

Capítulo 2

Energía solar fotovoltaica

2.1 Energía solar.

Puede decirse que el sol es un gigantesco reactor nuclear. En estado gaseoso y formado fundamentalmente por Helio, Hidrógeno y Carbono, su tamaño es 330.000 veces mayor que la Tierra. En el seno del mismo se producen continuas reacciones nucleares de fusión, mediante las cuales se unen los núcleos de dos átomos de hidrógeno para formar un núcleo de Helio, librando en dicho proceso una gran cantidad de energía.

El Sol es una fuente de energía de $3,8 \cdot 10^{20}$ MW, lo que equivale a una densidad de energía por cada metro cuadrado de superficie solar de 62,5 MW. Sin embargo, como consecuencia de la distancia que nos separa, solo una pequeña parte, aproximadamente 1 kW, llega a la superficie de la Tierra.

Llegados a este punto hay que decir que la potencia radiante que alcanza a nuestro planeta es atenuada por diferentes fenómenos en la atmósfera. Estos fenómenos son:

- **Reflexión.** Propiciada por la propia atmósfera.
- **Absorción.** Debida a las moléculas que componen la misma: O_3 , H_2O , O_2 , CO_2 , etc.
- **Difusión.** Originada por los componentes atmosféricos.

La difusión debida al polvo y a la contaminación del aire (aerosoles) depende en buena medida del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en las ciudades que en los pueblos o zonas sin habitar. Los efectos meteorológicos locales como nubosidad, lluvia, nieve, etc., afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar.

