dots + A_n \cdot \text{sen}(2\pi \cdot nf_1))$$

Ecuación 4.1.

Esta expresión matemática permite descomponer cualquier señal en suma de señales senoidales, donde f_1 es la frecuencia de la componente fundamental y A_0, A_1, A_2, \dots son las amplitudes de las distintas senoides cuya expresión matemática para calcularlas también están definidas en las series de Fourier.

En general, los armónicos son producidos por cargas no lineales, lo cual significa que su impedancia no es constante (está en función de la tensión). Estas cargas no lineales a pesar de estar alimentadas con una tensión senoidal absorben una intensidad no senoidal, haciendo que la corriente quede desfasada un ángulo φ respecto a la tensión. Para simplificar a la hora de hacer cálculos, se considera que las cargas no lineales se comportan como fuentes de intensidad que inyectan armónicos en la red. Los componentes que suelen originar armónicos son: los variadores de velocidad, balastos electrónicos, equipos informáticos y en general cualquier tipo de carga con componentes activos, tales como diodos, transistores, tiristores, etc.

Las características que definen a los armónicos son las amplitudes de cada armónico y el orden del armónico.

❖ Orden del armónico

El orden del armónico es el número entero de veces que la frecuencia de ese armónico es mayor que la de la componente fundamental. Por ejemplo, el armónico de

orden 3 es aquel cuya frecuencia es 3 veces superior a la de la fundamental, o lo que es lo mismo, si la fundamental es de 50 Hz el armónico de orden 3 tendría una frecuencia de 150 Hz. El armónico fundamental se considera de orden 1.

Los armónicos se pueden clasificar en dos tipos: los impares y los pares. Los armónicos impares son los que se encuentran habitualmente en las instalaciones eléctricas, industriales y edificios comerciales. Los armónicos de orden par sólo existen cuando hay asimetría en la señal debida a la componente continua.

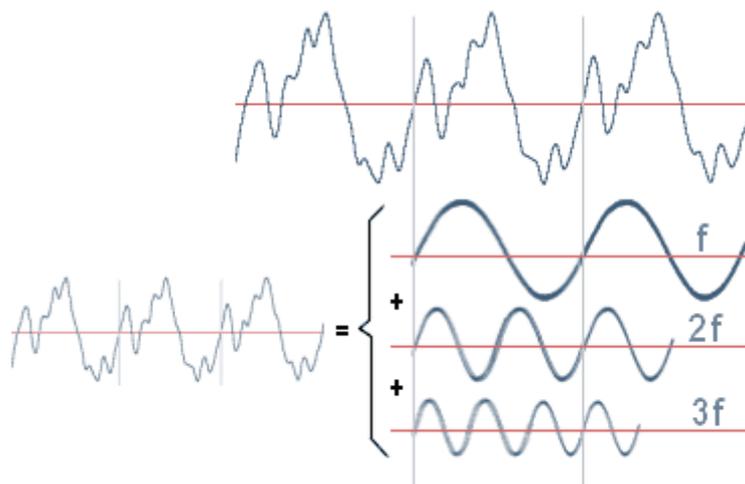


Figura 4.1. Los armónicos

❖ Espectro armónico

El espectro armónico permite descomponer una señal en sus armónicos y representarlo mediante un gráfico de barras, donde cada barra representa un armónico, con una frecuencia, un valor eficaz, magnitud y desfase.

El espectro armónico es una representación en el dominio de la frecuencia de la forma de onda que se puede observar con un osciloscopio. Cada barra representa un armónico, pudiendo tener armónicos de orden 3, 5, ... El espectro armónico de una señal deformada llega hasta el infinito, sin embargo por convenio se limita el número de armónicos que se analizan, ya que por encima del orden 40 raras veces se tienen armónicos de un valor significativo que pueda perturbar el funcionamiento de los equipos y elementos conectados a la instalación eléctrica.

En una instalación eléctrica, donde por ella sólo circula corriente alterna, el espectro está formado por componentes armónicos de orden impar. Los armónicos de orden par aparecen principalmente cuando circulan tensiones o corrientes con componente continua. [6]

4.1.- Distorsión Armónica

La Ecuación 4.2. muestra cómo toda señal periódica no senoidal $i(t)$ puede descomponerse en la suma de su componente fundamental $i_1(t)$ (componente a la frecuencia de red, que en España es de 50 Hz) y de sus h componentes armónicas $i_h(t)$ (componentes cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la fundamental).

$$i(t) = i_1(t) + \sum_{h \neq 1} i_h(t)$$

Ecuación 4.2.

La distorsión armónica de una forma de onda representa el contenido en armónicos que tiene esa señal. La cantidad de distorsión que presenta una forma de onda de tensión o corriente se cuantifica mediante un índice llamado *distorsión armónica total* (THD), definido para tensiones y corrientes por las ecuaciones 4.3. y 4.4., donde V_1 y I_1 son las componentes fundamentales de tensión y corriente respectivamente, y V_h y I_h los armónicos h . Todos en términos eficaces.

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}$$

Ecuación 4.3.

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

Ecuación 4.4.

El factor de potencia (FP) se puede definir como el producto del factor de potencia de desplazamiento (FPD) y del ratio I_1/I_s .

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{I_1}{I_s} \cdot FPD$$

Ecuación 4.5.

donde $FPD = \cos\varphi$, siendo φ el ángulo de desfase entre tensión y corriente.

El factor de potencia está íntimamente ligado a la distorsión armónica. A mayor distorsión armónica mayor es la corriente total I_s respecto su componente fundamental I_1 (ya que el resto son armónicos), de modo que el factor de potencia disminuye. Por lo tanto, la presencia de armónicos en la corriente tiene un efecto muy negativo sobre la eficiencia con la que el equipo proporciona potencia a la red y es un aspecto muy importante a controlar, no sólo a nivel de seguridad sino también de efectividad.

La distorsión armónica total de la onda de corriente generada por el inversor, THD_I , es una medida de la calidad de la energía generada por el inversor sobre la que existe normativa internacional (IEC 61000-3-2 e IEEE Std 929-2000). En ella se indica que la THD_I sea inferior al 5% cuando la distorsión armónica total de la onda de tensión de la red eléctrica a la que está conectado sea inferior al 2%, además de que cada armónico individual sea inferior a un valor determinado. [3][6][7]

4.2.- Efectos y consecuencias de los armónicos

Cualquier señal que circule por la instalación eléctrica, ya sea de corriente o de tensión, y cuya forma de onda no sea senoidal, puede provocar daños en ella o en los equipos conectados a la misma.

- a) Calentamientos (conductores, hilo de neutro y otros dispositivos)

El calentamiento es uno de los efectos más importantes de los armónicos. Se puede producir en los devanados de los transformadores, motores, conductores en general y especialmente en el hilo de neutro.

Debido al efecto piel, a medida que la frecuencia de la tensión o corriente aumenta, ésta tiende a circular por el exterior del conductor desaprovechando parte de la sección, lo que significa que aumenta la resistencia del cable. Esta mayor resistencia, unida a la circulación por el exterior provoca un aumento de la temperatura del cable, con el consiguiente peligro de dañar el aislamiento del mismo y llegar, en ciertos casos, a generar un foco de incendio, en especial si el cable no está protegido contra el fuego.

Los conductores de neutro se ven especialmente perjudicados porque es habitual diseñarlos con una sección igual a la mitad de la sección de los conductores de fase, ya que cuando el sistema está equilibrado la corriente por el neutro debería ser cero.

b) Salto de protecciones

Las señales con armónicos pueden tener un valor de corriente eficaz rms muy pequeño y sin embargo alcanzar un valor de pico muy grande. Este hecho hace que equipos de protección, magnetotérmicos y diferenciales puedan saltar.

c) Resonancia

Un condensador en paralelo con una bobina forma un circuito resonante, capaz de amplificar las señales de una determinada frecuencia. Este circuito resonante puede amplificar ciertos armónicos, pudiendo hacer que los efectos de estos sean todavía más perjudiciales, llegando a quemar las baterías de condensadores.

d) Vibraciones y acoplamientos

Las altas frecuencias de los armónicos y las subidas y bajadas rápidas de las señales distorsionadas provocan interferencias electromagnéticas que pueden ser radiadas o conducidas. Las interferencias electromagnéticas pueden provocar: vibraciones en cuadros eléctricos y transformadores, y/o acoplamientos en redes de comunicación como las de telefonía o redes de ordenadores.

e) Deterioro de la forma de onda de tensión (achatamiento)

Cuando una instalación eléctrica tiene una gran cantidad de armónicos, la corriente distorsionada generada por las cargas puede provocar una deformación de la forma de onda de tensión, llegando a presentar achatamiento o aplanamiento en la parte superior e inferior de la forma de onda cuando la distorsión es importante. Este achatamiento hace que la señal no alcance el valor de pico adecuado, provocando el mal funcionamiento de los puentes de diodos, que se encuentran en fuentes de alimentación, o en convertidores de frecuencia, que consumen corriente cuando la señal de tensión alcanza su valor máximo.

f) Tensión entre neutro y tierra distinto de cero

La circulación de corriente por el conductor de neutro provoca una caída de tensión entre neutro y tierra, ya que la resistencia del cable de neutro no es cero. Esta tensión perjudica la calidad de la red y puede tener efectos nefastos sobre la instalación. Por ello, además de mantener la tensión entre neutro y tierra a cero, es recomendable tener un buen sistema de tierras y que las conexiones de los equipos no formen lazos entre ellos para evitar la circulación de corrientes parásitas y disminuir el riesgo de daños en los equipos.

g) Consecuencias de los armónicos en componentes conectados a las instalaciones

- Motores asíncronos: La circulación de corrientes armónicas por los devanados del motor provocan calentamientos en los mismos, lo que pone en peligro el aislamiento térmico del arrollamiento. También puede producirse una pérdida de rendimiento y reducción de la vida del motor.
- Cables: Los cables presentan una impedancia que depende de la frecuencia. A mayor frecuencia, mayor es la impedancia del cable, con lo que la calidad de la alimentación eléctrica se deteriora y se puede producir un excesivo calentamiento.
- Condensadores: Éstos disminuyen su impedancia con la frecuencia, con lo que cuanto mayor sea la frecuencia mayores posibilidades de corrientes parásitas, acoplamiento entre cables, mal funcionamiento de las protecciones y relés. Hay peligro de sobrecarga por el efecto de la resonancia.

- Transformadores: Los armónicos producen varios efectos sobre los transformadores. Calienta el bobinado, aumenta la impedancia de fuente y produce pérdidas debidas a las corrientes de Foucault. La impedancia del transformador aumenta con la frecuencia, con lo que la distorsión armónica total de tensión (THD_v) también aumenta.

4.3.- Soluciones Para Disminuir El Efecto De Los Armónicos

La solución al problema de los armónicos es eliminar los síntomas y no el origen, ya que los aparatos que crean los armónicos generalmente constituyen una pequeña parte de la carga y eliminar su uso no es posible, además de que modificar esos equipos para que no causen armónicos tampoco es factible. Lo que queda es reducir los síntomas incrementando la tolerancia del equipo y del sistema a los armónicos o modificar los circuitos y los sistemas para reducir su impacto, y atrapar o bloquear los armónicos con filtros. En casos de sobrecarga, daño de equipo o diseño inapropiado, estas causas que generan armónicos pueden ser corregidas, modificando o reemplazando dichos equipos.

Lo primero que se recomienda en caso de problemas de armónicos es la inspección del equipo y del circuito eléctrico. Estos problemas son originados por cargas desequilibradas, mala conexión a tierra, problemas con el conductor de neutro o con el equipo y por uso inapropiado. Los problemas de puesta a tierra contribuyen de un 33 a un 40% en los problemas relacionados con la calidad de energía.

A continuación se describen diferentes soluciones electrotécnicas con las cuales se pueden atenuar o evitar que los armónicos sigan causando serios problemas y para prevenir que no los causen en el futuro.

4.3.1.- Sobredimensionamiento

En una instalación donde la presencia de armónicos es relativamente importante, si el transformador trabaja en límites próximos al 75% de su potencia nominal, se pueden presentar síntomas de notable relevancia, como consecuencia de las cargas



deformantes, pudiendo apreciar manifestaciones tales como vibraciones y ruidos, sobrecalentamientos y disfunciones en los elementos de protección (magnetotérmicos y diferenciales).

Estos fenómenos acaban afectando principalmente a la calidad de la tensión, provocando una distorsión armónica total de tensión elevada. Al tener una mala calidad de tensión, los mismos armónicos de la instalación se comportan incrementando sus tasas de distorsión y se llega a unos términos en los que hay que tomar soluciones, ya que una tensión distorsionada puede provocar el anómalo funcionamiento de determinados receptores.

Con fuentes de mayor potencia y pletinas y cables de mayor sección, se consigue que el efecto de los armónicos en las instalaciones, provoque menos incidencias y tarde más en manifestarse.

Al tener mayor potencia de fuente, la distorsión de tensión será menor (la calidad de la tensión será mejor) ya que la relación de la potencia armónica respecto a la potencia de la fuente es menor. De esta manera la impedancia de la instalación es más baja gracias al sobredimensionamiento de la fuente.

Si los armónicos tienen una sección mayor de cable o de pletina por donde circular, el efecto piel tendrá menor incidencia provocando un menor calentamiento de los conductores y de las protecciones.

En resumen, como consecuencia de este sobredimensionamiento la impedancia total de la instalación disminuye, evitando que aumenten las pérdidas por efecto Joule ocasionadas por los armónicos al ofrecer una sección mayor en cables y pletinas.

4.3.2.- Transformadores

Los transformadores generalmente utilizados como elementos de adaptación de tensión, en ocasiones se utilizan para cambiar el régimen de neutro de la instalación o para generar un aislamiento galvánico entre elementos de electrónica de potencia o como medida suplementaria de seguridad contra contactos directos.



Hoy en día los transformadores también tienen su aplicación en el campo de los armónicos, precisamente gracias a la propiedad de poder aislar las cargas de la fuente y añadiéndole las distintas posibilidades de sus configuraciones de conexión y de construcción.

Estos transformadores permiten poder tener una determinada carga o conjunto de cargas, susceptibles de causar problemas a otros equipos, controladas en una zona concreta de la instalación, para que no perjudiquen al resto.

En sistemas trifásicos compensados, la corriente fundamental y las de los armónicos 5°, 7°, etc. se anulan mutuamente, mientras que las corrientes monofásicas del tercer armónico tienen el mismo decalaje de fase y, por consiguiente, se acumulan en el conductor neutro, retornando una corriente igual a tres veces las de las fases.

La circulación de corrientes importantes por el neutro debidas al armónico tercero y los múltiplos de tres, generan un desprendimiento de calor significativo debido al efecto Joule. Otro inconveniente de esta circulación es debido generalmente a su capacidad de deformar la tensión, haciéndola perder su carácter senoidal.

Los transformadores utilizados específicamente para el confinamiento y control de los armónicos en una determinada zona de la instalación, se construyen con unos materiales y características especiales para este fin, ya que han de estar preparados para poder soportar en permanencia los efectos de los armónicos, con la misión de mantener unas prestaciones mínimas de calidad de tensión.

Los transformadores más utilizados en caso de cargas monofásicas son los de triángulo-estrella, que retienen los armónicos de orden tres y sus múltiplos. Si las cargas son trifásicas, es más adecuado utilizar transformadores de doble secundario para conseguir un desfase de 30° en las tensiones de sus dos salidas.

4.3.3.- Filtros pasivos

Los filtros pasivos son los más simples y económicos, pero menos flexibles y efectivos para filtrar armónicos. Los filtros antiarmónicos suelen ser del tipo LC. Este filtro dispone de una bobina serie y, en paralelo, la que sintoniza con el armónico a



eliminar, cerrando las bobinas con unos condensadores entre fases. Son elementos puramente pasivos, usados como circuitos en paralelo en la entrada de los servicios con problemas de generación de armónicas, evitando de esta manera que entren al sistema de distribución. También los filtros pueden instalarse directamente en un equipo particular donde existe un grave problema de generación de armónicas, evitando de esta manera que circulen en la propia instalación eléctrica del usuario.

El comportamiento de los filtros pasivos es ser sensitivos a la impedancia del sistema para los cuales han sido ajustados. Para aplicaciones en las que la impedancia del sistema puede cambiar a lo largo del tiempo, se corre el riesgo de que quede obsoleto ya que con toda probabilidad, habrá cambiado el espectro armónico de las cargas o el de la instalación. Los filtros pasivos con frecuencia no proporcionan un comportamiento satisfactorio, bajo ciertas circunstancias pueden causar problemas de resonancia sobre el sistema donde están conectados.

La atenuación serie (intercalar una inductancia serie entre la fuente y la carga) es una solución que se ha adoptado recientemente para proteger las baterías de condensadores, utilizadas en la compensación de la energía reactiva, cuya impedancia disminuye de manera importante como consecuencia de los armónicos, ya que éstos circulan por el punto donde menor resistencia les ofrece y acaban pasando por el interior de los condensadores, pudiendo llegar a destruirlos.

4.3.4.- Filtros activos

Los filtros activos analizan cada una de las fases de manera permanente, teniendo en cuenta la forma de la corriente de carga. De este análisis se extrae el espectro armónico, que está constituido por la suma de la intensidad fundamental y la de todos u cada uno de los armónicos. El filtro genera una señal de corriente que es igual a la diferencia entre la corriente de carga y la intensidad fundamental. Esta diferencia que es la suma de las corrientes armónicas desfasada 180° , se inyecta a la carga de tal manera que la resultante será una corriente senoidal igual a la intensidad fundamental de la fuente.

El filtro activo se intercala en paralelo entre la fuente y la carga, teniendo que dimensionarse exclusivamente para las corrientes armónicas y no para la corriente total.

El principio de la compensación activa, consiste en utilizar la electrónica de potencia para poder generar las componentes armónicas que anulen a las de las cargas no lineales, reinyectando esta corriente en sentido contrario a través de su propio puerto de alimentación, consiguiendo así anular en el punto de inserción los armónicos que provienen de la carga.

4.3.5.- Dispositivos diferenciales

Con el incremento de los armónicos en las instalaciones, algunos dispositivos de protección se ven afectados, produciéndose disparos de alguna de las protecciones diferenciales ante situaciones en las que no debería haberse producido este fenómeno, teniendo en cuenta las características técnicas de los equipos de protección.

Las causas más comunes de disparos de los diferenciales son como consecuencia de: sobrecargas transitorias, circulación de corrientes de cortocircuito (I_{cc}), corriente de arranque de motores, corriente de arranque de fluorescencias, cierre sobre cargas capacitivas, descargas electrostáticas, corrientes armónicas, disparos por simpatía y pérdidas transitorias de régimen de neutro.

Se han desarrollado diferentes gamas de diferenciales para las distintas aplicaciones, por lo que se pueden describir distintos diferenciales clasificados por su tipo: tipo AC, tipo A y tipo B.

- Tipo AC: están protegidos contra disparos intempestivos debido a sobrecargas transitorias y tienen un funcionamiento correcto con corrientes de fuga a tierra perfectamente senoidales, detectando solamente fugas de corriente alterna, por tanto son insensibles a las corrientes rectificadas, con o sin una componente continua.
- Tipo A: están protegidos contra disparos intempestivos debido a sobrecargas transitorias y han sido preparados para que funcionen correctamente con corrientes rectificadas y con una componente continua de hasta 6 mA.

- Tipo B: están protegidos contra disparos intempestivos debido a sobrecorrientes transitorias y se han diseñado para un funcionamiento correcto con cualquier componente continua.

4.3.6.- Interruptor magnetotérmico

La manera en que se ve afectado el interruptor magnetotérmico, es consecuencia de la circulación de los armónicos por su interior, ya que estas protecciones están diseñadas para provocar la apertura del circuito, cuando sean atravesados por una intensidad superior a la nominal.

Los interruptores magnetotérmicos disponen de una lámina bimetálica o bilámina, cuya misión es la de soportar una determinada temperatura en función de la intensidad que la atraviese. Cuando las corrientes armónicas de elevada frecuencia circulan a través de esta bilámina, se produce un aumento de su resistencia óhmica, debido al efecto piel, lo que ocasiona un calentamiento adicional por el efecto Joule, que hace disparar el interruptor a intensidades inferiores a la nominal. [6]

4.4.- Filtrado De La Tensión De Salida

El objetivo del filtrado es ofrecer a la carga únicamente el primer armónico de la tensión que ha sintetizado el inversor, prescindiendo de los armónicos de orden superior que esta tensión lleva asociados.

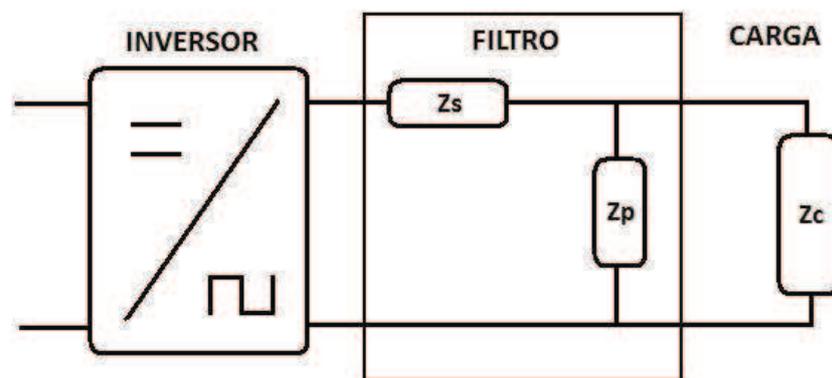


Figura 4.2. Filtro de salida: Configuración en L generalizada.

Interesa que Z_s sea muy baja para el armónico fundamental y muy alta para los demás; Z_p al contrario, muy elevada para el armónico fundamental y muy baja para el resto de los armónicos.

Esto se consigue mediante ramas resonantes sintonizadas a la frecuencia del armónico fundamental.

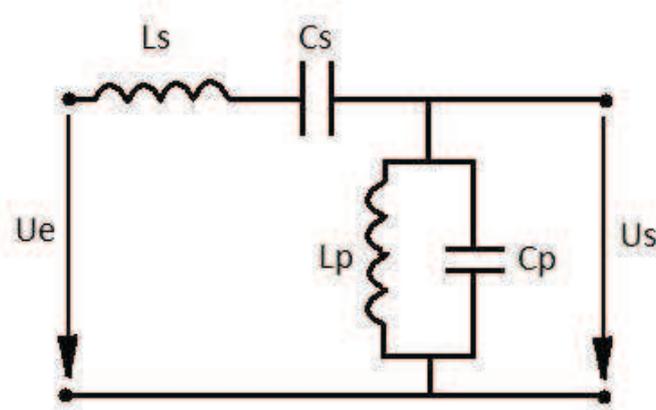


Figura 4.3. Filtro en L con ramas resonantes.

Diseñando el filtro de forma que se cumpla:

$$\omega_1 \cdot L_s = \frac{1}{\omega_1 \cdot C_s}$$

Ecuación 4.6.

$$\omega_1 \cdot L_p = \frac{1}{\omega_1 \cdot C_p}$$

Ecuación 4.7.

conseguimos que a la frecuencia del armónico fundamental:

$$Z_s = 0$$

$$Z_p = \infty$$

Esto supone que el armónico fundamental pasa íntegro a la carga, y el resto de los armónicos quedan atenuados por un factor que para este filtro en concreto se puede cuantificar mediante la siguiente expresión:

$$\frac{Us(n)}{Ue(n)} = \left[1 - \left(n - \frac{1}{n} \right)^2 \cdot \frac{Cp}{Cs} \right]^{-1}$$

Ecuación 4.8.