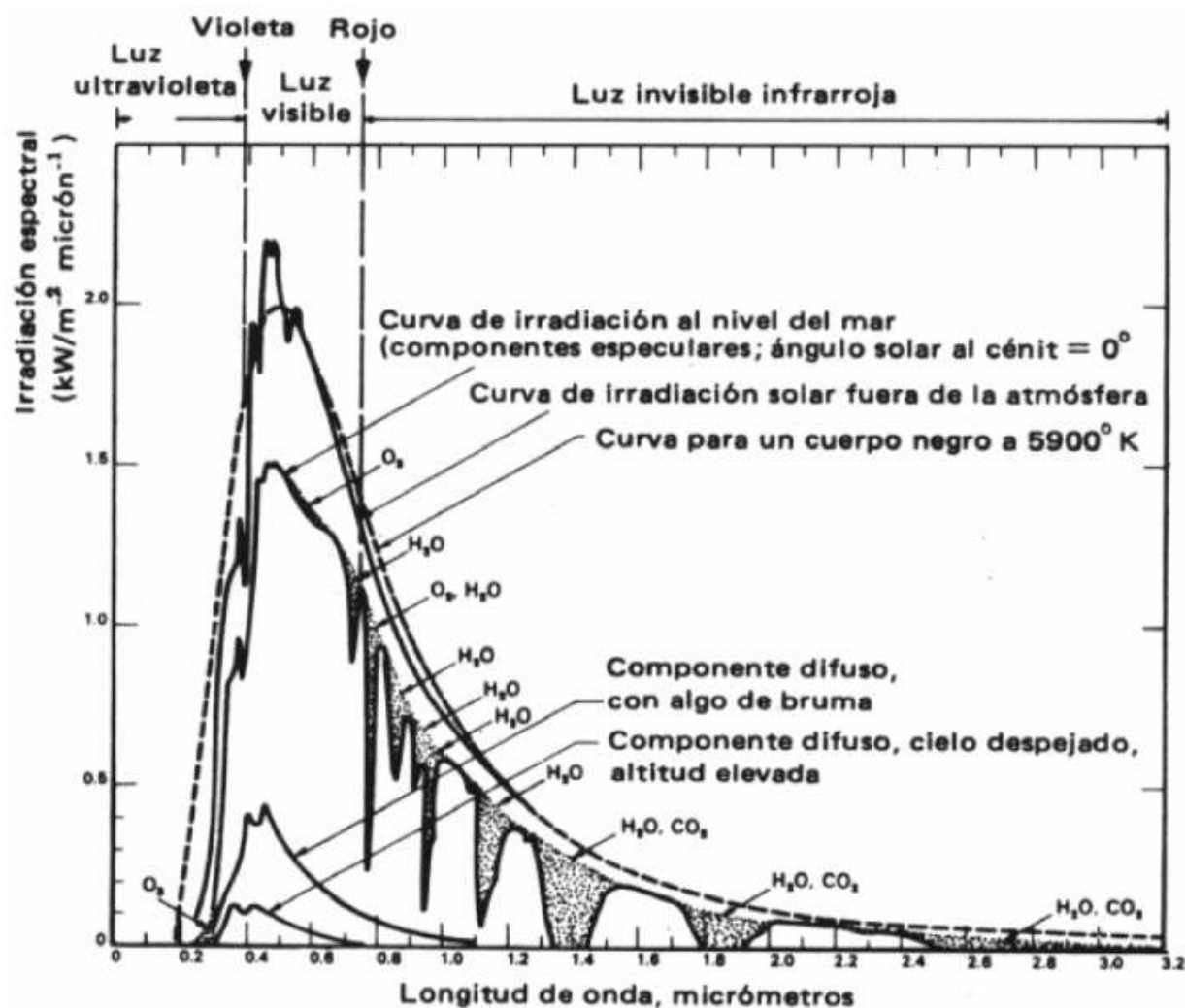


Figura. Distribución espectral de la constante solar.

Además se ha de tener en cuenta que la energía emitida por el Sol no llega a la Tierra de manera uniforme. Varía en función de la hora del día, la inclinación estacional del globo terráqueo respecto al Sol, la zona de la superficie terrestre, etc.

Un día claro, al mediodía, la irradiancia alcanza un valor máximo de unos 1.000 W/m^2 en un plano de la superficie terrestre. Lógicamente este valor depende del lugar y, sobre todo, de la nubosidad.

La intensidad de la radiación solar sobre la superficie de la tierra está influenciada por tanto por la forma de la Tierra, los movimientos de la misma, fenómenos atmosféricos o la propia atmósfera, el ciclo día/noche e, incluso, la actividad humana.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes o año), se obtiene la energía en kWh/m^2 . Se obtiene así un valor diferente para cada región.



Figura. El movimiento de la Tierra.



Figura. Calentamiento de la Tierra.

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre se pueden distinguir los siguientes tipos de radiación:

- **Directa.** Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- **Difusa.** Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación se orienta en todas las direcciones, como consecuencia de las absorciones y reflexiones sucesivas, no solo de las nubes, sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos.
- **Reflejada.** La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende el coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no *ven* ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- **Global.** La radiación total es la suma de las tres radiaciones.

En un día despejado, con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

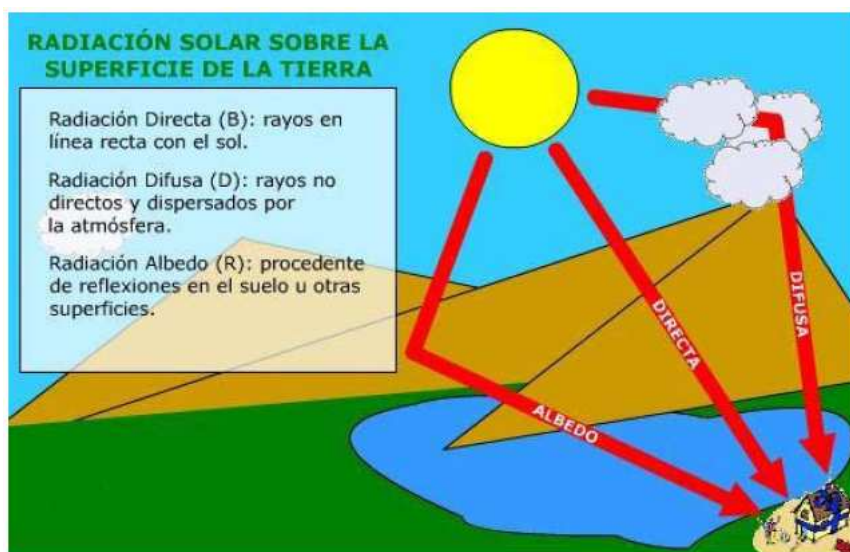


Figura. La radiación solar.