Cada armónico es reducido en un factor proporcional al cuadrado de su frecuencia.

Si en algún caso tras el filtro en L todavía se quiere eliminar algún armónico en particular, por ejemplo el tercero, se sintonizará una rama resonante L3-C3 a esta frecuencia (triple de la fundamental):

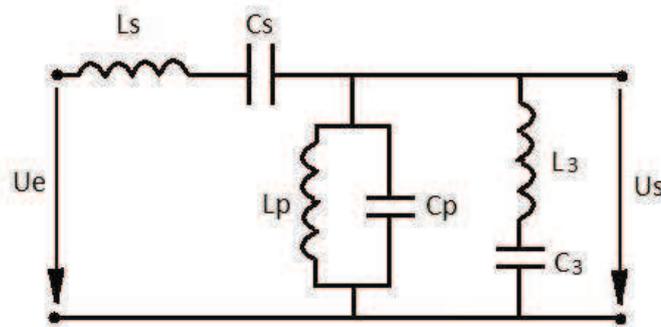


Figura 4.4. Filtro de 6º orden con tres ramas.

El filtro total es un filtro de 6º orden con tres ramas:

- La rama serie (Ls, Cs) sintonizada a la frecuencia fundamental
- La rama para el tercer armónico (L3, C3)
- La rama paralelo (Lp, Cp)

Se debe hacer notar que el cálculo de L3, C3 y Lp, Cp ya no se puede hacer de manera independiente.

También hay que nombrar el hecho de que algunas cargas tienen un efecto de filtro, como por ejemplo un motor de inducción, que como carga tiene un carácter altamente inductivo, y filtra la corriente que absorbe cuando es alimentada con una tensión PWM. [10]



Capítulo 5: Medidas Experimentales

5.- MEDIDAS EXPERIMENTALES

5.1.- Localización Del Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico utilizado para las mediciones del presente proyecto están situadas en la azotea del edificio Betancourt de la Universidad Carlos III de Madrid, en Leganés (Avda. de la universidad, 30). En la Figura 5.1 se muestra dicho edificio como el número 1.

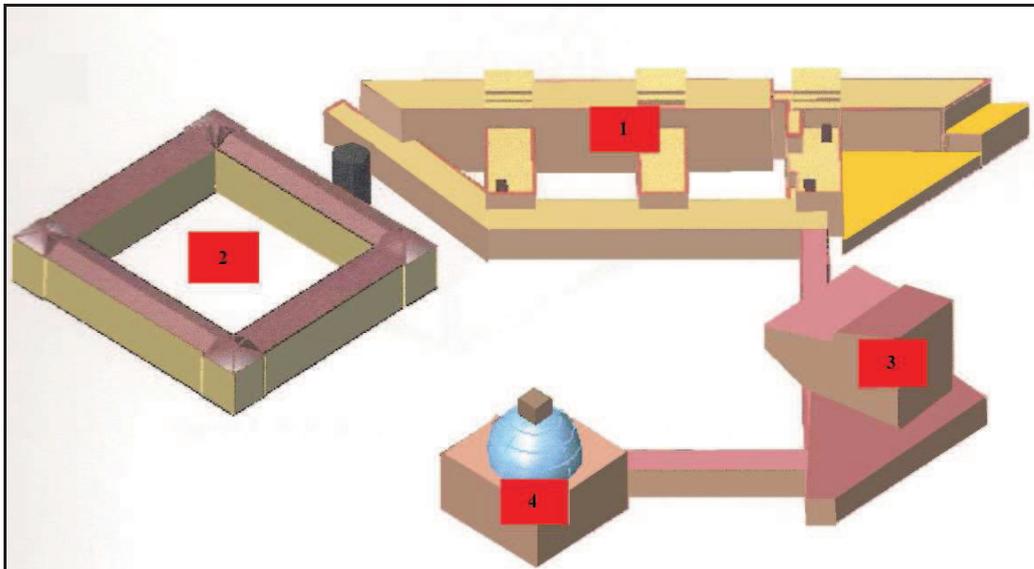


Figura 5.1. Plano esquemático del campus de Leganés.

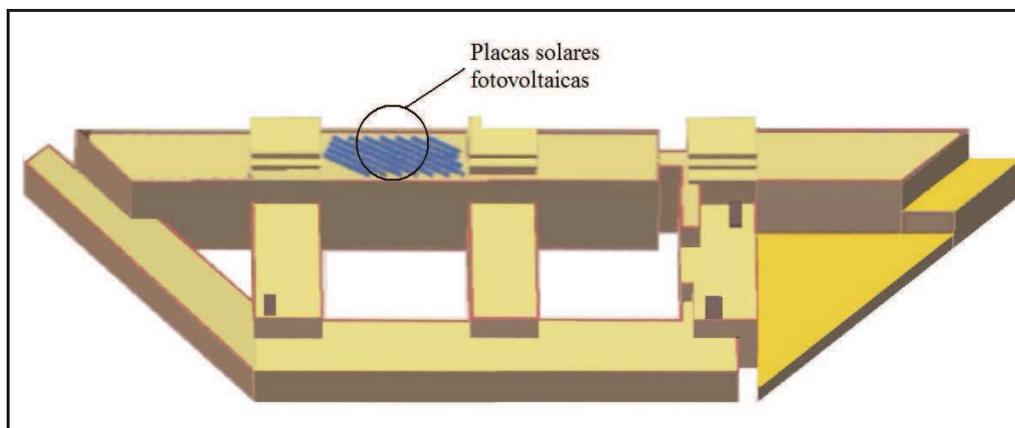


Figura 5.2. Localización de las placas solares fotovoltaicas.

En la Figura 5.2 se muestra detalladamente la localización exacta de los paneles fotovoltaicos, dentro del edificio en cuestión.

El sistema fotovoltaico se compone de seis paneles solares dispuestos en serie, de los cuales se utilizan dos o cuatro, dependiendo del inversor fotovoltaico en estudio. Su estructura soporte es fija, por tanto no dispone de seguimiento solar, pero al tratarse de época de mucho sol cuando se realizó la medición, no es un gran inconveniente. La posición de los paneles es de 30° de ángulo de inclinación (β), y 35° de ángulo de azimut (α), hacia el Este. Los paneles están colocados de tal manera que no proyecten sus sombras sobre los otros paneles, por ello este parámetro se considera despreciable.

5.2.- Descripción Del Sistema Fotovoltaico Estudiado

A continuación se describe el sistema fotovoltaico que se ha utilizado para la medición de los datos y se muestran sus características eléctricas.

El sistema fotovoltaico utilizado es de conexión a la red y, como se ha dicho en capítulos anteriores, los elementos que lo constituyen son: el generador fotovoltaico, la estructura soporte y el inversor fotovoltaico. También hay que mencionar el uso de la célula calibrada de irradiancia y el vatímetro.

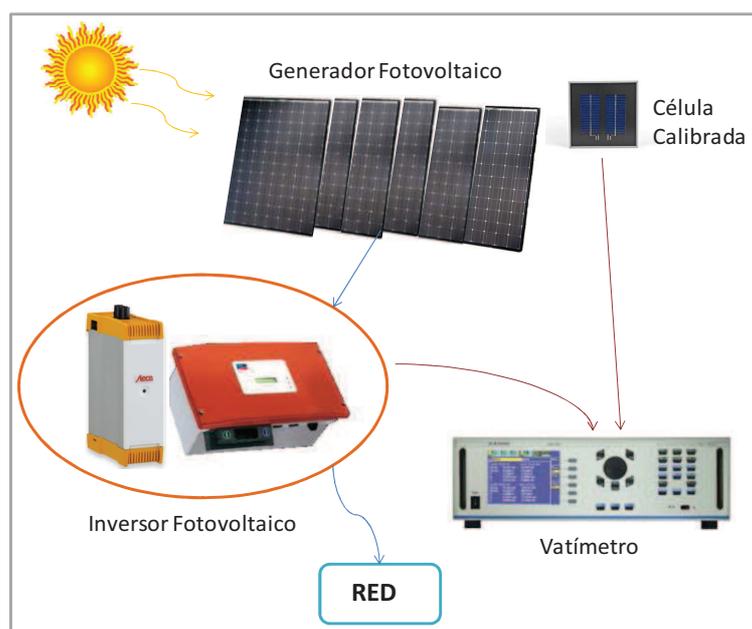


Figura 5.3. Esquema del sistema fotovoltaico

5.1.1.- El módulo fotovoltaico

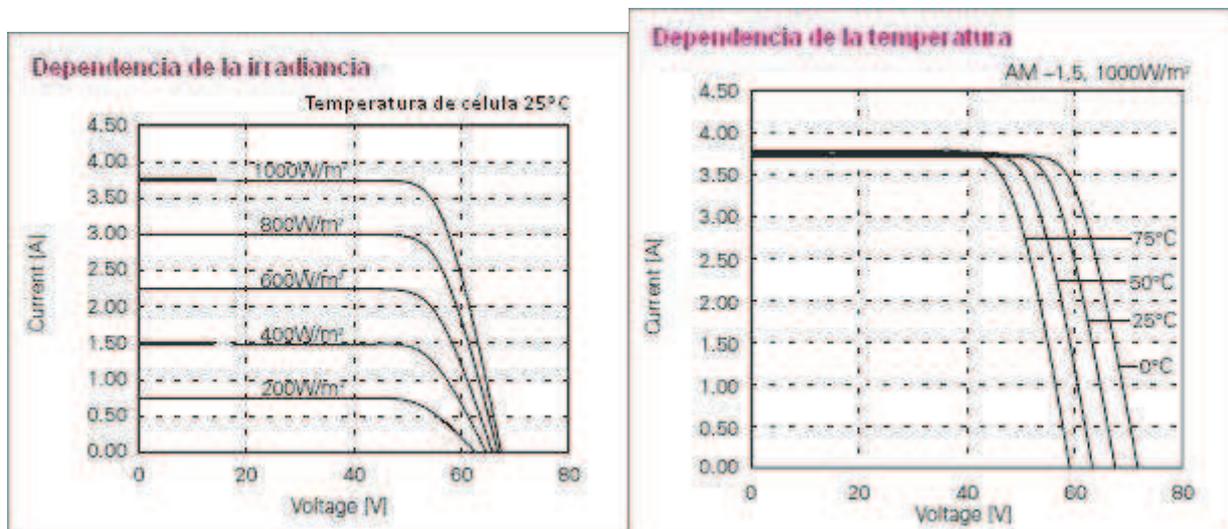
El módulo fotovoltaico utilizado para este proyecto es de la marca SANYO modelo HIP-190BE3. Sus principales características eléctricas son las siguientes:

- Potencia máxima: 190 W
- Tensión máxima del sistema: 760 V
- Potencia mínima garantizada: 180,5 W

Estas medidas son en condiciones estándar con una irradiancia de 1000W/m^2 y una temperatura de células de 25°C (Anexo B).

Las células fotovoltaicas están fabricadas con tecnología de capa delgada y tienen un espesor de $200\mu\text{m}$, con lo cual se consigue un ahorro de material con el silicio ya que las células normales tienen $350\mu\text{m}$ de espesor.

Las siguientes gráficas muestran la curva característica I-V (corriente – tensión) dependiendo de la irradiancia y de la temperatura:



Gráfica 5.1. Curva I-V dependiente de la irradiancia y de la temperatura.

5.1.2.- La estructura soporte

Se ha utilizado un sistema de soporte fijo, teniendo en cuenta las posibles sombras que pudiera proyectar el edificio. Resiste las sobrecargas del viento y la nieve, de acuerdo con la normativa básica de edificación NBE-AE-88.

La estructura está protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La tornillería está realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106.

5.1.3.- El inversor fotovoltaico

En este proyecto se han utilizado dos inversores de modelos y fabricantes diferentes con el fin de realizar una comparativa respecto a la funcionalidad de cada uno. El primer inversor es el modelo StecaGrid 300 de la marca Steca; el segundo es el SunnyBoy 1100 del fabricante SMA. Ambos son inversores fotovoltaicos comerciales, por lo tanto, están preparados para su fácil montaje e instalación y adecuados para pequeños sistemas fotovoltaicos garantizando un elevado nivel de seguridad (Anexo B).

❖ StecaGrid 300

Una de las mayores ventajas de este inversor es su modularidad, ya que es fácilmente ampliable uniéndolo con otros inversores iguales. No tiene separación galvánica.

- Potencia máxima de entrada: 320 W
- Potencia nominal de salida: 300 W
- Rango de tensión de entrada: 45 – 135 V
- Corriente máxima de entrada: 5 A

❖ SunnyBoy 1100

Este inversor cuenta con separación galvánica lo cual amplía su nivel de seguridad. Además permite su instalación en la intemperie y en interior.

- Potencia máxima de entrada: 1210 W
- Potencia nominal de salida: 1000 W
- Rango de tensión de entrada: 139 – 320 V
- Corriente máxima de entrada: 10 A

La topología de este inversor es de transformador de baja frecuencia.

5.1.4.- La célula calibrada

En este proyecto se utiliza la célula calibrada compensada de la marca ATERSA para la medida de la radiación solar (Anexo B). Las salidas de la señal dependen únicamente de la radiación, pues la influencia de la temperatura es despreciable.

Esta célula permite configurar sus salidas como:

1. Dos salidas de señal de $65 \text{ mV}_{\text{DC}}$ redundantes, independientes y eléctricamente aisladas (para detectar obstáculos de suciedad en el cristal).

Relación tensión-radiación: $65 \text{ mV}_{\text{DC}}$ por salida = $1000 \text{ W/m}^2 \pm 2,1\%$

2. Una salida de $100 \text{ mV}_{\text{DC}}$.

Relación tensión-radiación: $100 \text{ mV}_{\text{DC}} = 1000 \text{ W/m}^2 \pm 2,2\%$

La configuración que se ha utilizado en estas medidas es la primera.

5.1.5.- El vatímetro

El vatímetro, en cierta medida, es el elemento que más importancia tiene en este proyecto ya que con él se han realizado todas las mediciones experimentales del sistema fotovoltaico. Su fabricante es ZES ZIMMER Electronic Systems, modelo LMG 500. (Anexo B).

El vatímetro dispone de 8 canales, de los cuales se han utilizado tres para las mediciones. Se ha utilizado el canal 1 para medir la tensión y corriente continua de entrada, la procedente del generador fotovoltaico. El canal 3 para la tensión y corriente alterna de salida, la que convierte el inversor. El canal 4 sirve para medir los valores de irradiancia facilitados por la célula calibrada.

Sus principales características son:

- Ancho de banda: 10 MHz
- Armónicos e interarmónicos de hasta 50 kHz en PC interno/1MHz en externo
- Rango de medida directa de tensión: 3 – 1000 V/3200 V_{pico}
- Rango de medida directa de corriente: 20 mA – 32 A/ 120 A_{pico}

Respecto a los armónicos, el vatímetro cumple la normativa EN 61000-3-2/-12, y su medición ha sido realizada de acuerdo con EN 61000-4-7. El LMG 500 permite la medición de corriente, tensión y potencia hasta sus armónicos de orden 99, es decir, 100 armónicos en total incluyendo la componente continua.

❖ Software

Para el completo uso del vatímetro se ha utilizado el software específico facilitado por el fabricante: LMG-CONTROL 1.24.

Este software facilita la edición remota por el ordenador, ya que los datos que mide el vatímetro se transfieren directamente en la pantalla del PC. Gracias a ello ha sido posible grabar los datos de las mediciones y convertirlas a otros formatos visibles con otros programas como por ejemplo el Excel. El software facilita la selección de variables a medir, además de la configuración del modo de medida: normal o armónica.

Para las mediciones de los armónicos de este proyecto se ha configurado el vatímetro en modo armónico.

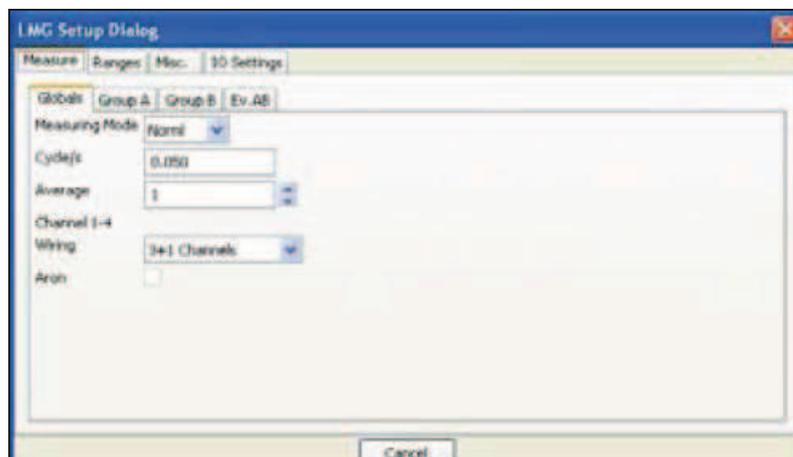


Figura 5.4. Pantalla de configuración del software LMG-CONTROL.

5.3.- Estudio Del Contenido De Armónicos

En este apartado se estudia el comportamiento de los armónicos de corriente procedente de los inversores fotovoltaicos descritos anteriormente. Para ello, se comparan los datos obtenidos experimentalmente en el laboratorio con los límites impuestos por las normativas europea y japonesa. Para el estudio del contenido de armónicos, se ha utilizado una serie de datos como son: la amplitud de cada armónico, el espectro de armónico, la distorsión armónica total, el factor de potencia, la irradiancia y la potencia de salida. Las medidas corresponden a los meses comprendidos entre mayo y septiembre del año 2009.

❖ Normativas

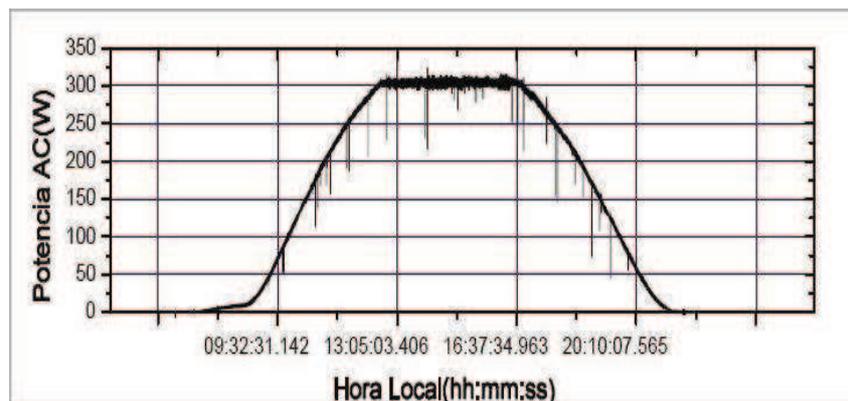
La normativa europea en la que se centra el estudio es en la UNE-EN 61000, sobre la compatibilidad electromagnética (CEM); y la normativa japonesa es la “Japanese guideline for reduction of harmonic emission caused by electrical and electronic equipment for household and general use”, la cual se basa en varios aspectos de la normativa internacional IEC 61000, aunque aplicándola a una tensión menor pues en Japón la tensión de red es de 100V.

La parte 3-2 de la norma IEC 61000 respecto a los límites para las emisiones de corriente armónica es aplicable a equipos eléctricos y electrónicos de corriente de entrada menor o igual a 16A por fase, y que estén diseñados para ser conectados a redes públicas de suministro en baja tensión. El objetivo de esta norma es fijar límites a la emisión de armónicos por equipos incluidos dentro del campo de aplicación de forma que, con la debida tolerancia de las emisiones de otros equipos, el cumplimiento de los límites asegure que los niveles de distorsión armónica no excedan los niveles de compatibilidad definidos en la Norma IEC 61000-2-2 (Anexo A, Tabla 8.3.).

En el presente proyecto se considerará el estudio con los valores de los límites para los equipos de la clase A, según la normativa, cuya tabla de clasificación de equipos está adjunta en el Anexo A, Tabla 8.1.

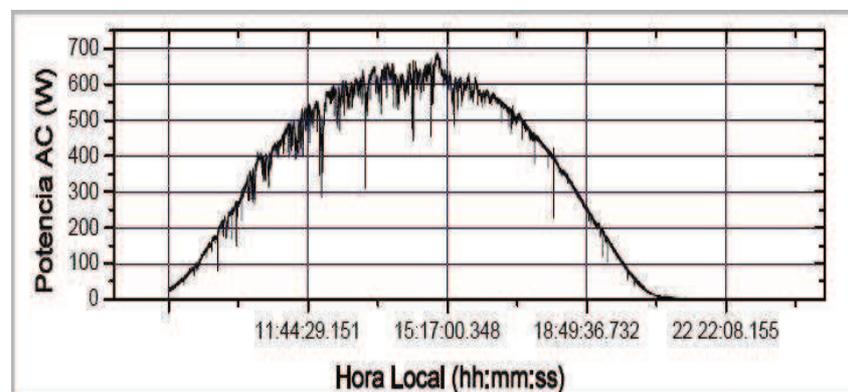
❖ Potencias

Puesto que los inversores en estudio no aceptan la misma potencia, se han tenido que realizar ciertos cambios entre unas mediciones y otras, para adecuar el sistema a la demanda del inversor. Por ello, para el inversor StecaGrid 300, cuya potencia máxima de entrada es de 320 W, se han colocado 2 paneles fotovoltaicos en serie, que generarían como máximo 380 W. Para el SunnyBoy 1100, cuya potencia máxima de entrada es de 1210 W, se han utilizado 4 paneles en serie, generando con ellas 760 W de potencia como máximo. Debido a esto, el inversor StecaGrid 300 limita la potencia de entrada de los paneles a 320 W reduciendo también la potencia de salida. Esto se refleja en las siguientes gráficas, donde se puede observar cómo se corta la curva de la potencia de salida y no pasa de 300 W.



Gráfica 5.2. Potencia de salida (SG 300).

Sin embargo, con el inversor SunnyBoy 1100 esto no ocurre y el inversor proporciona toda la potencia procedente de los módulos fotovoltaicos.