A la hora de estudiar la inclinación más adecuada con la que se deben orientar los módulos fotovoltaicos, es necesario precisar la posición del Sol en cada instante, optimizando así el rendimiento de la captación. Para definir cada una de estas posiciones se recurre al sistema de coordenadas polares.

La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del Sol.

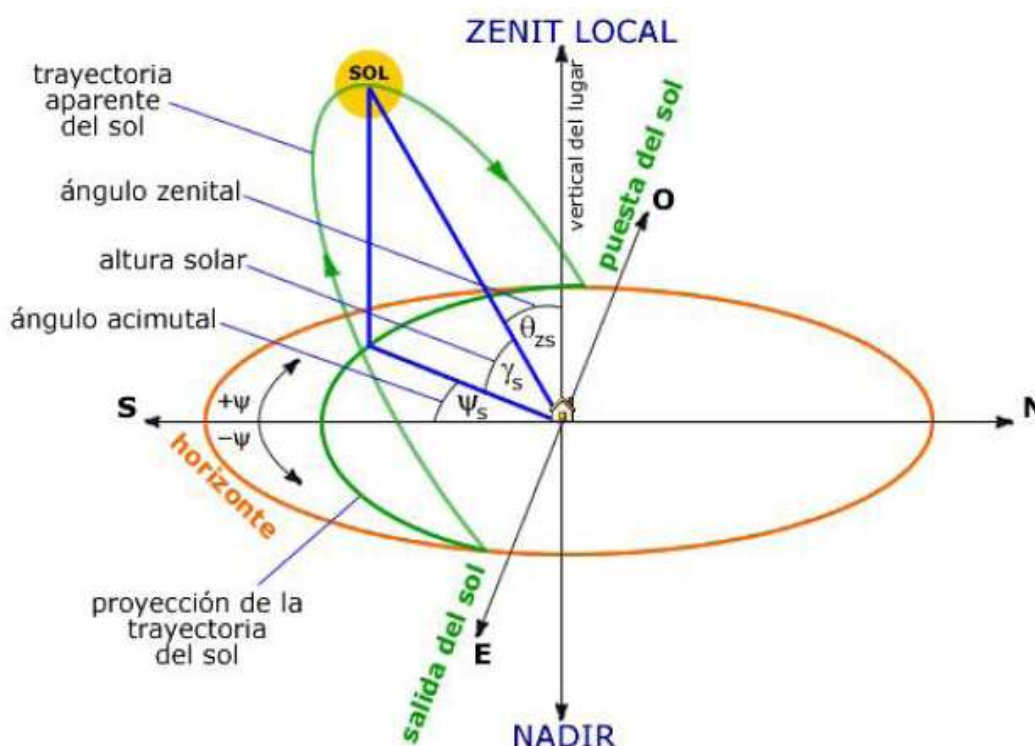
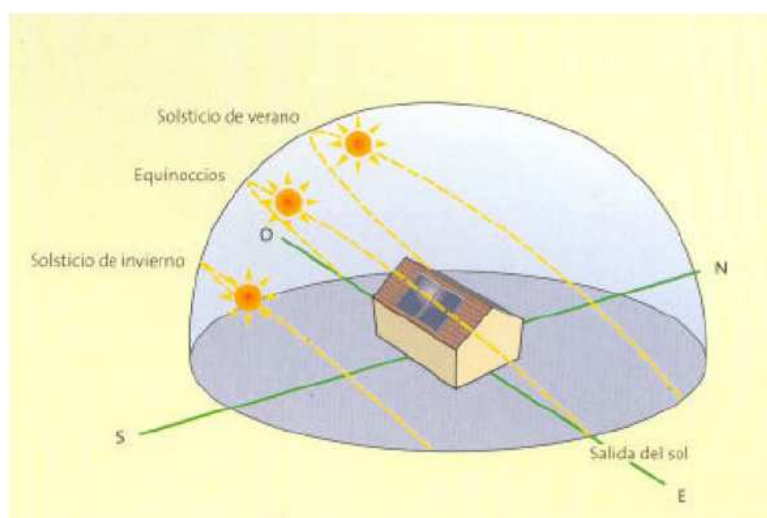