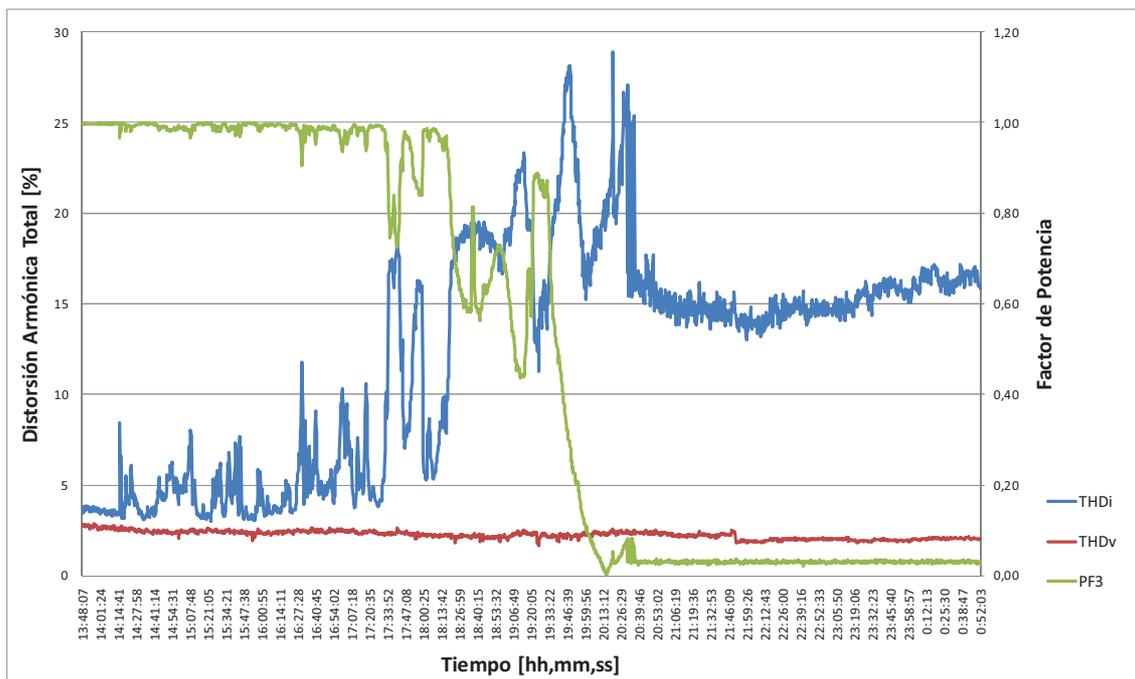


Gráfica 5.3. Potencia de salida (SB 1100).

En las siguientes gráficas se utilizan los nombres SB 1100 y SG 300, refiriéndose al inversor SunnyBoy 1100 y al inversor StecaGrid 300, respectivamente.

5.3.1.- Observación del comportamiento de la THD en el tiempo

En la Gráfica 5.4. se pueden observar las curvas del factor de potencia y la distorsión armónica total de corriente y de tensión a la salida del inversor fotovoltaico.



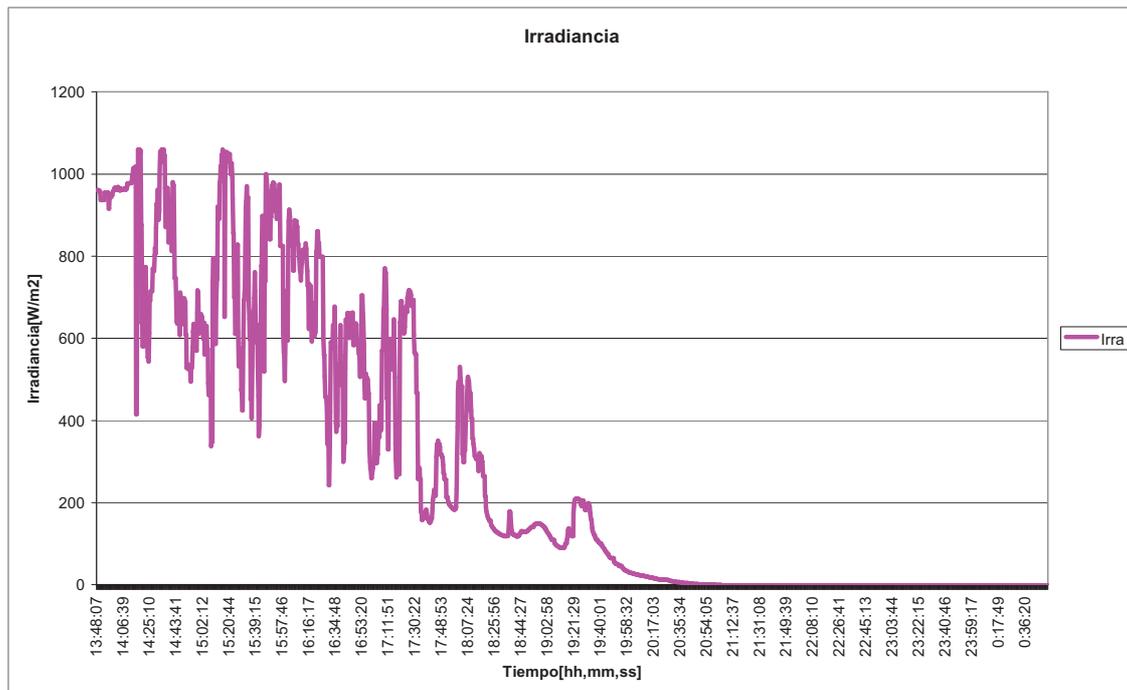
Gráfica 5.4. THDi, THDv y factor de potencia frente al tiempo (SB 1100).

El valor medio de la distorsión armónica total de tensión (THD_v) es de 2,24%, y se puede apreciar su carácter continuo. Según la normativa EN 61000-3-2, la THD_i debe ser inferior al 5% cuando la distorsión armónica total de la onda de tensión de la red eléctrica a la que está conectado sea inferior al 2%, además de que cada armónico individual debe ser inferior a un valor determinado (dado en la Tabla 8.2. del Anexo A).

Al principio de la medición, según el horario que marca, el inversor está en pleno funcionamiento y la distorsión armónica, a pesar de las fluctuaciones, se mantiene en valores cercanos al 5%. Cuando esto ocurre, hay que destacar que el factor de potencia es casi 1.

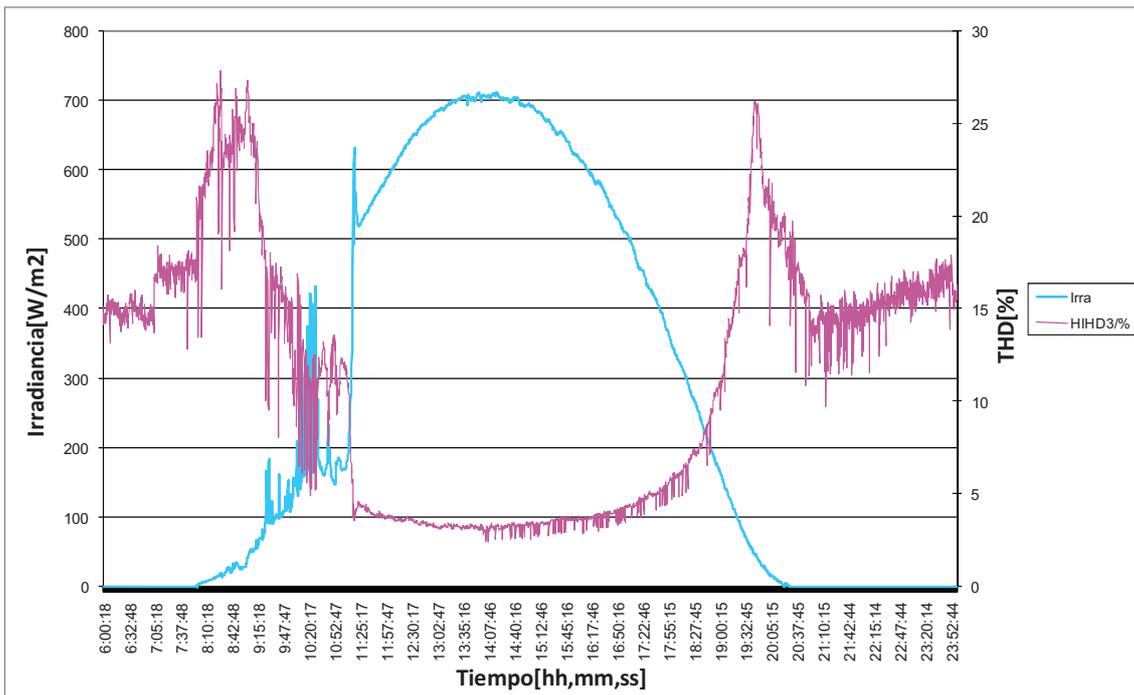
Se pueden distinguir claramente dos partes en el gráfico: la parte de la izquierda, cuando el módulo fotovoltaico recibe una cantidad de luz solar suficiente y muy elevada para trabajar correctamente; y la parte de la derecha, cuando el sol se pone y ya no se puede producir energía solar fotovoltaica y el inversor deja de actuar. Cuando esto ocurre, se ve cómo el factor de potencia es casi 0 y la distorsión armónica total de corriente (THD_I) se dispara hasta alcanzar un valor de 15%. Esto es porque a mayor distorsión armónica, mayor es la corriente total respecto su componente fundamental, y por ello el factor de potencia disminuye. Esto es fácil de comprender observando la ecuación del factor de potencia (Ecuación 4.5.).

En la siguiente gráfica se representa el valor de la irradiancia respecto al tiempo.



Gráfica 5.5. Irradiancia frente al tiempo (SB 1100).

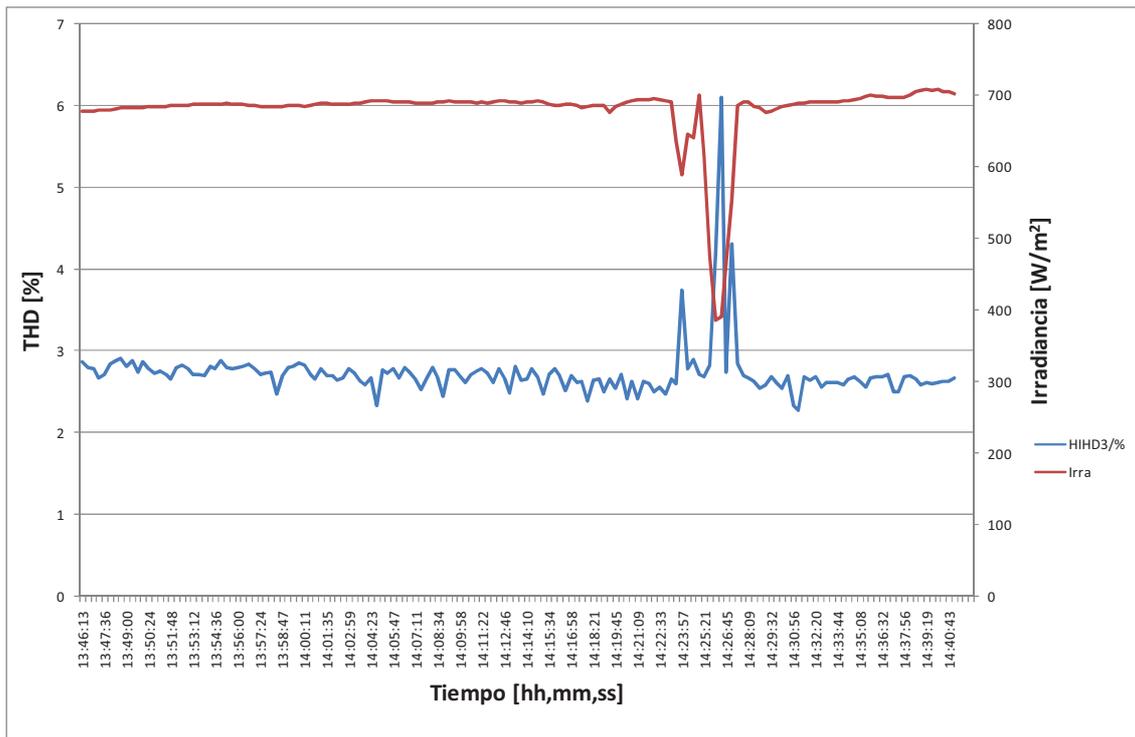
La irradiancia es bastante irregular a pesar del buen tiempo y de las escasas nubes el día de la medición. Estas fluctuaciones pueden ser debidas a que la medición se realizó cada diez o veinte décimas de segundo, lo cual es más lento que el tiempo que tarda la irradiancia en variar.



Gráfica 5.6. THDi y la irradiancia de un día completo (SB 1100).

La Gráfica 5.6. describe el comportamiento de la irradiancia y de la THD_I en un día soleado desde las 6:00 de la mañana hasta las 00:00 de la noche. Se puede observar la curva que describe la irradiancia y su relación con las horas solares a lo largo del día. A bajas irradiancias, la THD_I aumenta hasta alcanzar casi un 30%. Cuando la irradiancia se mantiene por encima de 500 W/m^2 , la THD_I presenta unos valores correctos y acordes con los límites de la normativa internacional ($<5\%$). Hay que fijarse en el hecho de que justo cuando la irradiancia va a pasar a ser 0, la THD_I alcanza su valor máximo, y a medida que pasa el tiempo se estabiliza en el valor de 15%.

En la Gráfica 5.7. se muestra cómo varía la THD_I cuando varía la irradiancia, pero en un rango de valores más pequeño que en las gráficas anteriores, para observar con detalle los mínimos picos que se forman. La irradiancia se mantiene constante en unos 700 W/m^2 , hasta que por nubes, la célula calibrada detecta menos radiación solar y el valor de la irradiancia desciende bruscamente hasta unos 400 W/m^2 . La THD_I también sufre un cambio brusco y se desestabiliza alcanzando un valor el doble de elevado.

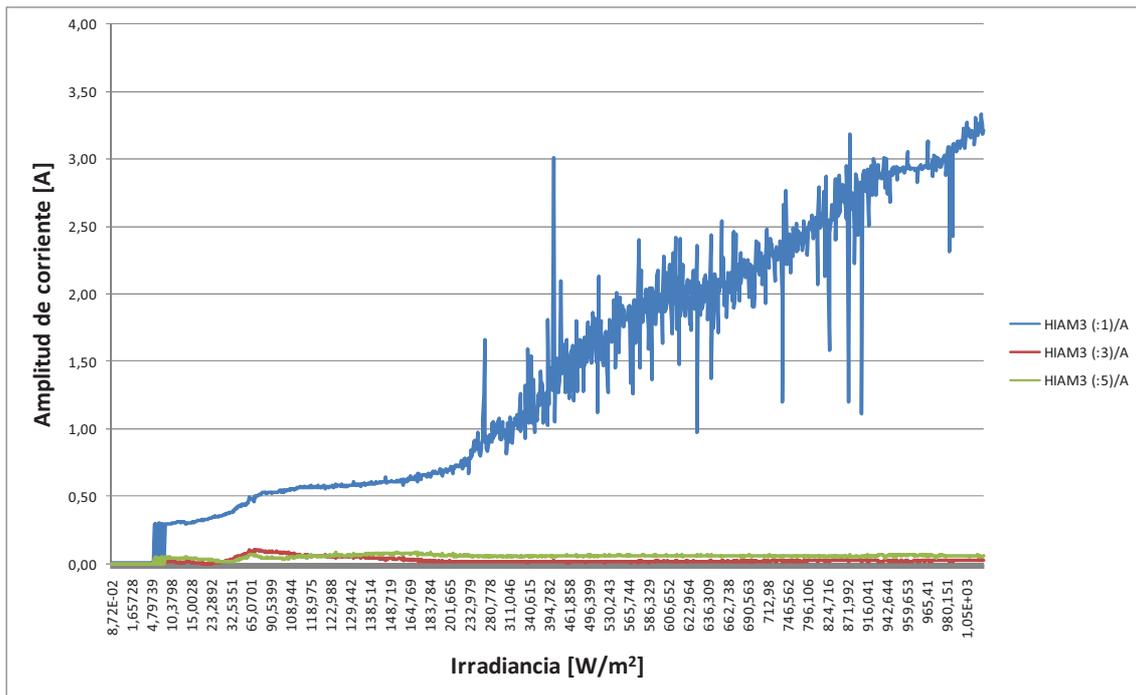


Gráfica 5.7. THDi e irradiancia frente al tiempo (SB 1100).

5.3.2.- Amplitudes máximas de los armónicos de corriente

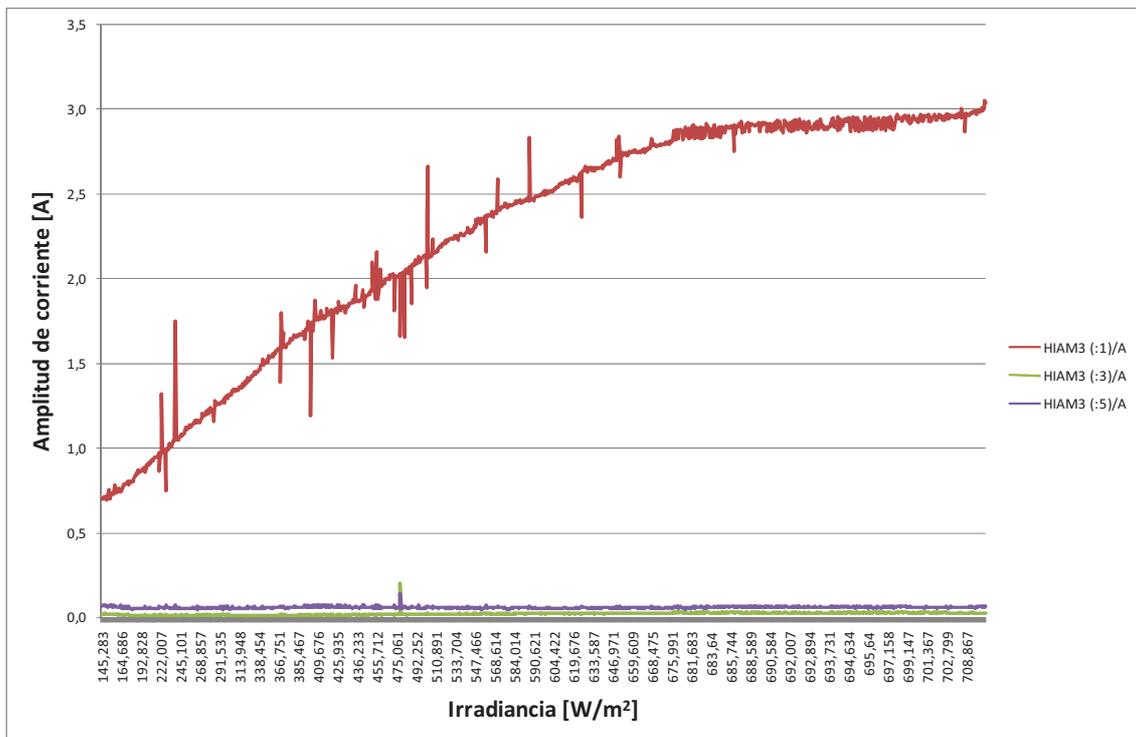
En las siguientes gráficas se representan los armónicos 1º, 3º y 5º respecto de la irradiancia. Se han escogido estos órdenes por ser los más significativos, dado que el resto de armónicos son insignificantes; además se han cogido de orden impar porque son los más problemáticos y los pares están relacionados con la componente continua, la cual en teoría no debería existir a la salida del sistema fotovoltaico.

El armónico de orden 1 se refiere a la componente fundamental de la corriente. El orden 0 de armónicos corresponde con la componente continua que existe en la señal, que en este caso, por tratarse de una corriente de alterna debería de ser cero.



Gráfica 5.8. Amplitudes de los armónicos de orden 1, 3 y 5 frente a la irradiancia (SB 1100).

En ambas gráficas se puede observar que la componente fundamental de la corriente varía con la irradiancia de forma directa, sin embargo los armónicos de orden 3 y 5, continúan casi constantes a pesar del aumento de irradiancia.



Gráfica 5.9. Armónicos 1º, 3º y 5º frente a la irradiancia (SB 1100).

Lo siguiente a tener en cuenta a la hora del estudio, son los armónicos de órdenes siguientes al fundamental. Éstos deberán cumplir los límites establecidos en la norma EN 61000-3-2, según la Tabla 8.2. adjunta en el Anexo A.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos experimentalmente respecto a la corriente máxima de cada armónico, y los valores límites permitidos:

Orden de armónico		Corriente máxima medida [A]	Corriente máxima permitida [A]
Impares	3	0,2011	2.30
	5	0,1416	1.14
	7	0,0802	0.77
	9	0,0624	0.40
	11	0,0534	0.33
	13	0,0401	0.21
	15	0,0399	0.15
Pares	2	0,3606	1.08
	4	0,1377	0.43
	6	0,1086	0.30
	8	0,0830	0.23
	10	0,0581	0.184
	12	0,0416	0.153
	14	0,0444	0.13

Tabla 5.1. Medidas experimentales de la corriente máxima de cada armónico hasta orden 15.

Se ha escogido para la comparación, el valor máximo de corriente de cada armónico de todas las mediciones obtenidas con ambos inversores.

Comparando los valores experimentales obtenidos de la Tabla 5.1. (la columna del medio) con los límites de la normativa de la columna derecha, se puede comprobar que cumplen los márgenes impuestos sin sobrepasarlos en ningún caso.

Si la normativa a cumplir hubiese sido la japonesa, a los valores de la Tabla 8.2. del Anexo A se les tendría que añadir un cierto cálculo, pues la tensión es distinta. La ecuación sería la siguiente:

$$\text{Valor límite de corriente armónica} \times (230/V_{nom})$$

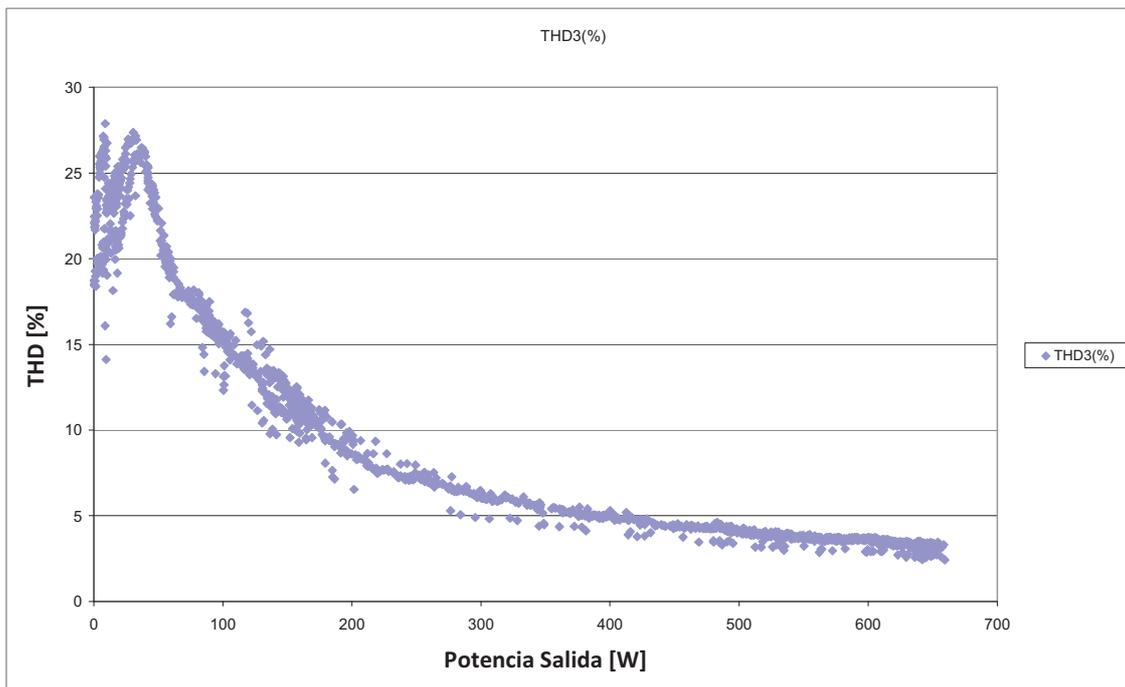
Ecuación 5.1.

donde V_{nom} es la tensión nominal, que sería de 100V.