Figura. Posición del Sol.



Figura. Estaciones meteorológicas instaladas en España por Iberdrola.

Equipos:

- Piriheliómetro (Radiación Directa).
- Piranómetro (Radiación Global).
- Anemoveleta (Velocidad y Dirección del viento)
- Termohidrómetro (Humedad relativa y temperatura).

2.2 Modos de aprovechamiento de la energía solar.

Hay dos maneras principales de aprovecharla. La primera consiste en producir vapor, ya sea con espejos cilindro parabólicos, o con un parque de espejos planos llamados heliostatos, orientados por ordenador, que concentran la luz solar en un receptor situado en la cima de una enorme torre central, para hacer funcionar una turbina o motor. Son por tanto planta de concentración solar (CSP). La segunda es convertir directamente la energía solar en electricidad con paneles fotovoltaicos (FV) fabricados con un material semiconductor como el silicio.

Cada sistema tiene sus ventajas. En este momento, la generación de vapor, también conocida como energía solar termoelectrica, es más eficiente que la fotovoltaica, ya que transforma en electricidad un mayor porcentaje de la luz solar recibida. Sin embargo, requiere muchas hectáreas de terreno y largos tendidos de cables de alta tensión para poner la energía en el mercado. Los paneles fotovoltaicos, en cambio, se pueden instalar en los tejados, en el lugar donde se necesita la energía. Los dos procedimientos comparten un inconveniente obvio: su producción disminuye cuando el cielo está nublado y desaparece por la noche. Pero los ingenieros ya están trabajando para desarrollar sistemas que permitan almacenar la energía y utilizarla en las horas de oscuridad.

El calor solar recogido durante el día puede también almacenarse en medios líquidos, sólidos o que cambian de fase, como sales fundidas, cerámicas, cemento, o en el futuro, mezclas de sales que cambian de fase.

En 2008, se inauguró en España, en la localidad granadina de La Calahorra, la primera planta solar comercial con capacidad de almacenamiento de calor. Durante el día, la luz solar de un parque de espejos calienta sal fundida. Por la noche, cuando la sal se enfría, desprende el calor y produce más vapor.

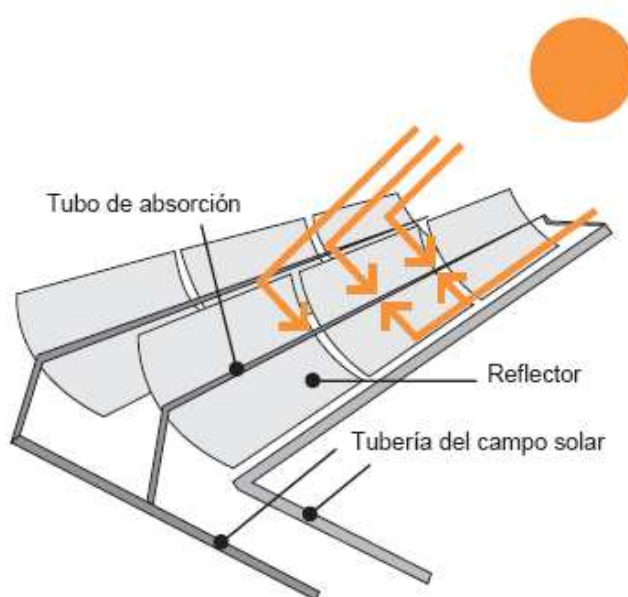


Figura. Energía solar térmica. Concentrador cilindroparabólico.
Factor de concentración de la radiación entre 30 y 80 veces.