Este cálculo aumenta el valor de la corriente armónica máxima permitida en un 230% en caso de equipos que trabajen a 100V.

5.3.3.- Relación entre la THD y la potencia de salida

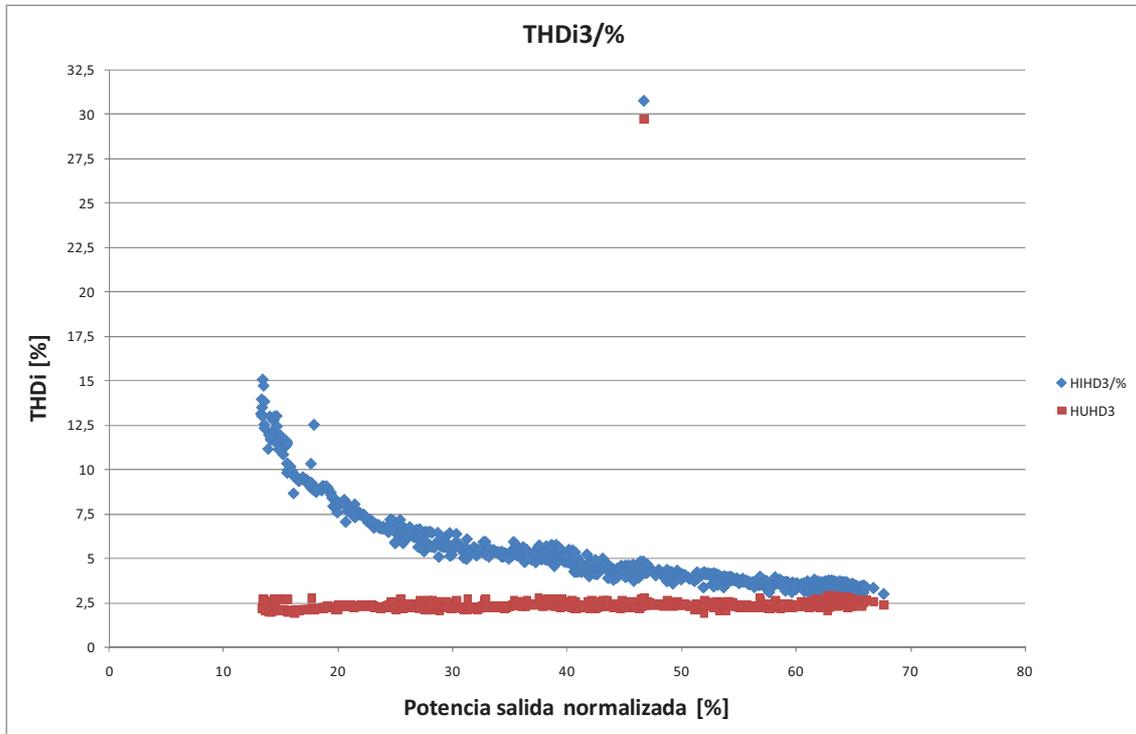
Habitualmente la THD de la onda de corriente aumenta cuando disminuye la potencia de operación.



Gráfica 5.10. THDi frente a la potencia de salida (SB 1100).

En la Gráfica 5.10. se observa la relación entre la distorsión armónica total de corriente y la potencia normalizada a la salida del inversor fotovoltaico. A potencias a partir de 400 W, la THD_I se estabiliza dando como resultado valores inferiores al 5% marcado por la normativa europea. Las potencias a las que la THD_I es alta e irregular,

entre 0 W y 50 W aproximadamente, coinciden justo con las horas nocturnas en las que se ha realizado la medición.



Gráfica 5.11. THDi y THDv frente a la potencia AC normalizada (SB1100).

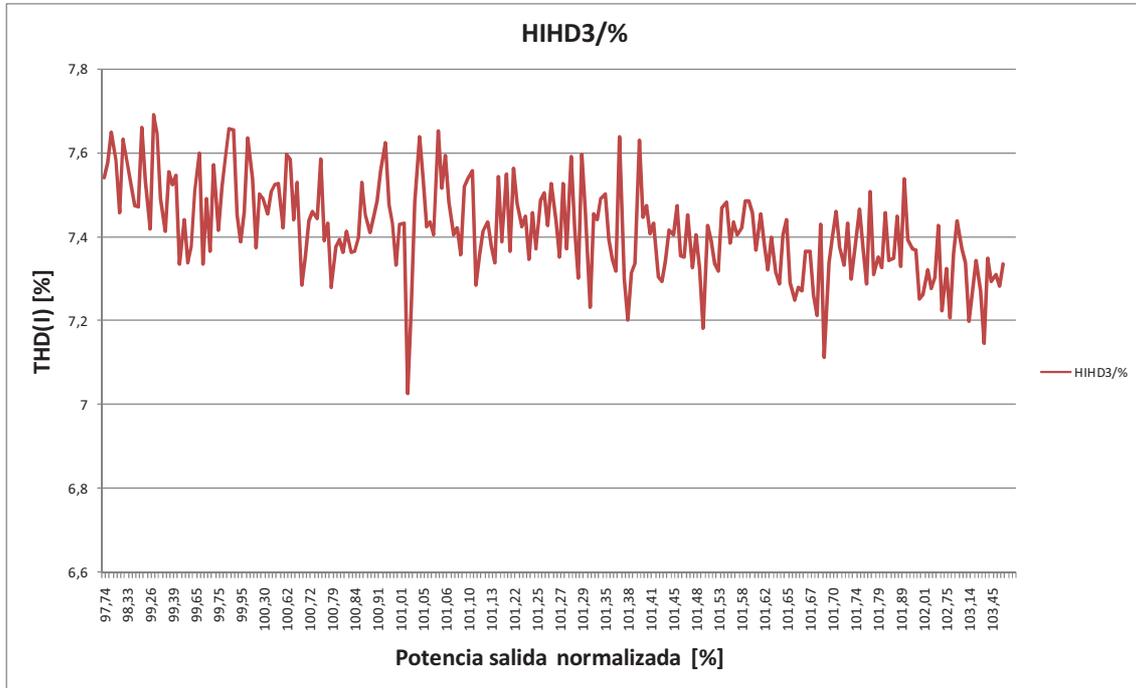
En esta gráfica es evidente que el valor que tiene como THD_I casi 30% es un dato atípico y se le puede ignorar a la hora de realizar el estudio. La Gráfica 5.11. es un ejemplo típico en el que la THD de la onda de corriente es inferior al 5% para potencias superiores al 50% de la potencia nominal, y puede alcanzar valores muy elevados para la operación a bajas potencias. También es apreciable la progresiva caída que describe la curva a medida que va aumentando la potencia.

La potencia normalizada se ha calculado respecto a la potencia nominal en AC del inversor SunnyBoy 1100, que es de 1000 W, mediante la siguiente ecuación:

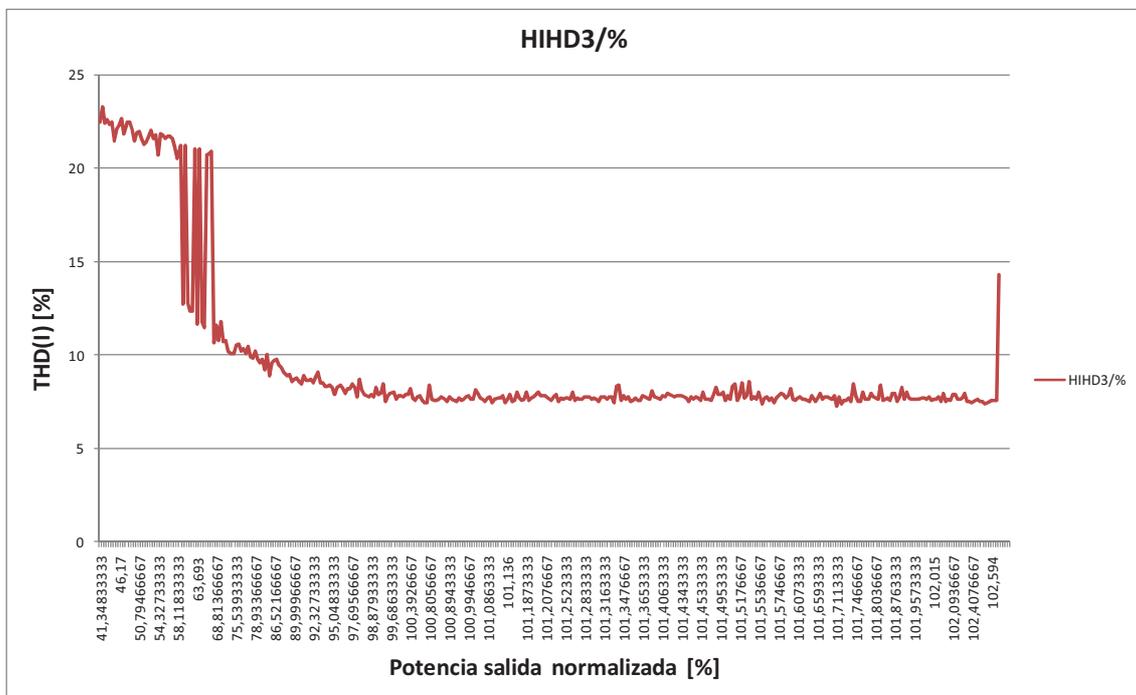
$$P_{AC}[\%] = \frac{P_{AC\ medida}}{P_{AC\ nominal}} \cdot 100$$

Ecuación 5.2.

Las siguientes gráficas (Gráfica 5.12. y Gráfica 5.13.) muestran la misma curva de la THD_i frente a la potencia normalizada, pero con el inversor StecaGrid 300.



Gráfica 5.12. THDi frente a la potencia de salida (SG 300).



Gráfica 5.13. THDi frente a la potencia de salida con más datos (SG 300).

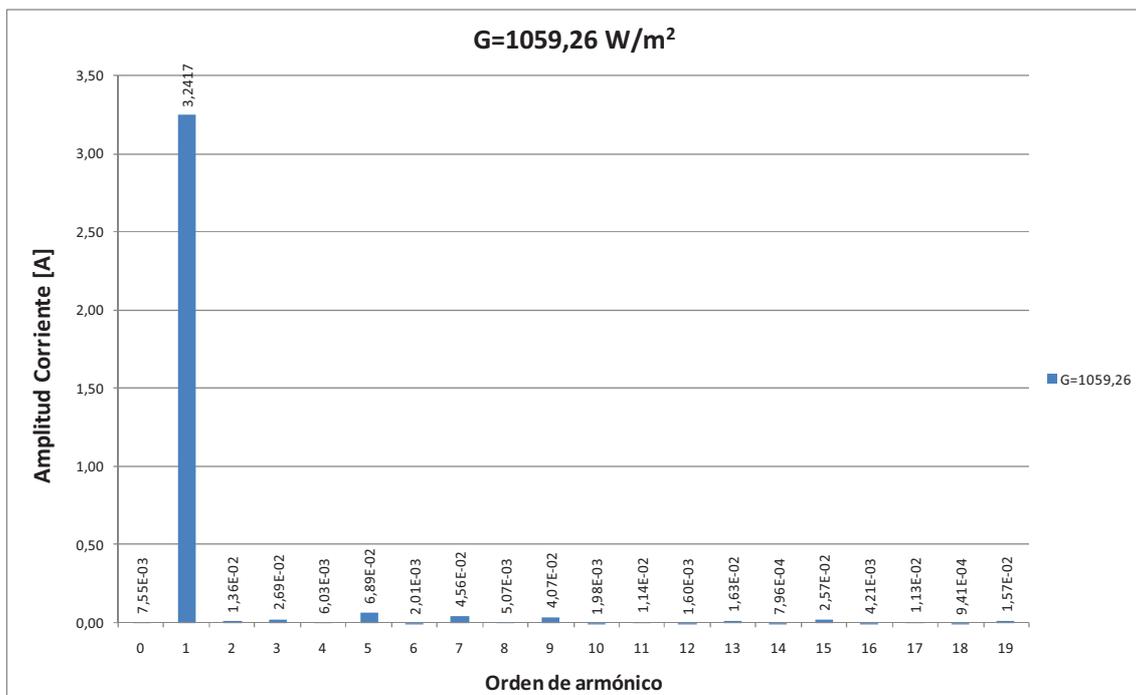
A pesar de la aparente estabilidad de la THD_I de la Gráfica 5.12., los valores a los que se mantiene no son muy óptimos a la hora de evaluar su seguridad en la red eléctrica, puesto que son números mayores del 5%.

En la Gráfica 5.13., con más datos de potencia de salida, se puede apreciar que a potencias menores de 200 W, la THD_I se dispara hacia valores de más del doble que en modo de funcionamiento correcto. En el caso de este inversor, la respuesta de la THD_I respecto a la variación de la potencia de salida no es suave, si no que al verse con potencias bajas, la THD_I aumenta bruscamente dibujando casi una línea vertical.

5.3.4.- El espectro de armónicos

Es una representación en el dominio de la frecuencia de la forma de onda de la corriente que se podría ver en el osciloscopio. En este tipo de gráficos se puede observar a simple vista qué armónicos destacan sobre los demás y sus amplitudes.

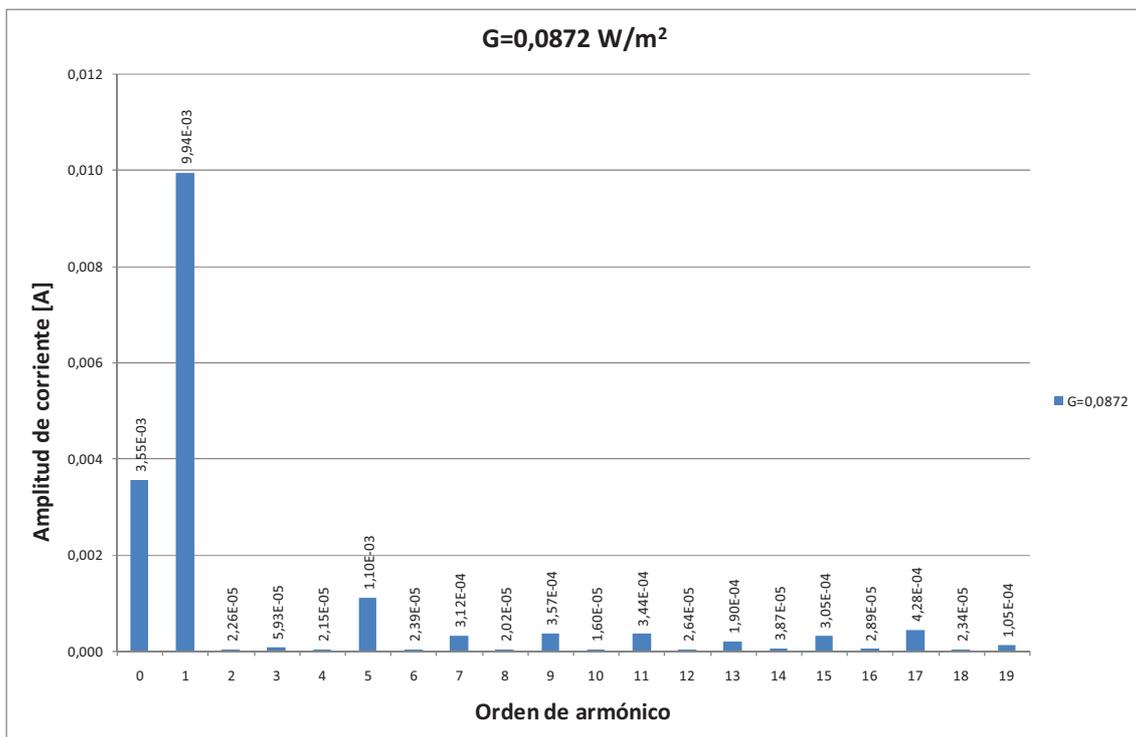
En la siguiente gráfica se representa el espectro de los primeros veinte armónicos de la corriente cuando la irradiancia era de $1059,26 \text{ W/m}^2$, el máximo valor para el día en el que se realizó la medición.



Gráfica 5.14. Espectro armónico para valor máximo de irradiancia (SB 1100).

El orden cero corresponde a la componente continua de la corriente de salida, la cual presenta un valor de 7,55 mA. Se puede observar que el armónico 5º es el más destacado, pero como ya se ha estudiado en el apartado 5.3.2. (Tabla 5.1.), está dentro de los límites.

La siguiente gráfica representa el espectro de los primeros veinte armónicos para cuando la irradiancia representaba el valor mínimo, que era de $8,72E-2 \text{ W/m}^2$.



Gráfica 5.15. Espectro armónico para valor mínimo de irradiancia (SB 1100).

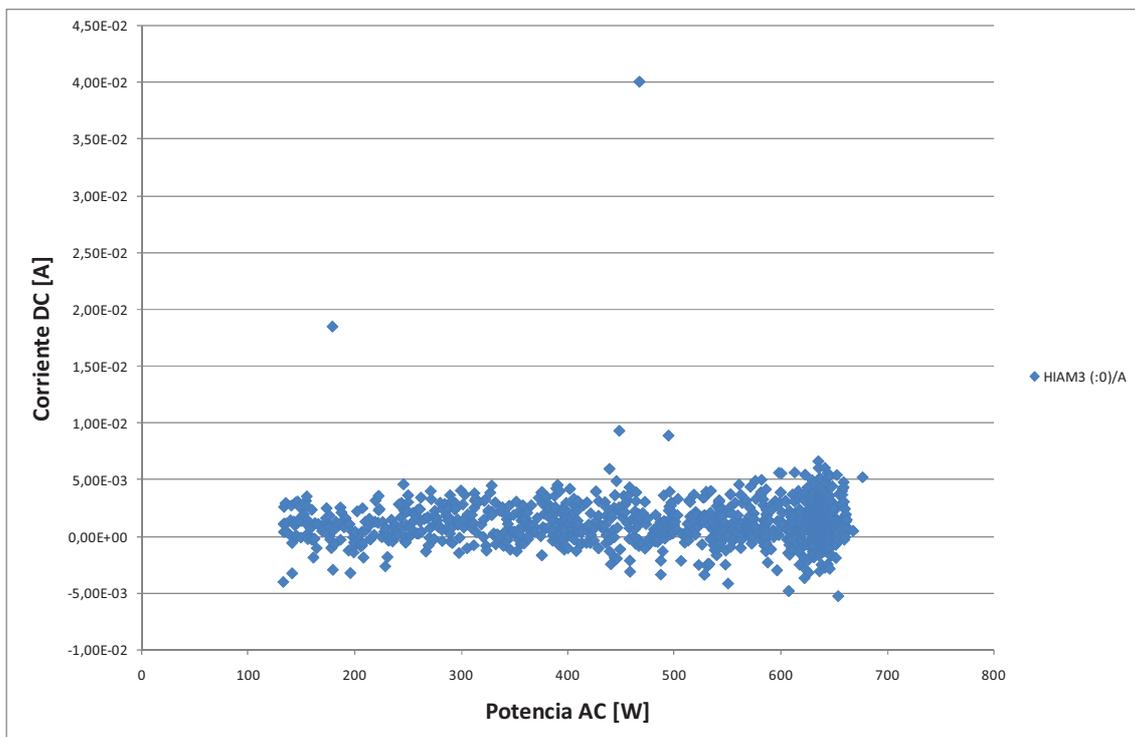
Se puede observar que la diferencia entre el armónico de orden cero y la fundamental es menor que en el caso anterior, pero esto se debe a que la fundamental tiene también un valor muy pequeño debido a la irradiancia.

5.3.5.- La inyección de corriente continua a la red

La inyección de corriente DC (armónico de orden cero) a la red eléctrica es un efecto no deseado por varias razones: saturación de transformadores, elevadas corrientes en los primarios de los transformadores, fundición de fusibles, corrosión, calentamiento de cargas, etc...

Es difícil diferenciar de manera experimental, entre corriente DC generada por el inversor y la corriente DC que pudiera existir en la red eléctrica a la que se conecta. La medida de corrientes DC del orden de mA superpuestas a corrientes eficaces del orden de decenas de amperios está limitada tanto por la precisión como por la resolución del instrumento de medida que se utilice. Como el transformador del inversor es un cortocircuito para la corriente DC que pudiera provenir del inversor, es de suponer que en estos casos la corriente DC medida a la salida del inversor es una corriente DC existente en la propia red eléctrica.

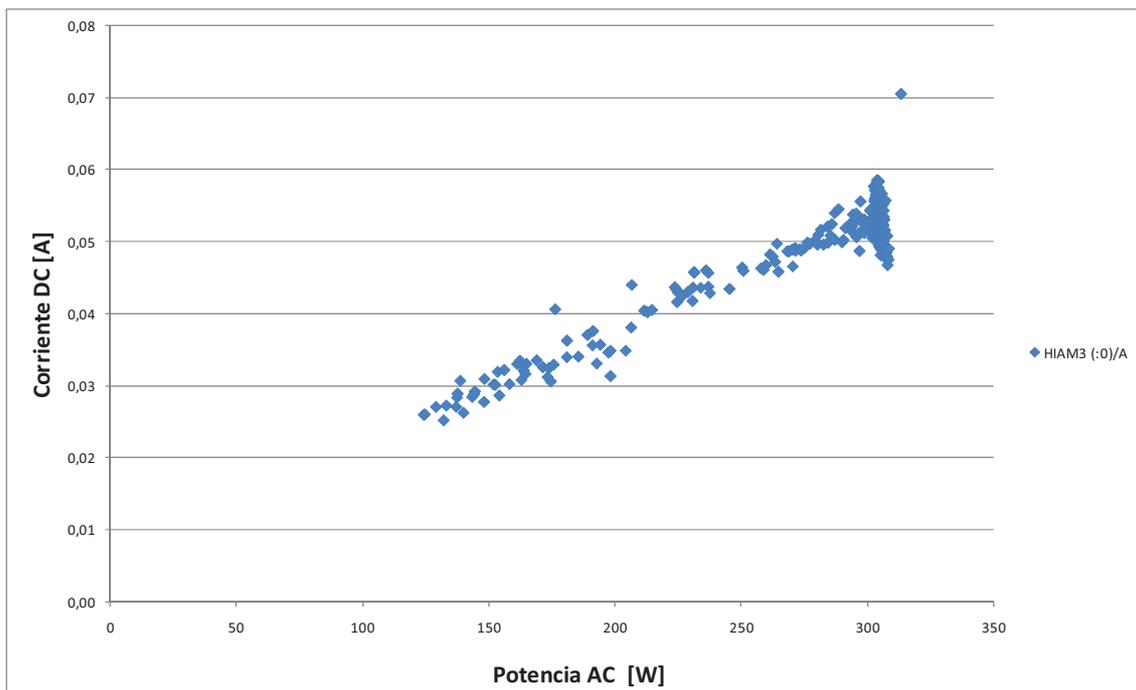
A continuación se muestran unas gráficas con el contenido de corriente continua que inyectan los inversores estudiados a la red.



Gráfica 5.16. Corriente continua frente a la Potencia AC (SB 1100).

Se observa claramente el poco contenido de componente continua que existe a la salida del inversor con el SunnyBoy 1100, que tiene un transformador integrado que actúa como freno para la corriente DC. El valor medio se aproxima mucho a cero, y exceptuando algunos valores atípicos, no supera los 5mA de corriente DC. Además, es apreciable su comportamiento lineal, independiente de la potencia de salida, lo cual resulta una característica muy favorable a la hora del estudio.

En la Gráfica 5.17. se muestra el comportamiento del inversor StecaGrid 300, que al no disponer de transformador, posee un valor elevado de corriente continua. Ésta describe un comportamiento ascendente según aumenta la potencia de salida, lo cual llegaría a provocar una serie de problemas en el funcionamiento del inversor. En este caso, puesto que el inversor en cuestión sólo llega a proporcionar 300W, el valor de la corriente DC se queda en unos 60 mA, pero si el inversor pudiera ofrecer mayor potencia, es de suponer que la corriente DC seguiría aumentando.



Gráfica 5.17. Corriente continua frente a la potencia AC (SG 300).

Para eliminar este problema del StecaGrid, una posible solución sería colocarle un transformador de aislamiento al lado del inversor, para evitar la posibilidad de inyección de este tipo de corriente.



Capítulo 6: Conclusiones

6.- CONCLUSIONES

En este proyecto se ha llevado a cabo un estudio de las componentes armónicas existentes en la corriente que inyecta un inversor a la red eléctrica. Tras el análisis de los datos obtenidos y la observación del comportamiento de los armónicos se extraen las siguientes conclusiones:

- Con los resultados de las gráficas de la distorsión armónica total y el factor de potencia frente al tiempo, se ha podido comprobar la relación entre ambos parámetros. A mayor distorsión armónica, mayor es la corriente total respecto su componente fundamental, y por ello el factor de potencia disminuye. Se ha observado también que la THD_I varía con la irradiancia y es muy sensible a ella puesto que ésta está relacionada con la potencia de salida del inversor. El factor de potencia, sin embargo, no es tan susceptible a las variaciones de la irradiancia.
- Las tablas de las corrientes máximas permitidas de los armónicos ayudan a conocer si el nivel de armónicos obtenidos a la salida del inversor son valores aceptables para su inyección a la red eléctrica. Se ha determinado que tanto con el inversor StecaGrid 300, como con el SunnyBoy 1100 se consiguen unos valores dentro de los límites establecidos por la normativa internacional y por ello, este análisis se ha elaborado en unas condiciones óptimas de seguridad.
- El estudio de la THD de corriente frente a la potencia de salida demuestra que el inversor SunnyBoy 1100 es mejor puesto que inyecta menor THD_I a la red eléctrica. El inversor StecaGrid 300 ha dado como resultado, unos valores elevados que no cumplen la normativa EN 61000-3-2 respecto a la distorsión armónica total admisible. Además, para valores de potencias superiores al 50% de la potencia nominal se asegura obtener THD_I menores del 5% con el inversor SunnyBoy 1100, mientras que con el otro, no se llega a alcanzar valores inferiores al 5% de THD_I . Una menor distorsión permite trabajar con filtros de salida menores, ya que disminuye el contenido en armónicos de alta frecuencia a filtrar, o bien con menores frecuencias de conmutación. Este hecho influye en el decremento del coste de filtros y semiconductores de potencia.

- Mediante los resultados del estudio de la inyección de corriente continua a la red se ha podido determinar la diferencia entre un inversor con transformador y otro sin transformador. El StecaGrid 300 no dispone de transformador y su armónico de corriente de orden cero (componente continua) da como resultados valores crecientes y superiores a 20 mA. Esto resulta perjudicial para el sistema, por lo que se intenta evitar esta situación con la colocación de un transformador de aislamiento al lado del inversor. Este elemento extra en el sistema acarrearía un aumento de los costes. Sin embargo, con el inversor SunnyBoy 1100 que lleva incorporado un transformador de aislamiento, no necesita de costes extras y además la corriente continua que inyecta a la red es menor de 5 mA, dibujando una recta continua, es decir, independiente de la potencia de salida.

La existencia de armónicos es un tema preocupante. Por ello es importante contar con elementos que ayuden a la eliminación de éstos y que permitan en buen funcionamiento del sistema fotovoltaico. Con el presente estudio se ha podido comprobar la utilidad de las protecciones de seguridad incluidas en algunos inversores.

Como conclusión se puede afirmar que el mejor inversor para la aplicación fotovoltaica a la que está destinada en la Universidad Carlos III de Madrid es el SunnyBoy 1100, por sus prestaciones y resultados, además de por sus bajos costes en comparación con el inversor StecaGrid 300 que necesitaría elementos extras en su sistema.



Capítulo 7: Bibliografía

7.- BIBLIOGRAFÍA

[1] FERNÁNDEZ SALGADO, J.M., *Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE)*, AMV Ediciones, Madrid, 2008.

[2] FERNÁNDEZ SALGADO, J.M., *Guía completa de la energía solar fotovoltaica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación)*, AMV Ediciones, Madrid, 2007.

[3] SALAS MERINO, V., *Legislación y Normativa de los Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red*, Liber Factory, Madrid, 2008.

[4] EPIA, GREENPEACE, *Solar Generation V – 2008 Electricidad solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo para el año 2020*, Hamburgo, 2008.

[5] ERA SOLAR Edición 134 – Septiembre/Octubre 2006 – Año XXIV, *Revista técnica fundada en el año 1983, primera publicación española dedicada exclusivamente a la energía solar*, Publicaciones técnicas, S.L., Madrid, 2006.

[6] PÉREZ MIGUEL, A., BRAVO DE MEDINA, N., LLORENTE ANTÓN, M., *La amenaza de los armónicos y sus soluciones*, Centro español de información del cobre (CEDIC), Madrid, 1999.

[7] DEPARTAMENTO ENERGÍA SOLAR DEL IDAE, *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*, IDAE, Madrid, 2002.

[8] INFORME ANUAL ASIF 2009, *Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España*, Modelo S.L., Madrid, 2009.

[9] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, *Plan de energías renovables en España 2005-2010*, 2005.

[10] APUNTES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA, *Los inversores*, Madrid, 2008.

Portales de Internet:

[11] ASIF, *Asociación de la Industria Fotovoltaica*, página web oficial.

[12] SITIO SOLAR, *Portal de energías renovables*.

[13] TÉCNICO CENTRAL, *Portal de Soluciones Técnicas orientadas a la Eficiencia Energética en la Edificación*.

[14] JPEA, *Japanese Photovoltaic Energy Association*, página web oficial.



[15] PORTALENERGÍA, *El portal de las energías renovables.*

[16] CIEMAT, *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.*



Capítulo 8: Anexos

8.- ANEXOS

8.1.- Anexo A

A continuación se adjuntan las tablas incluidas en las normativas a las que se hace referencia en el proyecto, respecto a la compatibilidad magnética y límites de corrientes armónicas.

- **Clasificación de cargas según el Standard IEC 61000-3-2.**

Clasificación EN 61000-3-2	Clasificación Enmienda A14
Clase A: Equipos trifásicos equilibrados, equipos monofásicos no incluidos en otras clases.	Clase A: Equipos trifásicos equilibrados; aparatos domésticos excluyendo equipamiento identificado como clase D; herramientas (excepto portátiles), reguladores para lámparas incandescentes, equipos de audio; cualquier otro no incluido en las demás clases.
Clase B: Herramientas de potencia portátiles.	Clase B: (sin cambios)
Clase C: Equipos de iluminación de más de 25W.	Clase C: Todo equipo de iluminación excepto reguladores de lámparas incandescentes.
Clase D: Monofásicos, sin motor, bajo 600W y con “forma de onda especial”.	Clase D: Monofásicos, bajo 600W, PCs, monitores de PCs, receptores de TV ...

Tabla 8.1. Clasificación de cargas.

Nota: Los convertidores usados en sistemas fotovoltaicos con conexión directa a la red eléctrica suelen estar englobados en la clase A.

- Límites para los equipos de la Clase A, Standard IEC 61000-3-2.

Orden de armónico h	Corriente armónica máxima permitida (A)
Armónicos impares	
3	2.30
5	1.14
7	0.77
9	0.40
11	0.33
13	0.21
$15 \leq h \leq 39$	$2.25/h$
Armónicos pares	
2	1.08
4	0.43
6	0.30
$8 \leq h \leq 40$	$1.84/h$

Tabla 8.2. Límites para los equipos de la Clase A.

- Niveles de armónicos admisibles en redes de suministro público de baja tensión, según EN 61000-2-2, con factor de distorsión THD=8%.

Armónicos admisibles en la red					
Armónicos impares excepto múltiplos de 3		Armónicos impares múltiplos de 3		Armónicos pares	
Orden h	Tensión U_h (%)	Orden h	Tensión U_h (%)	Orden h	Tensión U_h (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	10	0,5
17	2	>21	0,2	12	0,5
19	1,5	-	-	>12	0,2
23	1,5	-	-	-	-
25	1,5	-	-	-	-
>25	$0,2+12,5/h$	-	-	-	-

Tabla 8.3. Niveles de armónicos admisibles en redes de suministro público de baja tensión.



8.2.- Anexo B

En las siguientes páginas se adjuntan las hojas de características de los componentes e instrumentales utilizados en la realización de este proyecto. Las características eléctricas comentadas en apartados anteriores se han extraído de estas hojas.

- Inversor fotovoltaico SunnyBoy 1100.
- Inversor fotovoltaico StecaGrid 300.
- Módulo fotovoltaico SANYO HIP-190BE3.
- Célula calibrada compensada ATERSA.
- Vatímetro ZES ZIMMER LMG 500.



SB 1100 / SB 1700

Seguro

- > Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- > Separación galvánica

Montaje en intemperie

- > Para montaje interior y en intemperie
- > Rango de temperatura ampliado

Fiable

- > Servicio SMA en todo el mundo y línea de atención al cliente
- > Amplio programa de garantía de SMA



SUNNY BOY 1100 / 1700

Compactos

A la hora de configurar una instalación solar se busca conseguir un ajuste óptimo entre el rendimiento del generador solar y el del inversor. Para ello es indispensable disponer de una amplia gama de inversores. Con más de 30.000 equipos vendidos en todo el mundo, los modelos compactos Sunny Boy 1100 y Sunny Boy 1700 son dos de nuestros modelos de más éxito. Con la tecnología más innovadora, estos "pequeños" Sunny Boy ahora también incluyen la separación de red SMA grid guard, de aplicación en todo el mundo. La interfaz garantiza una mayor seguridad en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y permite la inyección a la red eléctrica pública desde cualquier lugar.

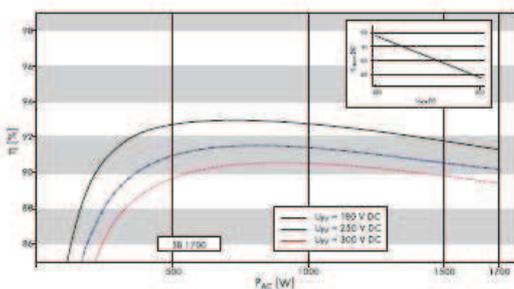
Datos técnicos SUNNY BOY 1100 / 1700

	SB 1100	SB 1700
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC	1210 W	1850 W
Tensión máx. de CC	400 V	400 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	139 V - 320 V	139 V - 320 V
Corriente máx. de entrada	10 A	12,6 A
Número de seguidores de MPP	1	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	2	2
Salida (CA)		
Potencia nominal de CA	1000 W	1550 W
Potencia máxima de CA	1100 W	1700 W
Corriente máx. de salida	5,6 A	8,6 A
Tensión nominal de CA / rango	220 V - 240 V / 180 V - 260 V	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz
Factor de potencia (cos φ)	1	1
Conexión de CA	monofásica	monofásica
Rendimiento		
Rendimiento máx.	93,0 %	93,5 %
Rendimiento europeo	91,6 %	91,8 %
Dispositivos de protección		
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●
Monitorización de red (SMA grid guard)	●	●
Con separación galvánica	●	●
Datos generales		
Dimensiones [ancho x alto x fondo] en mm	434 / 295 / 214	434 / 295 / 214
Peso	22 kg	25 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido [típicas]	≤ 39 dB(A)	≤ 46 dB(A)
Consumo característico: funcionamiento (stand-by) / nocturno	< 4 W / 0,1 W	< 5 W / 0,1 W
Topología	transformador de baja frecuencia	transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	convección	convección
Lugar de montaje: interior / en intemperie (IP65)	● / ●	● / ●
Características		
Conexión de CC: MC3 / MC4 / Tyco	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Conexión de CA: conector	●	●
Display LCD	●	●
Color de la tapa: rojo	●	●
Interfases: RS485 / por radio	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 años / 10 años	● / ○	● / ○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com

● Equipamiento de serie ○ Opcional

Datos en condiciones nominales - estado de marzo 2009

Curva del coeficiente de rendimiento



Accesorios

- Comunicación por radio con los inversores
- Interfaz USB para la transmisión de los datos al PC y para cargar los acumuladores
- Módulo fácil e intuitivo: medidor pulsador giratorio
- Compacto y ligero. Dimensiones: 177 x 75 x 195 mm. Peso: aprox. 350 g
- Display grande de cristal líquido de fácil lectura

www.SMA-Iberica.com
 Freecall 00800 SUNNYBOY
 Freecall 00800 78669269

SMA Solar Technology AG



StecaGrid 300/500

Los inversores StecaGrid 300/500 fueron desarrollados para que el aprovechamiento de la energía solar fuera lo más sencillo posible. Son fáciles de instalar, de ampliar y se adaptan de forma óptima a las condiciones locales de irradiación.

Los inversores StecaGrid 300/500 resultan especialmente adecuados para pequeñas instalaciones eléctricas solares entre 300 y 3.600 W. La serie de inversores MiniString StecaGrid está formada por inversores StecaGrid 300 y StecaGrid 500 con una potencia nominal de entre 300 y 500 W que pueden ampliarse y combinarse entre sí. Son posibles las dimensiones de sistema de entre 300 y 3.600 W. StecaGrid dispone de un controlador de PMP independiente y alcanzan coeficientes de rendimiento muy altos de hasta el 95,8 %. Gracias a la modularidad del sistema, estos inversores son especialmente adecuados para sistemas con tejados de distintas orientaciones o parcialmente sombreados.

Características:

- Flexibles y ampliables
- Coeficiente de rendimiento hasta el 95,8 %
- Principio MiniString
- Bajo peso
- Instalación sencilla
- Un StecaGrid Control por sistema es necesario



StecaGrid Control

StecaGrid Control controla un sistema hasta una potencia de 3.600 Vatios. Representa los kWh producidos y el estado del sistema y cuenta también (opcionalmente) con funciones de seguridad integradas (ENS).



StecaGrid Remote

Adicionalmente al StecaGrid Control se ofrece una unidad de comunicación externa inalámbrica: el StecaGrid Remote.

Muestra la potencia actual, el estado del sistema y la energía generada al día, a la semana, al mes y al año.

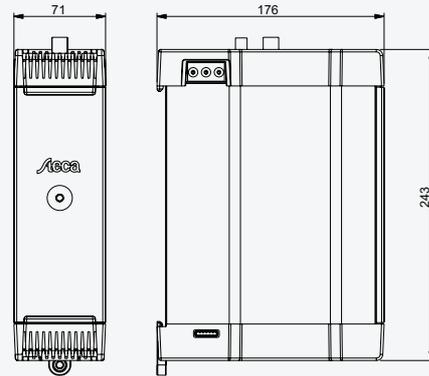


Modular y flexible

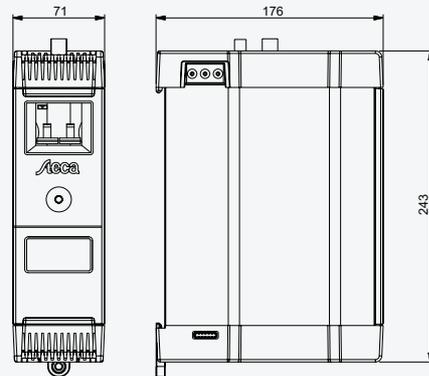
La serie de productos StecaGrid 300/500 tiene una estructura modular, es fácil de montar y se adapta fácilmente a sus necesidades. Al efectuarse un sistema a tres fases éste puede ampliarse ilimitadamente en cualquier momento y por lo tanto, adaptarse de forma flexible a sus inversiones en su instalación eléctrica solar.

	StecaGrid 300	StecaGrid 500
Datos de entrada CC		
Rango de tensión de entrada	45 V a 135 V	45 V a 230 V
Rango MPPT	45 V a 100 V	75 V a 170 V
Tensión Máx. de inicio	100 V	170 V
Potencia Máx. de entrada	320 W *	530 W *
Corriente Máx. de entrada	5 A *	
Conector CC	Multi-Contact MC 3 (Solarline 1) o Tyco Solarlok	
*) El aparato cuenta con una función de protección ante sobrecargas, una mayor potencia de entrada y/o una mayor corriente disponibles no se utilizan.		
Datos de salida CA		
Potencia nominal	300 W	500 W
Tensión nominal	230 V	
Tipo de red	L/N + PE, monofásica	
Frecuencia de red	50 Hz	
Máximo coeficiente de rendimiento	94,8 %	95,8 %
Coeficiente de rendimiento europeo	93,4 %	94,5 %
Reducción de potencia en caso de potencia total	a partir de 40 °C de temperatura ambiente	
Consumo del inversor durante la noche	0 W	
Conector CA	Wieland Electric GST 18i3V	
Datos generales		
Separación galvánica	no	
Alimentación interna	del módulo solar (sin corriente en standby)	
Peso	1,4 kg	
Rango de temperatura ambiente	-20 °C a 45 °C	
Grado de protección	IP 20 (interior)	
Dimensiones (alto x profundo x ancho)	243 x 176 x 71 mm	
Normas y verificaciones		
Marcas de verificación	CE	
	StecaGrid Control N	
Interruptor de seguridad en caso de falla de corriente	30 mA CA; **	
Interruptor principal	si	
Display	Display	
Peso	1,75 kg	
Consumo propio	2,4 W	
Dimensiones (alto x profundo x ancho)	243 x 176 x 71 mm	
**) Sensibilidad CC adecuada para StecaGrid 300/500.		
Normas y verificaciones		
Marcas de verificación	CE	
	StecaGrid Remote	
Display	de StecaGrid Control	
Transceptor	868 MHz ISM	
Alimentación	2x LR06 (AA)	
Dimensiones (alto x profundo x ancho)	103 x 35 x 140 mm	
Normas y verificaciones		
Marcas de verificación	CE	

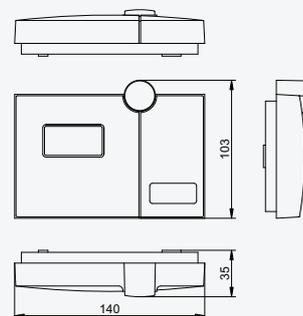
Datos técnicos



StecaGrid 300/500



StecaGrid Control

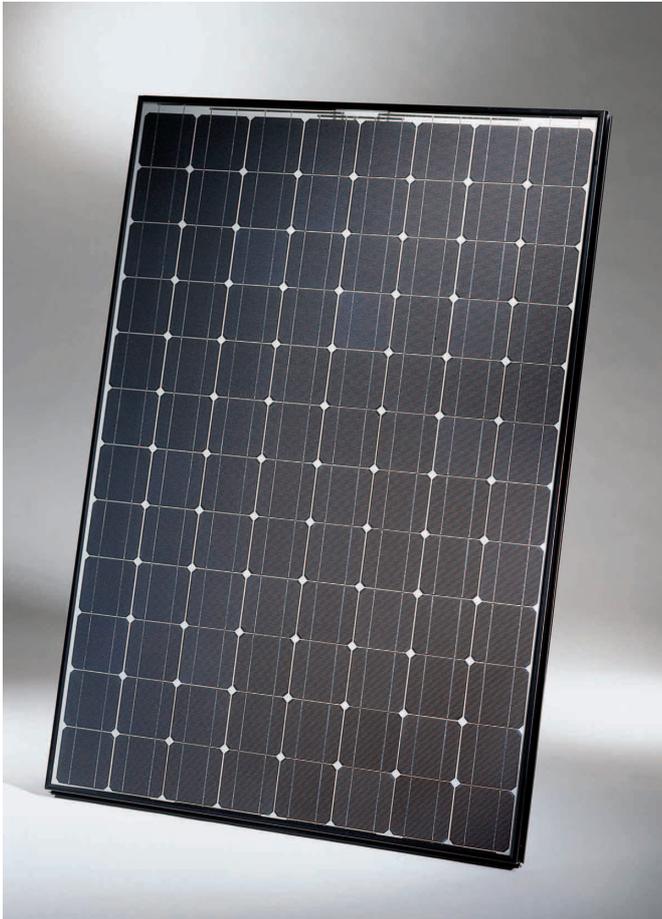


StecaGrid Remote

HIT PHOTOVOLTAIC MODULE HIP-190BE3



The SANYO HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) solar cell is made of a thin mono crystalline silicon wafer surrounded by ultra-thin amorphous silicon layers. This product provides the industry's leading performance and value using state-of-the-art manufacturing techniques.



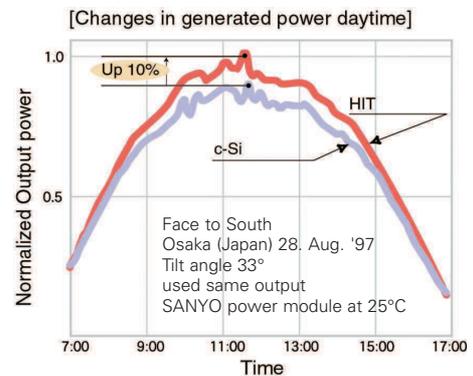
Benefit in Terms of Performance

High efficiency cell: 18.5%, Module: 16.1%

The HIT cell and module have the world's highest level of conversion efficiency in mass production.

High performance at high temperatures

Even at high temperatures, the HIT solar cell can maintain higher efficiency than a conventional crystalline silicon solar cell.



Benefit to the Environment

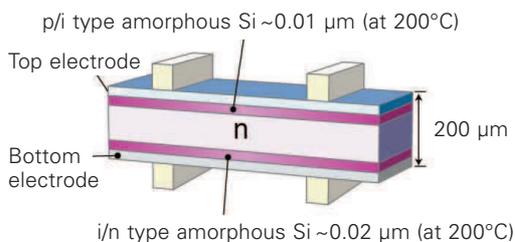
Low production energy

HIT solar cell requires only 200°C for the junction forming process (conventional crystalline silicon solar cell: about 900°C). This helps save energy.

Thin design

The HIT solar cell is only about 200 μm thick. (A conventional crystalline silicon solar cell is about 350 μm thick.) This helps save on silicon materials.

HIT Solar Cell Structure



Supported by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) in Japan.

Benefit in Terms of Quality

High quality in accordance with ISO 9001 and 14001 standards

HIT solar cells and modules are subject to strict inspections and measurements to ensure compliance with electrical, mechanical and visual criteria.