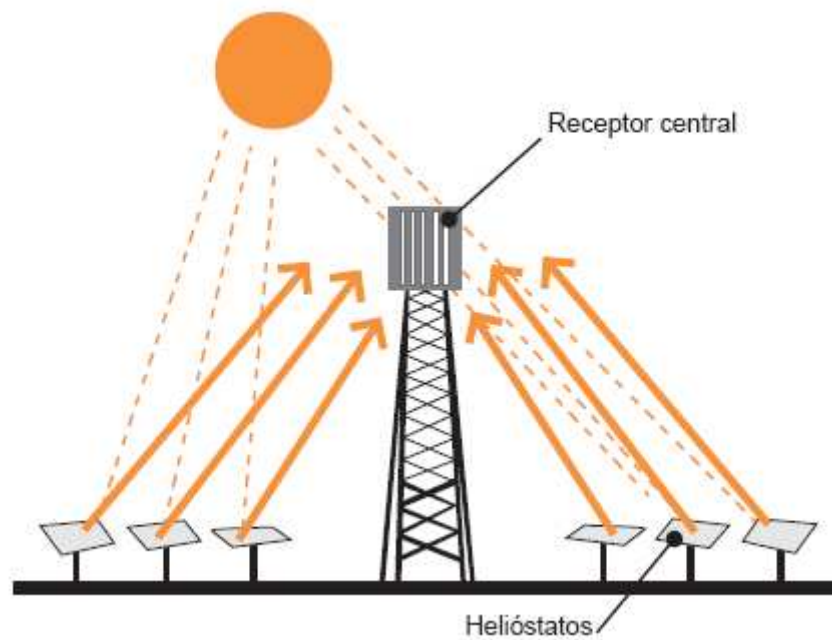


Figura. Energía solar térmica. Central de torre.
Factor de concentración de la radiación entre 200 y 1000 veces.

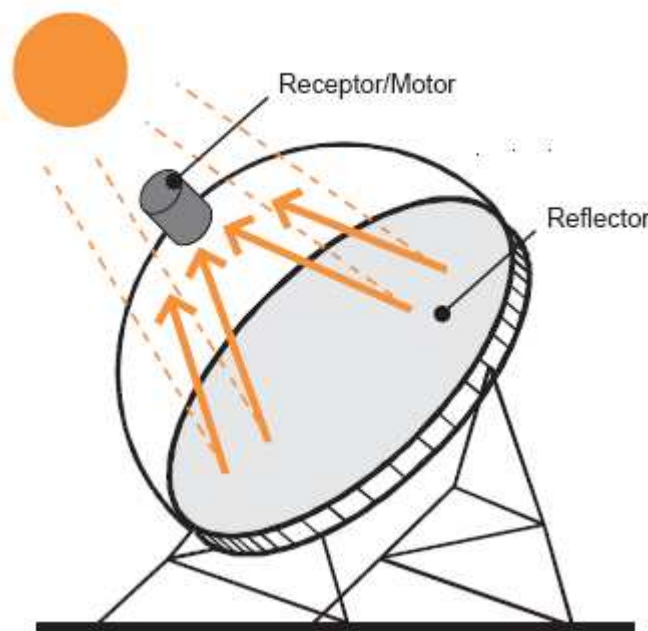


Figura. Energía solar térmica. Disco parabólico.
Factor de concentración de la radiación entre 1000 y 4000 veces.



Figura. Colector solar cilíndrico-parabólico.



Figura. Central solar termoeléctrica de torre.



Figura. Central solar termoeléctrica de torre PS10 de Abengoa (en construcción).



Figura. Disco parabólico. Motor Stirling.



Figura. Planta solar fotovoltaica. Lucainena de las Torres, Andalucía, España.



Figura. Mayor planta fotovoltaica construida en Asia. Corea del Sur, 2008.