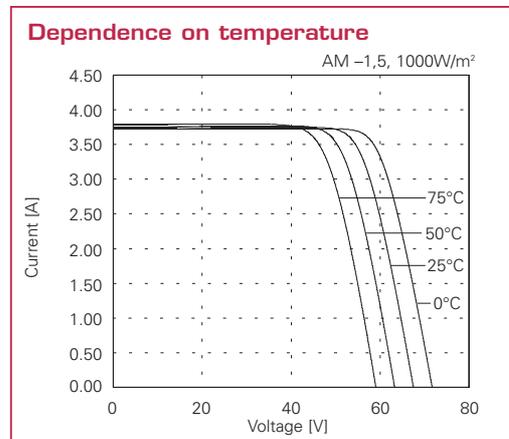
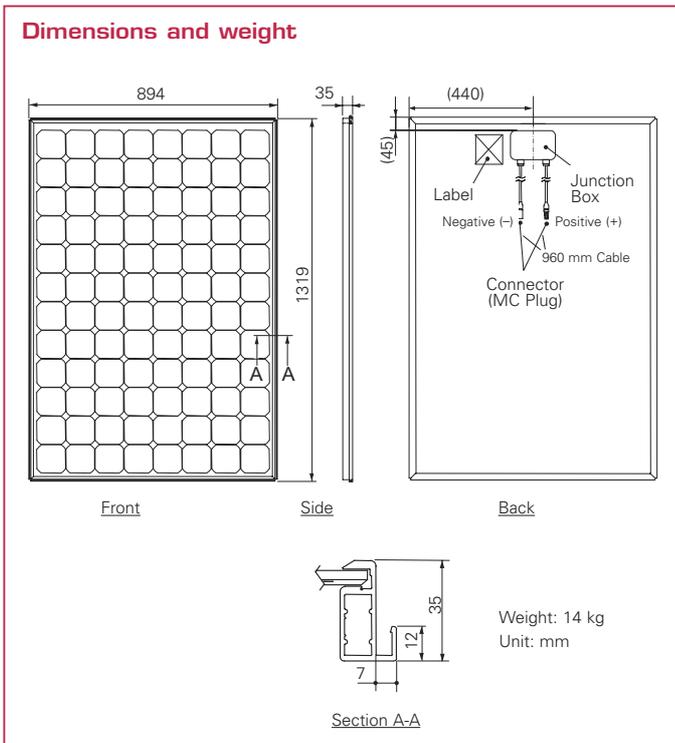
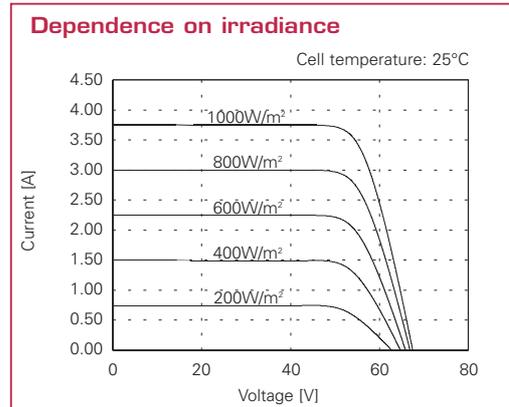


Electrical and Mechanical Characteristics

HIP-190BE3

Electrical data		
Maximum power (Pmax)	[W]	190
Max. power voltage (Vmp)	[V]	54.8
Max. power current (Imp)	[A]	3.47
Open circuit voltage (Voc)	[V]	67.5
Short circuit current (Isc)	[A]	3.75
Warranted minimum power (Pmin)	[W]	180.5
Output tolerance	[%]	+10/-5
Maximum system voltage	[V]	760
Temperature coefficient of Pmax	[% / °C]	-0.30
Voc	[V / °C]	-0.169
Isc	[mA / °C]	0.86

Note 1: Standard test conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m², Cell temperature = 25°C
 Note 2: The values in the above table are nominal.



Certificates



IEC 61215



• Qualified, IEC 61215
• Safety tested, TUV-Spec 8912, 972.9
• Periodic inspection



Electrical Protection Class II

Please consult your local dealer for more information.

Caution! Please read the operating instructions carefully before using the products.

Owing to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Energy (Europe) Corporate GmbH
 Stahlgruberring 4
 81829 Munich, Germany
 TEL: +49-(0)89-460095-0
 FAX: +49-(0)89-460095-190
<http://www.sanyo-energy-europe.com>
 email: info.europe@sanyo-energy.com

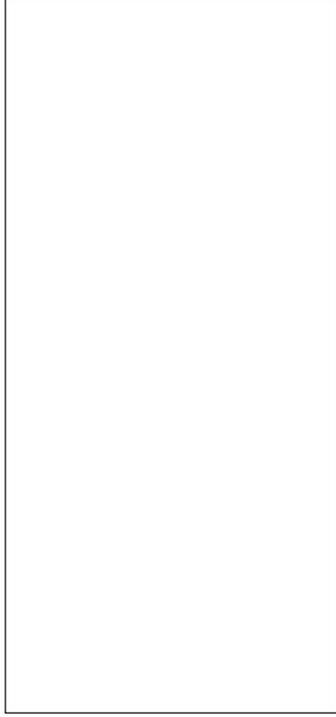
SANYO Energy (U.K.) Co., Ltd.
 Masterson House, 30 - 31 Mark Road,
 Hemel Hempstead,
 Hertfordshire HP2 7BW
 TEL: +44-(0)1442-21 31 21
 FAX: +44-(0)1442-21 20 21
<http://www.sanyo-energy-europe.com>
 email: info.europe@sanyo-energy.com

SANYO

SANYO Electric Co., Ltd
 Soft Energy Company
 5-5, Keihan-Hondori 2, Moriguchi,
 Osaka 570-8677, Japan
 TEL: +81-(0)6-6994-7282
 FAX: +81-(0)6-6994-7289
<http://www.sanyo.co.jp>

ATERSA

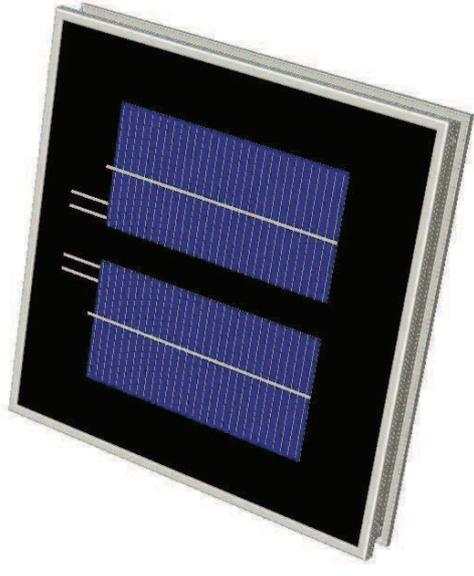
DISTRIBUIDOR
DISTRIBUIDOR



MADRID 28045
C/ Embajadores, 187 -3º
tel. +34 915 178 580
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ALMUSAFES (VALENCIA) 46440
Polígono Industrial Juan Carlos I
Avda de la Foia, 14
tel. 902 545 111
fax. 902 547 530
e-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón, 3
tel. +34 957 263 585
fax. +34 957 265 308
(www.atersa.com)



Célula Calibrada / Compensated Compensada / Calibrated cell



Fecha de edición: 10/06/04
Fecha última revisión: 16/05/07
Referencia: MU-CelCal-B



Sensores de Radiación

Radiation Sensors

INSTALACIÓN E

Los cables manguera utilizados, tendrán un diámetro exterior comprendido entre 4,5 a 10mm, siendo éste el rango mínimo y máximo de ajuste admitido por el prensa, asegurando así la estanqueidad de la caja. El cable debe ser para exteriores, apantallado, de 1kV y protegido a los UV. La sección de cable admisible en las bombas esta entre 0,22 y 1,5mm².

Este equipo cumple con las normas de marcado CE respecto a la radiofrecuencia emitida e inmunidad. En sistemas de telecomunicaciones con frecuencias de emisión superiores a 230MHz consultar con nuestro departamento técnico.

CONFIGURACIÓN

La célula calibrada permite configurar sus salidas como:

Dos salidas de señal de 65mV DC redundantes y eléctricamente aisladas (para detectar obstáculos de suciedad en el cristal).
Configuración 1.

Una salida de 100mV DC. **Configuración 2.**

SYSTEM GB

The cables used, will have an exterior diameter between 4,5mm and 10mm, since this is the minimum and maximum adjustment range admitted by the cable glands, in order to ensure the box IP value. The cable must be for outdoor use, shielded, for 1kV and UV protected. The cable section admitted by the connection terminals is within the range of 0,22 and 1,5mm².

This device fulfills the CE mark norms regarding immunity and emitted radiofrequency. For telecommunication systems with emitted frequencies in the range above 230MHz please ask the technical department.

CONFIGURATION

The calibrated cell the following output configurations:

Two 65mV DC redundant output signals, independents and electrically isolated (in order to find out dirtiness on the glass).
Configuration 1.

One 100mV DC output signal.
Configuration 2.

CARACTERÍSTICAS

Las salidas de señal dependen única y exclusivamente de la radiación, la influencia de la temperatura es despreciable (10 ppm/K)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Relación Tensión - Radiación
Impedancia Conectada a la Salida

Configuración 1 Configuración 2

65 mV/ds por salida = 1000W/m² ±2,1%
>= 10MOhms *

* NOTA: Salidas conectadas a dispositivos de impedancia de entrada de <10MOhms, consultar.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Dimensiones (mm.)

266x266x35

Peso (aprox.)

1,60 Kg.

Especificaciones eléctricas medidas en STC.

*NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

FEAUTURES

The output signals depends only of the radiation factor, the temperature dependence is neglectible (10 ppm/K)

ELECTRICAL FEATURES

Voltage - Radiation correspondance
Impedance Connected to the Output

Configuration 1 Configuration 2

65 mV/ds per output = 1000W/m² ±2,1%
>= 10MOhms *

* NOTE: Outputs connected to more than 10MOhms input impedance, ask the technical department.

PHYSICAL FEATURES

Dimensions (mm.)

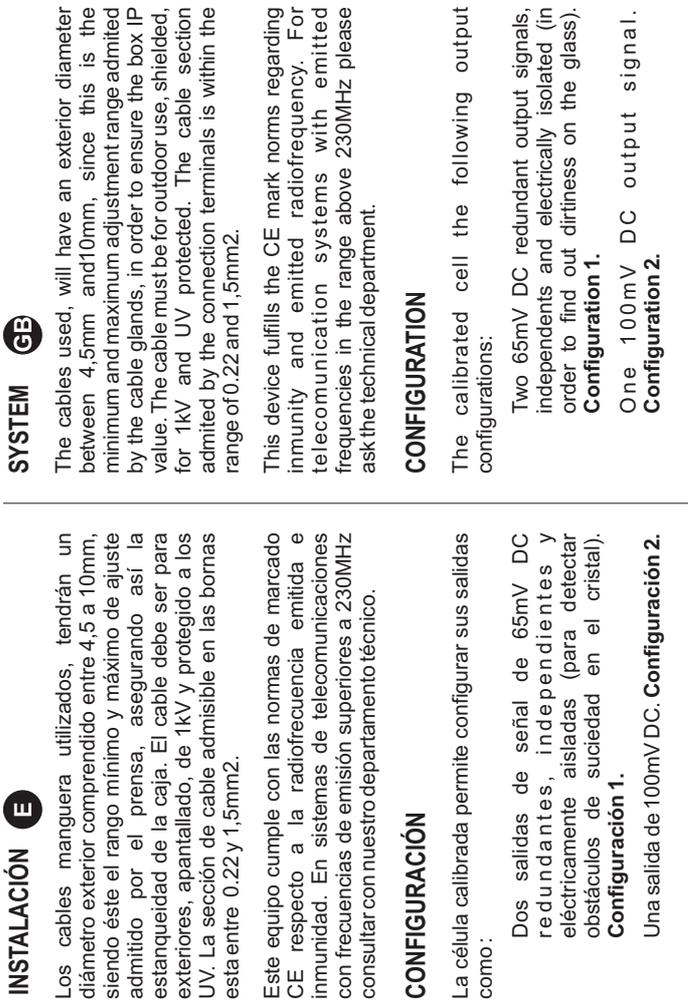
266x266x35

Weight (approx.)

1,60 Kg.

Electrical specifications at STC.

*NOTE: The data included within this documentation might be changed without previous notifying.



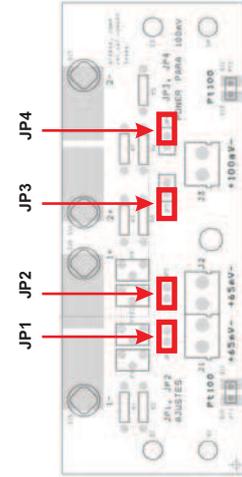
CONFIGURACIÓN / CONFIGURATION 1 :

2 65mV : J1 y J2

Configuración / Configuration:

* JP1 - JP2

* JP3 - JP4



J1 J2 J3

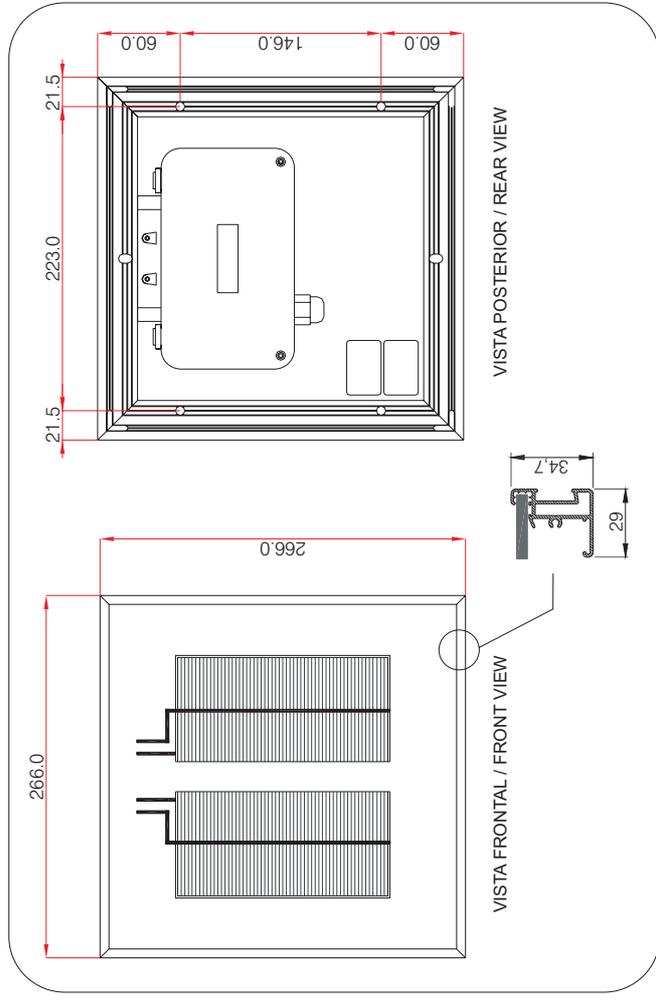
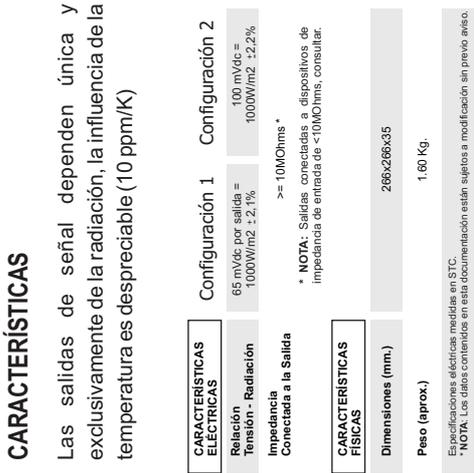
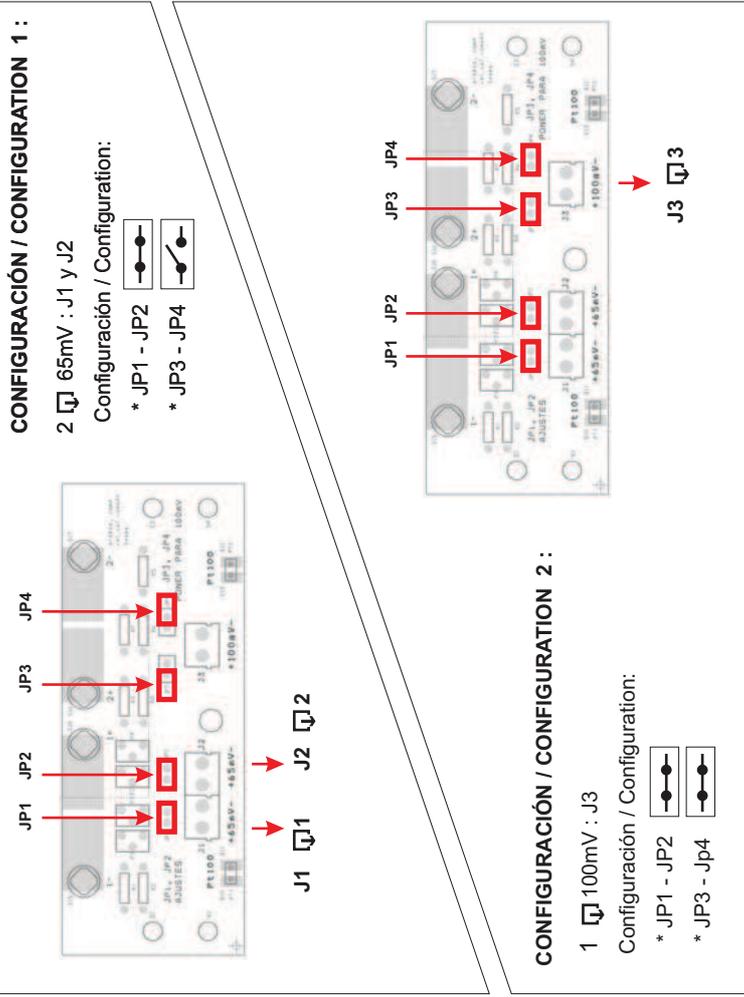
CONFIGURACIÓN / CONFIGURATION 2 :

1 100mV : J3

Configuración / Configuration:

* JP1 - JP2

* JP3 - JP4



GARANTIA

El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.atersa.com).

GUARANTEE

The TWO-YEARS warranty covers all manufacturing defects, parts and labour inclusive. (For more detailed information of the terms and conditions of the guarantee, consult our web page: www.atersa.com).

1 to 8 Channel Precision Power Meter LMG500



- Accuracy 0.03%
- Bandwidth 10MHz (DC, 0.05Hz to 10MHz)
- 3MSamples/s simultaneously on each U and I channel
- Sampling absolutely gapless with evaluation of all sampling values, therefore captures all inrush currents and signal changes
- Harmonics and interharmonics up to 50kHz/1MHz
- Flicker, interactions between network and load

To improve Motors, Transformers,
Frequency Inverters, Power Electronics,
Power Supplies, Lightings, Automotives
in Efficiency, Reliability,
Electromagnetic Compatibility and Life-Cycle Costs



LMG – A Synonym for Precision Power Measurement

Precision Power Meters (German: Präzisions-LeistungsMessGeräte) of the series **LMG** by ZES ZIMMER – LMG90 and LMG95 for single phase, LMG310, LMG450 and **LMG500** for multiphase measurements – have been proved in many various applications. The character string **LMG** has become a synonym for precise and wide band measurement of electrical power. The magnitudes correlated with electrical power like current, voltage, harmonics, flicker and energy have to be acquired precisely as to optimise your products in efficiency, reliability, electromagnetic compatibility (EMC), life-cycle costs.

LMGs are used for measurement at:

- Components, e.g. ferrite cores, semiconductors, capacitors
- Devices, e.g. motors, inverters, lightings
- Installations and parts of those, also power grids to identify their parameters
- CE-mark tests on devices, supplied by power sources (simulating an ideal power network), to investigate the feedback of harmonics and flicker (load variations)
- Interactions of network and appliance

The most important highlight features of the LMG500:

- Group delay between U- and I- measuring input <3ns as standard to assure very precise measurement at low $\cos\varphi$ and/or high frequencies
- High dynamics in level control, ranges from 3V to 1000V/3200V_{peak}, 20mA to 32A/120A_{peak} in direct measurement only by a single pair of sockets each for voltage as well as for current input
- 3MSample/s, absolutely gapless sampling with evaluation of all sampling values
- Capturing transients and fast signal changes by event triggering which is always active in the background of the „normal mode“
- Harmonics and interharmonics up to 50kHz internal and up to 1MHz with an external PC
- Flicker measurement, interactions between network and load
- Modular with 1 to 8 power measuring channels
- Ergonomic operation shell for easy, intuitive use of the power meter
- Real-time evaluation of the measurements in numeric tables and diagrams
- Interfaces with high data transfer rate (IEEE488.2, RS232, USB, Ethernet)

Measuring inputs for ultimate requirements



- Separated HF current inputs I_{HF}^* : 150mA to 1.2A/DC to 10MHz

- Current inputs I^* , high dynamic of range: 20mA to 32A/120A_{peak} by only one socket pair, no need and incommode change of external shunts!