Tabla. Comparación de características entre energía fotovoltaica y energía solar termoeléctrica.

Características	Fotovoltaica (FV)	Solar Termoeléctrica
Capacidad de implantación: 1. Requisitos de Suelos 2. Requisitos de Aguas	Solución más sostenible para regiones del arco mediterráneo español 1. Requisitos de suelo menos restrictivos. 2. Requerimientos casi nulos de agua	1. Requisitos de suelos planos y limpios 2. Requerimientos de agua más exigentes.
Necesidad de combustible de apoyo y consumos auxiliares	No necesita combustible de apoyo Consumos auxiliares mínimos	Necesita en ocasiones combustible de apoyo para mantener temperatura depósito sales fundidas (28-45.000 ton) Consumos de auxiliares en bombas y otros subsistemas de planta de aguas.
Complejidad de subsistemas y componentes	Número de subsistemas pequeño y de poca complejidad. No cuenta con partes móviles, salvo si se quiere tener sistema de seguimiento (1 o 2 ejes).	Gran cantidad de subsistemas y componentes complejos. Cuenta siempre con sistemas ópticos y mecánicos móviles. Genera electricidad mediante un ciclo Rankine de baja eficiencia.
Nivel de despliegue comercial	Gran cantidad de proveedores y tecnólogos en un mercado competitivo Gran número de instalaciones de baja potencia (<10MW) en muchos países del mundo.	Pocos proveedores y tecnólogos. Mercado oligopólico en el caso de tubos absorbedores. Las únicas plantas en operación comercial están en EE.UU., el resto son proyectos y plantas experimentales.

Características	Fotovoltaica (FV)	Solar Termoeléctrica
Capacidad de implantación: 1. Requisitos de Suelos 2. Requisitos de Aguas	Solución más sostenible para regiones del arco mediterráneo español 1. Requisitos de suelo menos restrictivos. 2. Requerimientos casi nulos de agua	1. Requisitos de suelos planos y limpios 2. Requerimientos de agua más exigentes.
Necesidad de combustible de apoyo y consumos auxiliares	No necesita combustible de apoyo Consumos auxiliares mínimos	Necesita en ocasiones combustible de apoyo para mantener temperatura depósito sales fundidas (28-45.000 ton) Consumos de auxiliares en bombas y otros subsistemas de planta de aguas.
Complejidad de subsistemas y componentes	Número de subsistemas pequeño y de poca complejidad. No cuenta con partes móviles, salvo si se quiere tener sistema de seguimiento (1 o 2 ejes).	Gran cantidad de subsistemas y componentes complejos. Cuenta siempre con sistemas ópticos y mecánicos móviles. Genera electricidad mediante un ciclo Rankine de baja eficiencia.
Nivel de despliegue comercial	Gran cantidad de proveedores y tecnólogos en un mercado competitivo Gran número de instalaciones de baja potencia (<10MW) en muchos países del mundo.	Pocos proveedores y tecnólogos. Mercado oligopólico en el caso de tubos absorbedores. Las únicas plantas en operación comercial están en EE.UU., el resto son proyectos y plantas experimentales.

Fotovoltaica	Solar Termoelectrica
Reducción de costes por: •Incremento de producción de silicio •Introducción de sistemas de Concentración (con Si, o materiales como As, Ge, Ga, etc.) •Aumento de la experiencia operativa de sistemas de seguimiento	Adquisición de experiencia operativa en España de: •Sistemas con HTF aceite térmico sintético •Sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas Simplificación de la planta: •Desarrollo de la generación directa de vapor