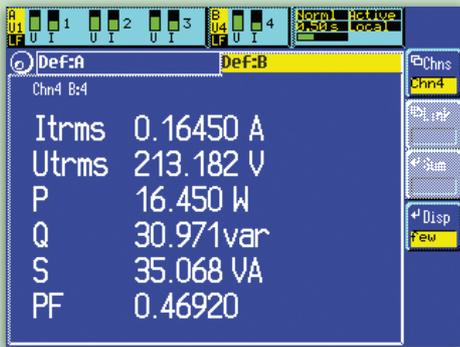
- Measuring with external sensors: Inputs I_{Sensor} and U_{Sensor} 30mV to 4V/DC to 10MHz

- Voltage inputs U^* : 3V to 1000V/3200V_{peak}

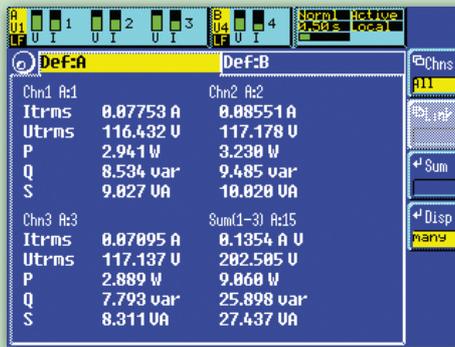
- Auxiliary voltage $\pm 15V$ and Identification of external sensors

- Very low capacity of measurement inputs against earth <30pF, thereby no interference of measured signals
- High bandwidth of 10MHz, shortest pulsed signals will be measured precisely
- All inputs isolated against each other and against earth (max. 1000V/CAT III)
- Gapless sampling and evaluation with 3MSamples/s at any duration, measuring cycle max. 60s
- Up to 8 power measuring channels with 8 channel compact meter or with two connected LMG500, all channels absolutely synchronously sampling with 3MSamples/s

Clear representation of measuring process



Measurement display with six values



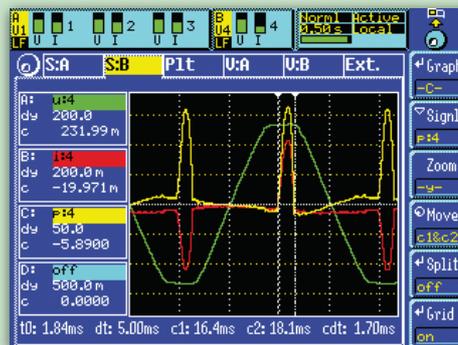
Measurement display with 20 values

- Status bar permanently displayed in all menus
- Measurement display for one or four power channels, alternatively with six or 20 values, 40 values or more to scroll

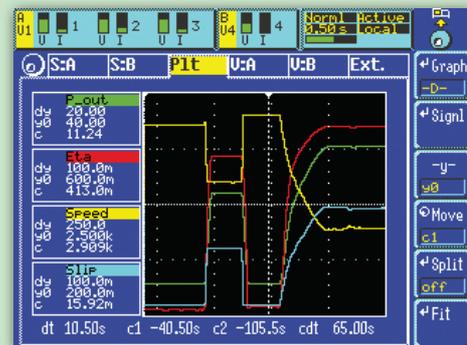


Status bar to overview active measurements

- Graphical display for wave form, line plot (trend display), phasor diagram and bar graph for harmonic analysis



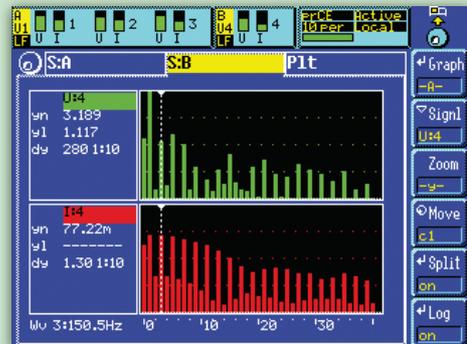
Graphical display for wave form



Line plot (trend display)

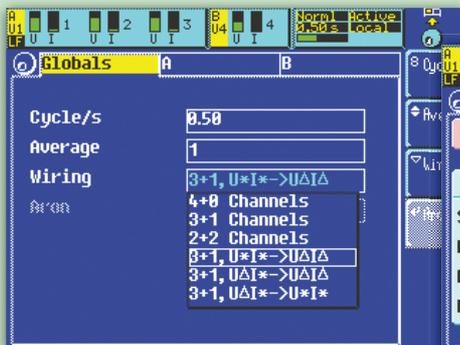


Phasor diagram

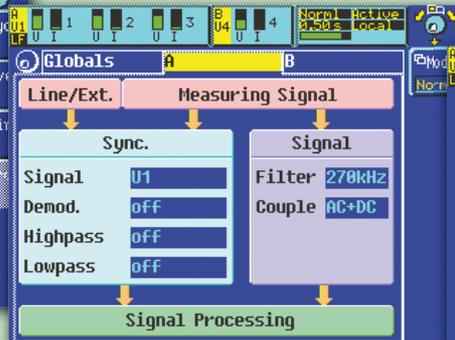


Representation of harmonics as bar graph

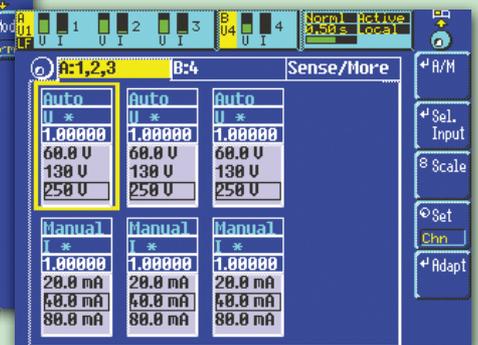
Device settings easily and intuitively over menus



Global settings, for example the star-delta conversion



Independent setting of synchronisation and measurement path



Selection of input sockets, scaling and measurement range

- Global settings
- Two independent filter sets to process synchronisation and measurement signal
- Manual or automatic setting of measurement ranges

Flexible use of the power measurement channels

Eight power measurement channels, each of them sampled absolutely synchronously with 3MSamples/s, can be provided:

- Either by a coupled 2nd device
- Or by the LMG500 with its compact 8 channel enclosure.

The current and the voltage paths of the power measurement channels are all isolated against each other and against

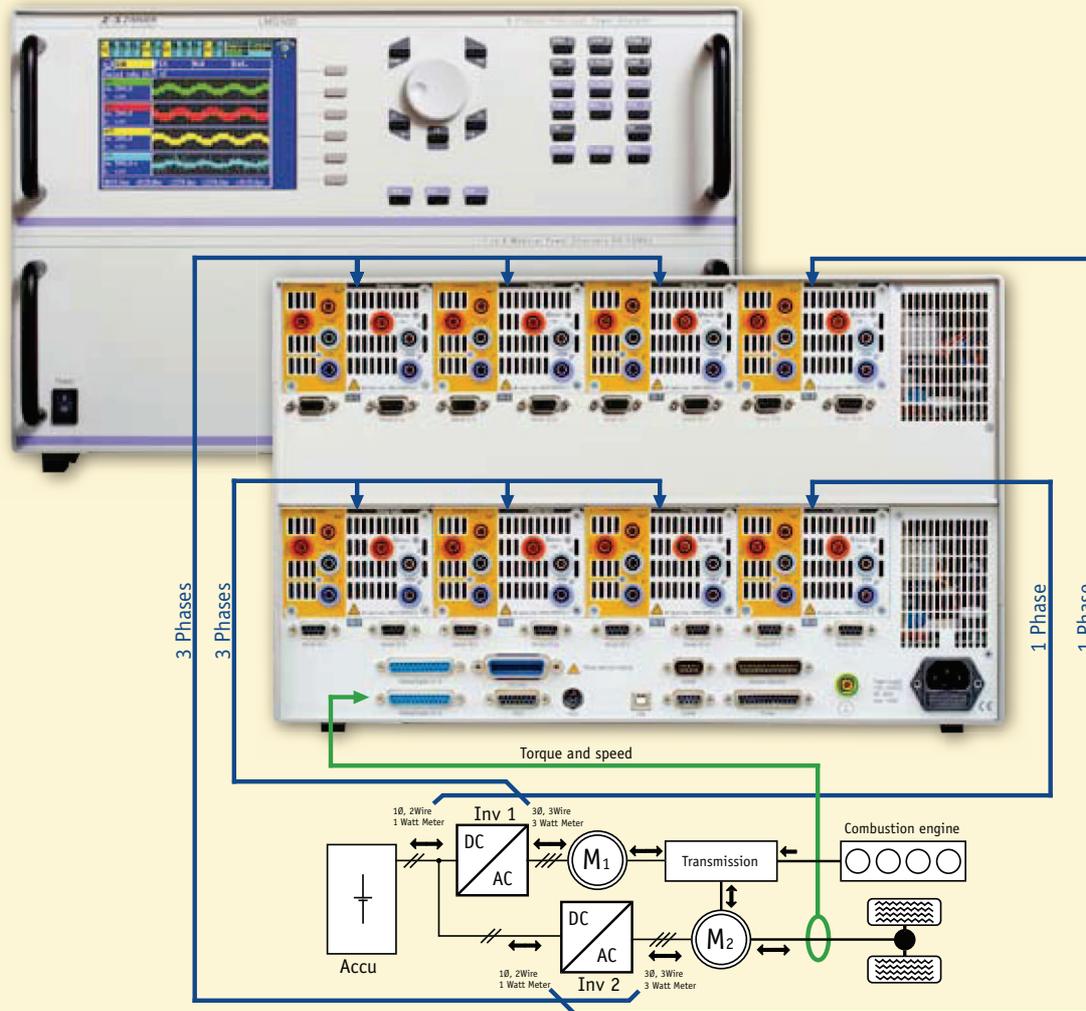
earth. This enables a free structuring of measurement on various power applications. The channels are arranged within up to 4 groups (see listed table): channels 1 to 4 (device 1) into group A and B and channels 5 to 8 (device 2) into group C and D. Each group is synchronised by a group specific signal. The synchronisation with an external signal or by „line“ is also possible. The settings of group A and B for certain wirings are independent to the settings of group C and D.

Channel No.	Ch. 1	Ch. 2	Ch. 3	Ch. 4	Ch. 5	Ch. 6	Ch. 7	Ch. 8
Group formation	A		B		C		D	
Possible wiring in the groups A to D	4Ø 4Wire				4Ø 4Wire			
	4Ø 5Wire				4Ø 5Wire			
	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W	1Ø 2W
	3Ø 3Wire			1Ø 2W	3Ø 3W			1Ø 2W
	3Ø 4Wire				3Ø 4W			
	4Ø 4Wire				4Ø 4W			
	3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W	
3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		1Ø 2W	1Ø 2W	3Ø 3W (Aron)/2Ø 3W		1Ø 2W	1Ø 2W	

LMG500 – Compact with 8 Channels



Hybrid Automotive Drives



Optimisation of the energy management of hybrid automotive drives through analysing the power flow in various operation modes and conditions:

1. Automotive drives through combustion engine with or without booster of the inverter fed 3-phase electrical machines M1 and M2.

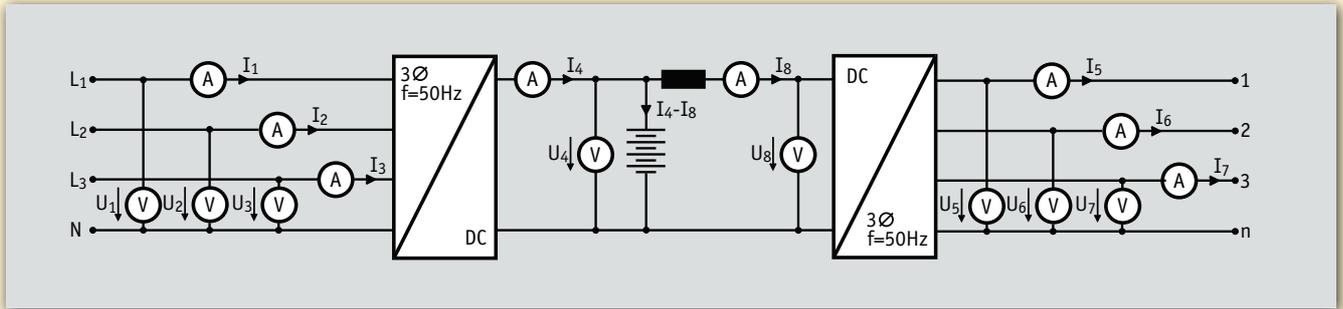
2. Energetic feedback of the braking energy into the battery.
3. Charging/recharging of the battery with combustion engine. Eight power measurement

channels and the process signal interface for torque and speed acquire exactly synchronously all data to precisely define efficiency.

LMG500 – Compact with 8 Channels



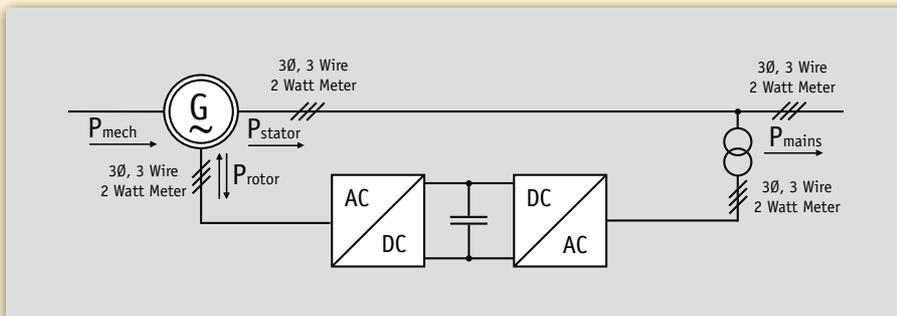
Uninterruptible Power Supply with DC-Link



Determination of efficiency at different operation points and conditions



Double Fed Asynchronous Machines



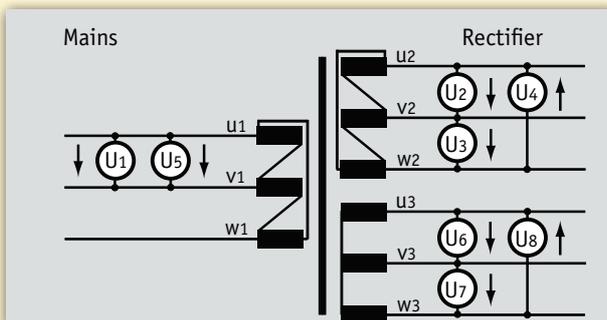
Stator power, rotor power, mains power, mains specific inverter power in each case with two watt meters in Aron circuit

Wind generators without gearing but with an extended range for revolution speed.

With fixed frequency at stator side and by setting the rotor frequency the double fed asynchronous machine can work as a generator with high efficiency at different wind speeds.



Transformers with Multiple Windings



Eight channel measurement at 12pulse rectifier transformer

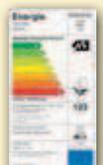
A three winding transformer with two by 30° electrically shifted outputs coils feeds two 6puls rectifiers. Thereby the primary winding suppresses harmonics, e. g. the 5th, 7th, 17th and 19th. The power measurement channels are configured as two groups with channels 1 and 5 in parallel. Therewith all measurement channels have the same phase reference and special rectifier transformers with (n·30°) deviating phase angles can be measured exactly.

Gapless Data Capturing



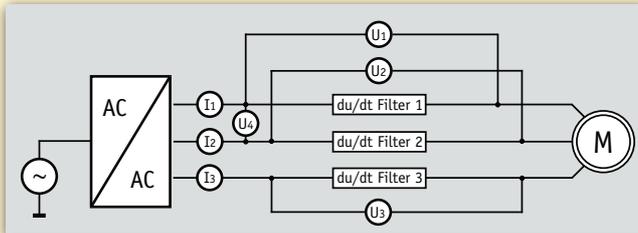
Energy Efficiency Classification for White Goods and PCs Standby Consumption

Benchmark like SPECpower_ssj2008 have been set up to ascertain power consumption of PCs and servers as a function of computing power. The LMG500 is listed for this. Standby consumption of domestic appliances are covered by standards like IEC 62301. The LMG500 fulfils this requirements. Low currents (µA) can be measured by using the shunt SH-100-P.

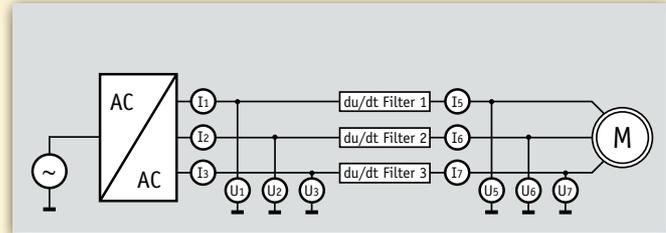




Power Loss of Filters for Frequency Inverters

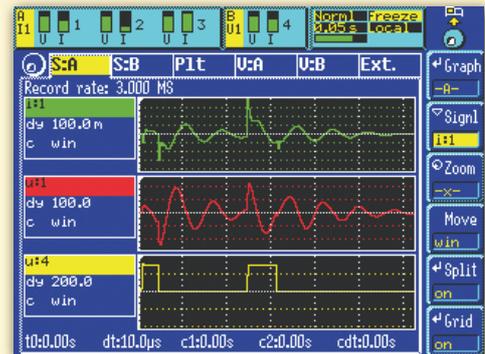


Power loss through measurement across the filter



Power loss through difference measurement before and behind the filter

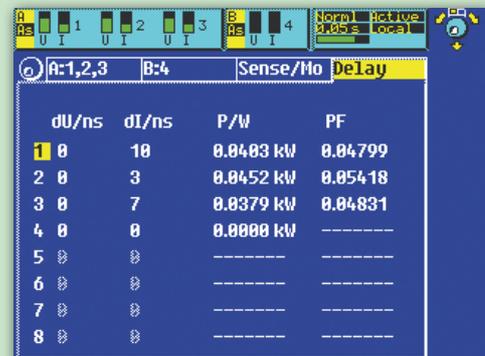
To increase efficiency of modern PWM frequency inverters fast switching semiconductors are used for minimising the switching losses in the output stage. However, the extremely steep voltage edges cause capacitive currents that stress bearings and isolation of the motors – this leads to an early break down. Motor filters (e. g. du/dt-filters) attenuate the voltage edges in rise and fall, but generate power losses by the filters' transient oscillations (typ. >100kHz). The high bandwidth and the very small group delay time of U-/I-measuring channels, <3ns as standard, allows extremely precise power loss measurements at those frequencies, also when measured across the filter at small $\cos\phi$.



L-L voltage U4 before the filter, voltage U1 across the filter and filter input current I1

Menu to compensate the delay time of external sensors

Currents >30A are measured by means of external sensors. Wide band (>100kHz) current transducers for more than 100A, e. g. ZES ZIMMER type PSU, are used. The error caused through the group delay of the current transducer can be corrected by assistance of the delay time menu inserting the necessary time adjustment. An outstanding tool with an easy to use menu.



Delay time menu with compensation values for I in phase 1,2 and 3



Losses at lowest power factors of transformers, chokes and capacitors

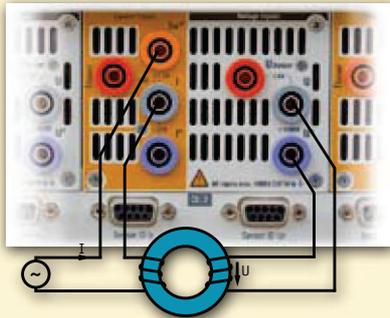
Power measurement up to 10MHz requires that current and voltage channels are so designed that delays between each other are very small. With the LMG500 they are less than 3ns and this means an angle error <1 μ rad at 50Hz. Due to this feature incorporated in the LMG500 it is best suited to measure the power losses of transformers, chokes and capacitors at very low power factor. The instruments with the standard factory settings fully comply to the requirements of these measurements. Options or adjustments are not necessary.

A calibration protocol [order no. KR L50 LPF] to proof measurement accuracies at power factors in the range of 0.01 can be supplied. Usually current or voltage transducers will be used for measuring power transformers. The phase angular error of this transducers can be corrected in the delay time menu which improves the accuracy of the measurement. Various definitions, e.g. IEC 60076-1, can handle the calculation of the corrected power. This can be calculated easily by using the powerful formular editor regarding to the requirements.



Source: Siemens AG

Core Losses and Parameters up to 10MHz



Circuitry

```

Script  Vars  New Menu Ferrit
n1=3; # primary windings
n2=3; # secondary windings
A=0.0000916; # cross section in m^2
l=0.085608; # magn. length in m
Bpk=Urect/(4*f*n2*A); # flux in Tesla
Hpk=Ipp/2*n1/l; # field strength A/m
ur_amp1=Bpk/1.2566e-6/Hpk;
# relative amplitude permeability
pfe=P*1*n1/n2;
freq=f*1/1e6;
    
```

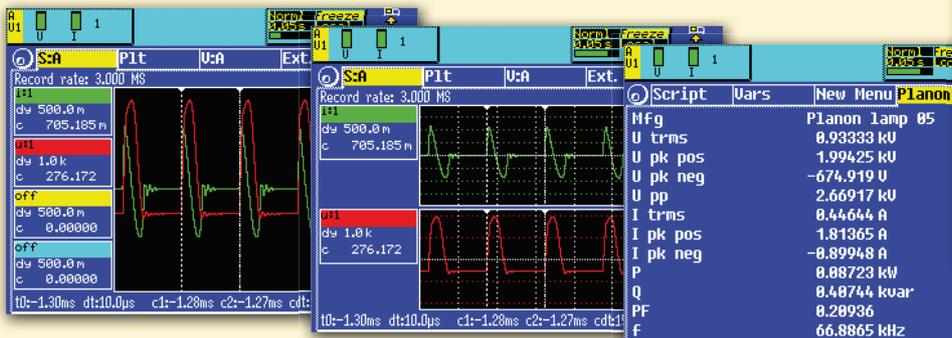
Script editor

Script	Vars	New Menu	Ferrit
P	ferrit	49.6553 m	Watt
B	pk	3.41885 m	Tesla
H	pk	1.41337	A/m
ur	amplitude	1.92848 k	
PF		0.28518	
f		1.40002	MHz

Custom menu with numerical results

The power measured with the exciting current I and the induced voltage U at the sensor winding (core magnetisation voltage) directly yields the core losses without copper losses. With the rectified value of the sensor voltage U – a measure for the voltage-time area and therewith the induced flux Φ , the exciting current I and the geometric core data, the characteristic curves e.g. P(B_{pk}), B_{pk}(H_{pk}) can be generated. With the high-performance script editor the respective curve points are calculated measuring cycle by measuring cycle. Please request special application note.

Chopped Ballasts of Modern Lighting



Wave forms of current and voltage

Custom menu with numerical results

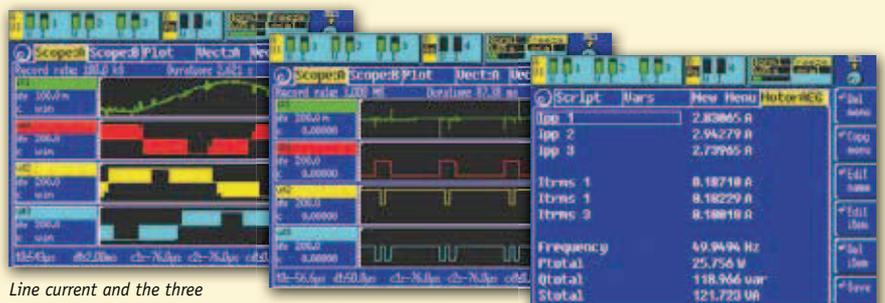


Modern flat panel lamp

Due to the low earth capacitance of the LMG500 measuring inputs (<30pF) pulsed currents and voltages can directly be measured and displayed on the LMG500 screen without any deviation. The figures show the 70kHz pulses (U_{pp}=2.5kV, I_{pp}=2.7A) that permanently ignite and therewith keep ionisation of the gas discharge flat lamp (light tile) alive. Only based on the very small group delay difference of U and I channel, <3ns as standard, precise power measuring can be effected at this sample with its challenging signals.

Transient Currents at the Output of a Frequency Inverter

Through the high bandwidth of 10MHz high-frequency current peaks at the frequency inverter output can be sampled and visualised. Transient current peaks are produced on each switching edge – currents which flow via the winding capacitance. They yield a multiple of the nominal current. You will get the high ratio from the values I_{pp1} and I_{trms1} from the shown custom menu.



Line current and the three line to line voltages

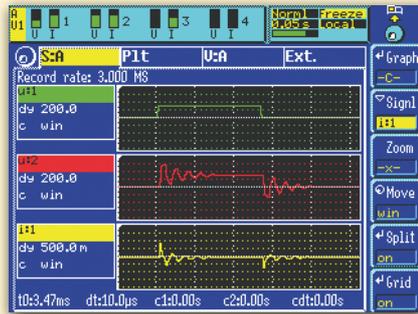
Extra high current peaks at simultaneous switching edges

Custom menu with numerical results

Script	Vars	New Menu	MotorREC
I _{pp1}		2.83865 A	
I _{pp2}		2.94279 A	
I _{pp3}		2.73965 A	
I _{trms1}		8.18718 A	
I _{trms2}		8.18229 A	
I _{trms3}		8.18618 A	
Frequency		49.9496 Hz	
P _{total}		25.756 W	
Q _{total}		118.964 var	
S _{total}		121.723 VA	



Transient Voltages with Long Connecting Lines



Voltage at inverter output as well as voltage and current at motor with long connection cables

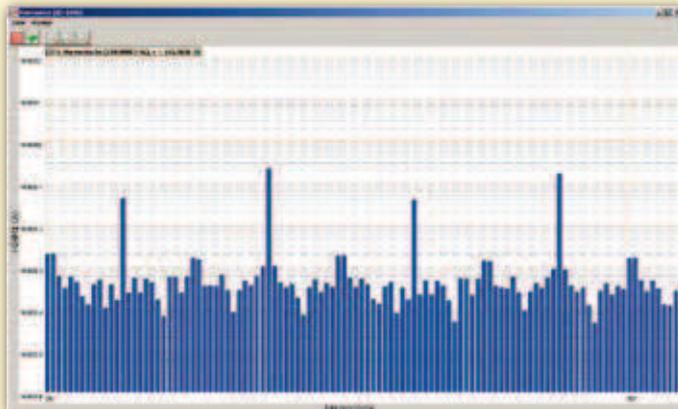


Easy to recognize: Double increase of peak value U_{pp}

Voltage peaks by reflexion occur on long connection cables between frequency inverter and motor. They attain up to the double of the transmitted voltage pulse and stress isolation in addition. On account of the high bandwidth of the LMG500 these voltage peaks are captured properly.



Avionics: Monitoring Harmonics up to 150kHz



Harmonic Analysis by ZES ZIMMER software LMG-CONTROL

The on-board power supplies of modern large scale aircraft are operating with frequency up to 800Hz. Basic standards like EUROCAE ED-14D and ABDO100.1.8 are created to define limit values, as to specify those power supplies. Fundamental frequency from 360Hz to 800Hz must be assessed by their harmonics in ranges up to 150kHz. Therefore the LMG500 is best applicable.

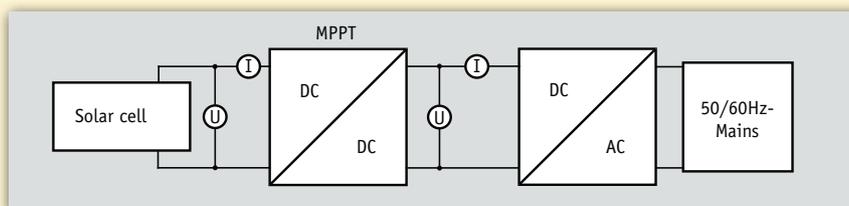
The spectral analysis of currents and voltages DC to 1MHz is supported by a separate ZES ZIMMER application software LMG-CONTROL. You will get graphical data representation in linear or logarithmic scaling. The values can also be exported as tables e. g. into MS Excel.

Harmonic analysis with LMG-CONTROL ranges up to 1MHz. The fundamental can be set user-defined from 0.07Hz to 1MHz.

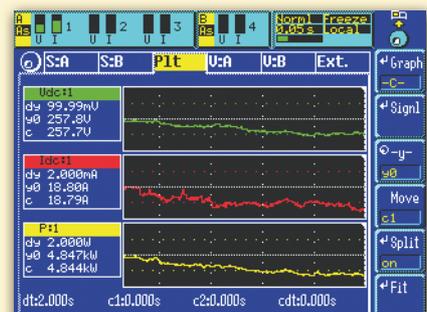
High Basic Accuracy – High Range Dynamics



Solar Technology



By assistance of the Maximum Power Point Tracker (MPPT) the operating point of a solar generator can always be kept in its optimum. While non steady solar radiation currents and power can vary between a few percent and nominal value in short time intervals. The tracking can only be optimised if measuring is consistently and without dropout e.g. that may occur while measuring range is switched. The high nominal accuracy of 0.03% allows a correct measuring of very low currents also in the 32A range.



Voltage, current and effective power high precise without range switching

High Quality Basic Configuration

The high quality basic configuration of the LMG500 at reasonable price allows comfortable working. Already included are RS232 interface, a printer interface and a powerful script editor.

Options and Accessories for Operating Extensions

IEEE488 interface

(Order no. L50-01)
Interpretation of the complete SCPI, as well as the LMG500 specific command set. The data transfer rate yields up to 1Mbyte/s.

USB interfaces

(Order no. L50-02USB)
For connection of a memory stick (front side) and another USB interface for data transfer and remote (backside).

Ethernet converter

(Order no. L50-Z318)
External adapter, all connectors will fixed and supplied by LMG.

Processing signal interface, digital and analogue in- and outputs

(Order no. L50-03)
To monitor further process magnitudes like revolution, torque etc. With assistance of the script editor efficiency and other magnitudes can be deduced and be applied as control parameters.

Flicker meter

(Order no. L50-04)
Compliant to EN61000-4-15. The evaluation of the voltage fluctuations by currents up to 16A compliant to EN61000-3-3, by currents up to 75A compliant to EN61000-3-11.

Event triggering

(Order no. L50-05)
Display and save abnormal events. Further description see below.

Star to delta conversion

(Order no. L50-06)
for 3phase-3wire systems. Further description see below.

Harmonics up to 99th for U, I, P, Q and S

(Order no. L50-08)
Current, voltage and power are analysed up to 50kHz on fundamentals ranging from 0.1Hz to 1.2kHz. Evaluation of inter-harmonics is possible by dividing the given fundamental to a

lower one using it as reference. With use of the sampling values the harmonic analysis up to 1.5MHz on an external PC is given.

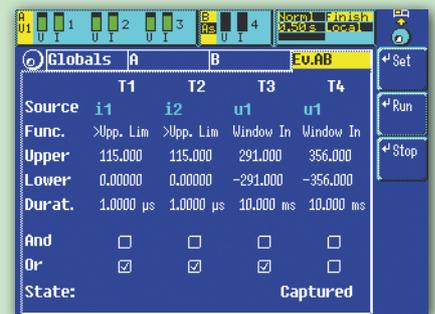
CE Harmonics (Order no. L50-09)
Up to the 40th, for currents up to 16A in compliance with EN61000-3-2, for currents from 16A to 75A in compliance with EN61000-3-12

DSP Modules(Order no. L50-010)
Necessary to operate particular options.

Option: Event triggering

Order no. L50-05

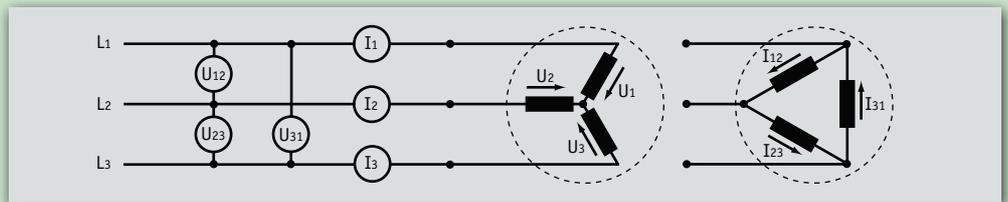
If trigger conditions are set this option operates in the background of the normal measuring mode and can be conditioned for max. four measurement values u, i, p coming from different measuring channels. By detection of given trigger conditions the scope display will be „frozen“ (display „finish“ in the status line). However, the normal measuring proceeds without any gaps, evaluating completely all sample values. Four logical connectable trigger events, which are selected via the menu, can be defined to control the U- and I measuring inputs. In each trigger event you can ascertain: Value larger/smaller, inside of/outside of a window, event time 330ns...10s. By this and the sampling with 3Msamples/s particular peaks and dips will be detected. Via the printer interface the aligned scope picture can be printed, also the 2 million samples representing the event can be transferred via the data interface, on request. With the soft key button RUN the scope display is switched again to the current measuring mode until a new event is detected.



Conditioning of event triggering

Option: Star to delta conversion for 3phase-3wire system

Order no. L50-06



3phase-3wire system: measurement of line to line voltages and line currents

At 3phase-3wire systems only the line to line voltages U_{12} , U_{23} and U_{31} and the line currents I_1 , I_2 and I_3 are available for measurement.

By assistance of the star to delta conversion the line to line voltages can be converted into those not directly accessible phase voltages (line to neutral voltages, i. e. the phase voltages of the load as if star-connected) and the assigned active powers can be defined. In analogy the line currents can be converted into the „linked“

currents (line to line currents of the delta connected load). Out of the calculated „linked“ values other magnitudes are

deduced, as well as harmonics can be assessed.

Unbalance of net and load, as well as distorted wave forms are

handled correctly by the star to delta conversion.



Calculated values (linked values) of the star connected windings (Wiring: 3+1, $U_{\Delta} I^* \rightarrow U^* I^*$)



Calculated values (linked values) of the delta connected windings (Wiring: 3+1, $U_{\Delta} I^* \rightarrow U_{\Delta} I_{\Delta}$)

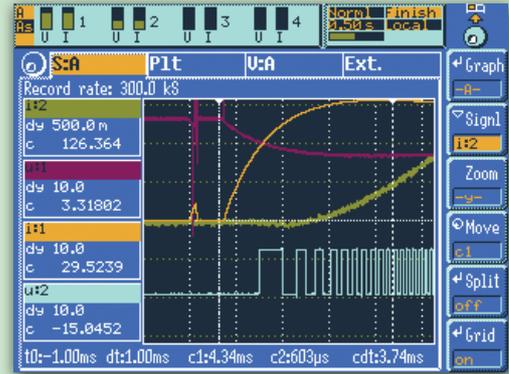
Options and accessories for expanding functions

Adapter for incremental rotary encoder

Order no. L50-Z18

Pulses of the incremental rotary encoder (signal u2 in blue) are transformed to a proportional voltage by the adapter L50-Z18, positive/negative voltage for forwards/backwards, and led to the LMG500 measuring input, here the I_{sensor} input.

Interesting details in the scope display that has been captured (status „finish“) with the option „event triggering“: u1 (red) is the motor voltage, i1 (yellow) is the motor current which rises with the electrical time constant of the rotor. About 0.7ms after applying current the motor starts with its first move and the rise of the analogue, revolution-proportional adapter output signal i2 (green) begins. 3.5ms after start up of the motor current, the rotor has moved only 8°, the rotation speed of 126U/min is already exactly received!



Rotary encoder via adapter L50-Z18 connected to a measurement channel to record a fast motor start with high resolution

SYS61K Test system in compliance with EN61000-3-2/-12 and EN61000-3-3/-11

Order no. SYS61K-3PL50

System to measure current harmonics and flicker emitted by the appliance and their effects onto mains:

- harmonic analyzer acc. EN61000-4-7
- harmonics for currents up to 16A in compliance with EN61000-3-2
- harmonics for currents from 16A to 75A in compliance with EN61000-3-12
- flickermeter acc. EN61000-4-15
- flicker (voltage fluctuation) for currents up to 16A in compliance with EN61000-3-3
- flicker (voltage fluctuation) for currents up to 75A in compliance with EN61000-3-11

The system consists of:

- a ZES ZIMMER power meter LMG500
- an AC source, as an alternative customer can implement own sources
- a reference impedance
- measuring analysis software in compliance with standards
- a PC/notebook

Ready to use delivery in a 19" cabinet or as hard-/software package for customer system integration, also with customer components



SYS61K Test system in compact 19" cabinet

Technical Data

Voltage measuring ranges U*

Nominal value /V	3	6	12.5	25	60	130	250	400	600	1000
Maximum trms value /V	3.6	7.2	14.4	30	66	136	270	560	999	1001
Maximum peak value for full scale /V	6	12	25	50	100	200	400	800	1600	3200
Input impedance	>4.5MΩ <3pF									

Current measuring ranges I*

Nominal value /A	20m	40m	80m	150m	300m	600m	1.2	2.5	5	10	20	32
Maximum trms value /A	37m	75m	150m	300m	600m	1.25	2.5	5	10	20	32	32
Maximum peak value for full scale /A	56m	112m	224m	469m	938m	1.875	3.75	7.5	15	30	60	120
Shunt impedance	560mΩ		68mΩ			7.5mΩ			2mΩ			

Current measuring ranges I_{HR}*

Nominal value /A	150m	300m	600m	1.2
Maximum trms value /A	225m	450m	900m	1.8
Maximum peak value for full scale /A	313m	625m	1.25	2.5
Shunt impedance	0.1Ω			

Sensor inputs U_{Sensor}, I_{Sensor}

Nominal value /V	30m	60m	120m	250m	500m	1	2	4
Maximum trms value /V	37m	75m	150m	300m	600m	1.2	2.5	5
Maximum peak value for full scale /V	62m	125m	250m	500m	1	2	4	8
Input impedance	100kΩ 34pF							

Measuring accuracy

Accuracy		± (% of measuring value + % of measuring range)									
		DC	0.05Hz..45Hz	45Hz..65Hz	65Hz..3kHz	3kHz..15kHz	15kHz..100kHz	100kHz..500kHz	500kHz..1MHz	1MHz..3MHz	3MHz..10MHz
Voltage	U*	0.02+0.06	0.02+0.03	0.01+0.02	0.02+0.03	0.03+0.06	0.1+0.2	0.5+1.0	0.5+1.0	3+3	f/1MHz*1.2 + f/1MHz*1.2
	U sensor	0.02+0.06	0.015+0.03	0.01+0.02	0.015+0.03	0.03+0.06	0.2+0.4	0.4+0.8	0.4+0.8	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5
Current	I* (20mA .. 5A)	0.02+0.06	0.015+0.03	0.01+0.02	0.015+0.03	0.03+0.06	0.2+0.4	0.5+1.0	0.5+1.0	f/1MHz*1 + f/1MHz*2	-
	I* (10A .. 32A)	↓	↓	↓	↓	0.1+0.2	0.3+0.6	f/100kHz*0.8 + f/100kHz*1.2	-	-	-
	I HF	↓	↓	↓	↓	0.03+0.06	0.2+0.4	0.5+1.0	0.5+1.0	f/1MHz*1 + f/1MHz*2	-
	I sensor	↓	↓	↓	↓	0.03+0.06	0.2+0.4	0.4+0.8	0.4+0.8	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5	f/1MHz*0.7 + f/1MHz*1.5
Power	U* / I* (20mA .. 5A)	0.032+0.06	0.028+0.03	0.015+0.01	0.028+0.03	0.048+0.06	0.24+0.3	0.8+1.0	0.8+1.0	f/1MHz*3.2 + f/1MHz*2.5	-
	U* / I* (10A .. 32A)	↓	↓	↓	↓	0.104+0.13	0.32+0.4	f/100kHz*1 + f/100kHz*1.1	-	-	-
	U* / I HF	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.24+0.3	0.8+1.0	0.8+1.0	f/1MHz*3.2 + f/1MHz*2.5	-
	U* / I sensor	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.24+0.3	0.72+0.9	0.72+0.9	f/1MHz*3 + f/1MHz*2.3	f/1MHz*1.5 + f/1MHz*1.4
	U sensor / I* (20mA .. 5A)	0.024+0.03	↓	↓	0.024+0.03	0.048+0.06	0.32+0.4	0.72+0.9	0.72+0.9	f/1MHz*1.4 + f/1MHz*1.8	-
	U sensor / I* (10A .. 32A)	↓	↓	↓	↓	0.104+0.13	0.4+0.5	f/100kHz*1 + f/100kHz*1	-	-	-
	U sensor / I HF	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.32+0.4	0.72+0.9	0.72+0.9	f/1MHz*1.4 + f/1MHz*2	-
U sensor / Isensor	↓	↓	↓	↓	0.048+0.06	0.32+0.4	0.64+0.8	0.64+0.8	f/1MHz*1.12 + f/1MHz*1.5	f/1MHz*1.12 + f/1MHz*1.5	

additional measurement uncertainty in the ranges 10A to 32A: $\pm 1^2_{rms} \cdot 30 \mu A / A^2$

Accuracies based on:

1. sinusoidal voltage and current
2. ambient temperature (23 ± 3) °C
3. warm up time 1h
4. definition of power range as the product of current and voltage range, $0 \leq |\lambda| \leq 1$, ($\lambda = \text{Power factor} = P/S$)
5. calibration interval 12 month

Other values

All other values are derived from the current, voltage and active power values. Accuracies for derived values depend on the functional relationship (e.g. $S = I * U$, $\Delta S/S = \Delta I/I + \Delta U/U$)

Isolation

All current and voltage inputs isolated against each other, against remaining electronic and against earth max. 1000V/CATIII resp. 600V/CATIV

Synchronization

The measurement is synchronized on the signals period. There is a choice to determine the period from „line“, „extern“, u(t), i(t) as well as their envelopes, combined with settable filters. By this very stable readings are achieved, even at signals of pulse width modulated frequency inverters and amplitude modulated electronic ballasts

Harmonic analysis

(option CE Harm L50-09)

Measuring of current and voltage with evaluation in full compliance with EN61000-3-2/-12, measurement according to EN61000-4-7

Harmonic analysis

(option Harm100 L50-08)

Analysis of current, voltage (incl. phase angle) and power up to 99th harmonics, in total 100 harmonics including DC component. Fundamental in the range from 0.1Hz to 1.2 kHz. Analysis up to 10kHz (50kHz without antialiasing filter). By integer divider (1...128) a new reference fundamental can be created as to detect interharmonics. Externally on PC up to 1MHz with LMG-CONTROL software.

Flicker measuring (option L50-04)

Flicker meter according to EN61000-4-15 with evaluation in full compliance with EN61000-3-3/-11

Transients (option L50-05)

Detecting and recording of transients >330ns

Scope function (standard)

Graphical representation of sampled values versus time

Plot function (standard)

Time (Trend) diagram of max. 4 readings, minimal resolution 50ms, respectively 10ms in 50Hz half-wave (flicker) mode

Star delta conversion (option L50-06)

Sums and differences between channels on sample basis

Computer interfaces

RS232 (standard) and IEEE488.2 (option L50-01), additional USB 2.0 Typ B (L50-02USB), Ethernet 10/100 Base-T RJ45 (option L50-Z318) available. Only one interface can be used at the same time

Remote control

Output data

Transfer rate

All functions can be remote-controlled, keyboard lock for measuring parameters
Output of all readings, data formats BIN/ASCII, SCPI command set
RS232: max.115200 Baud, IEEE488.2: max. 1MByte/s

USB-stick connector (option L50-02USB)

For logging data

Printer interface (standard)

Parallel PC-Printer interface with 25-pin SUB-D socket, printing measuring values, tables and graphics to matrix, inkjet or laser printers

Processing signal interface

(option L50-03)

- 2 x 25 pin SUB-D socket with:
- 8 analog inputs for process magnitudes (24Bit, ±10V)
 - 8 analog outputs (14Bit, ±10V)
 - 8 digital inputs
 - 8 digital outputs
 - 2 input for frequency (0.05Hz...6MHz) and rotation direction
 - in- and outputs are isolated against other electronics (test voltage 500V)

Other data

Dimensions/Weight

- Bench case 1 to 4 channels W 433mm x H 148mm x D 506mm / about 12kg
- Bench case 1 to 8 channels W 433mm x H 283mm x D 506mm / about 23kg
- Accessories: brackets for 19" rack, 84PU, 3HU, D 464mm

Protection class

Electromagnetic compatibility

Protection system

Operating/storage temperature

Climatic class

Power supply

EN61010 (IEC61010, VDE0411), protection class I
EN61326
IP20 in accordance to EN60529
0...40°C/-20...50°C
Normal environment conditions according to EN61010
100...240V, 50...60Hz, max. 150W (4 channel device), max. 300W (8 channel device)

LMG500 application software

(Name of software is equal with order number, please request detailed data sheets)

LMG-CONTROL

Individual configuration of measurement, using all features of the LMG500, spectral analysis, remote of LMG500, storage in MS Excel readable format (e.g. CSV-file)

Waveform analysis module

Logging and analysis of all sampling values

PQA-SOFT

Software especially designed for power quality analysis (acc. EN50160), easy configuring of measurement in a few steps

SYS61K-1/3-SOFT

Control and evaluation software for test systems of harmonics and flicker according to EN61000-3-2/-3/-11/-12

Measurement Accessories and Extensions

„Plug N'Measure“ current sensors for extended current ranges up to 5000A

Order no. and detailed datasheets on request

(1) Precision DC	0.02%	DC	to 1MHz	0.8A to 5000A
(2) Precision AC	0.02%	15Hz to 5kHz		5A to 1500A
(3) Clamp on CT	0.15%	2Hz to 50kHz		0.3A to 3000A
(4) Wideband AC	0.25%	30Hz to 1MHz		10A to 1000A
(5) Low Cost Hall	0.3%	DC	to 200kHz	0.3A to 2000A



Example to (1):
Prec. current transducers PSU700-L50 for 700A



Example to (2):
Prec. AC current transformer LMG-Z502 for 1500A



Example to (3):
Clamp-on current sensor L45-Z06 for 40A, 5Hz to 20kHz



Example to (4):
Prec. wideband current transformer LMG-Z601 for 100A, 30Hz to 1MHz



Example to (5):
Hall effect current sensors L50-Z29 Hall for 50A to 1000A

Detailed specifications and selection guide in the handbook „ZES Sensors and Accessories“, available on request.

Precision high voltage divider

Precision high voltage divider for 3/6/9/12/30kV to 300kHz, 0.05%
Negligible phase error, therefore best suited for wideband power measuring.

- 1-channel HST for single ended voltages
- 2-channel HST for floating voltages (difference measuring)
- 3-channel HST for three phases systems (inverters)

Power quality analysis in railway technology and medium-voltage systems. Insulation diagnostics by $\tan \delta$ measuring down to 0.1Hz. Suitable for outdoor application (IP65) with high over-voltage.



HST30 for 30kV, single-phase



HST12-3 for 12kV, three-phase

RS232 - Ethernet - converter, 10/100mbit

Order no. L50-Z318

External adaptor, all connectors will be fixed at the LMG, supply by LMG

Adapter for 3-phase measurements

Order no. LMG-MAK3

- CEE-Plug, 5 pins, 16A, 2m supply cord
- CEE-Socket, 5 pins, 16A, for EUT
- Socket for supplying the meter LMG500/LMG450
- 4mm safety sockets, measuring access to current and voltage
- Safety acc. IEC61010: 300V/CATIII

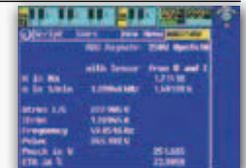


LMG-MAK3

M-n motor torque soft

Order no. L50-O16

Torque and speed directly calculated from measured motor current and voltage. Supplied by frequency inverters or directly by 3-phase-net. Applicable for motors acc. to IEC-standards. Accuracy from 0 to 1.5 fold nominal torque better than 2%. Configurable with plugin in LMG-CONTROL software.



PC Software

Order no. LMG-CONTROL-B

PC software for data transfer, configuration and visualisation, Modular design, saves and loads device configurations. Interactive mode to set up the measurements. Recording and storage adds timestamps with accuracy in the range of milliseconds. Analysing modules for different applications. Basic version is free of cost.

Order no. LMG-CONTROL-WA

Additional module for LMG-CONTROL, logging and analysis of all sampling values of the LMG, harmonic analysis up to 1MHz, frameanalyser, logging of transients.



Calibration certificate

Order no. KR-L50-B

Order no. KR-L50-CHN*

*For each power channel

Calibration with certificate, traceable according to ISO9000

Calibration and service package for extended warranty

Order no. L50-KSP

With the purchase of the calibration and service package the warranty will be extended every year for further 12 months according to your wishes and technical applications.

The necessary access is the calibration according to ISO9000 at first delivery of the device. After 12 months the device has to be sent back to ZES ZIMMER for a further calibration and if necessary for adjustment. Along with the calibration the appropriate maintenance work is accomplished. During the warranty period and extended warranty period

all incidental repair work is accomplished free of charge. Repairs of failures through abrasion and faulty handling are excepted from the warranty. Requirement for extended warranty and its continuation is the calibration at first delivery and the annual due in time calibration in continuity. The required extension always needs our written acknowledgement. On this way a warranty time of 10 years or longer can be achieved.



Subject to technical changes, especially to improve the product, at any time without prior notification.