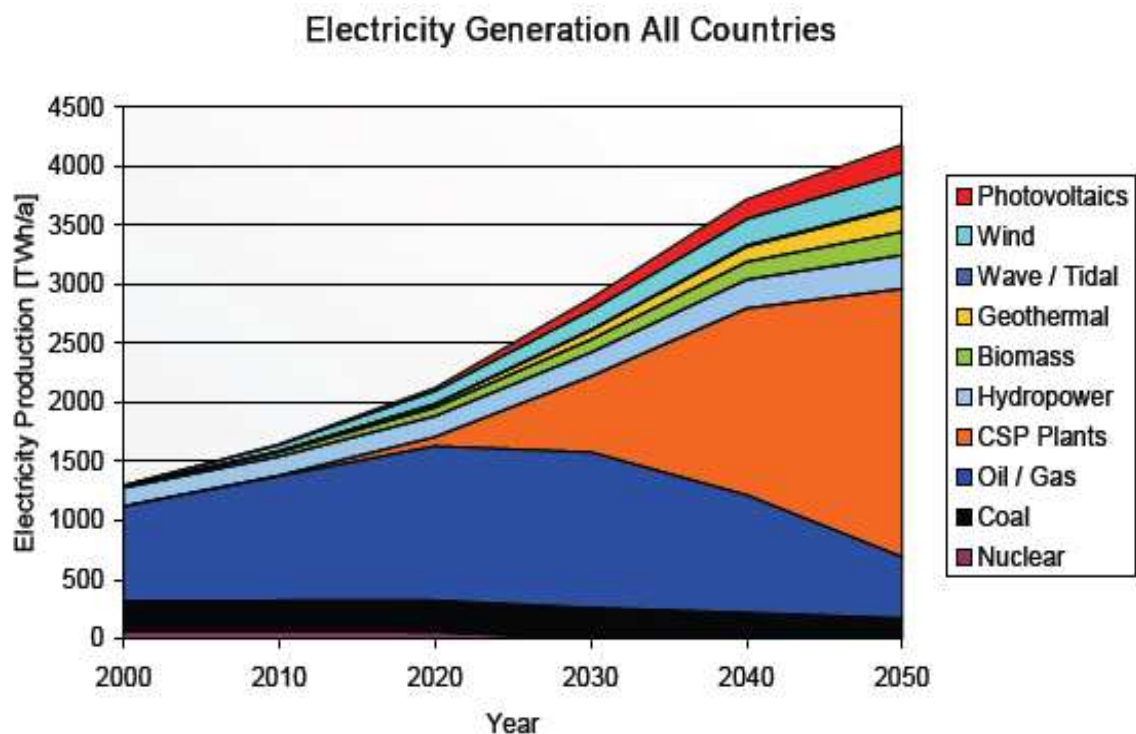


Figura. Predicción futura de producción de energía eléctrica.

Las centrales eléctricas termosolares pueden convertirse en los parques eólicos marinos del desierto. No hay barreras técnicas, económicas o de recursos para suministrar el 5 % de las necesidades eléctricas mundiales con sólo electricidad solar térmica en el 2040, incluso asumiendo que la demanda eléctrica global se podría doblar para entonces. La industria termosolar podría así convertirse en un negocio dinámico e innovador de 15.000 millones de euros anuales en 20 años, suministrando electricidad a 100 millones de personas que viven en las partes más soleadas del mundo.

En muchas regiones del mundo, un kilómetro cuadrado de tierra basta para generar unos 100-200 Gigavatios hora (GWh) de electricidad al año usando la tecnología solar termoeléctrica. Esto equivale a la producción anual de una central térmica convencional de carbón o de gas de 50 MW. A nivel mundial, la explotación de menos del 1 % del potencial solar térmico total sería suficiente para estabilizar el clima mundial mediante reducciones masivas de CO₂.

Tecnologías avanzadas, producción en masa, economías de escala y mejoras en la operación, permitirán una reducción en el coste de la electricidad solar a un nivel competitivo con las centrales térmicas de combustibles fósiles en los próximos 10 a 15 años.

En el desarrollo actual se han abierto dos grandes vías para el suministro a gran escala de electricidad generada con energía solar térmica. Una es el tipo ISCC, operación híbrida de colección solar combinada con una planta de ciclo combinado alimentada por gas. La otra es la operación solar única, con una turbina de vapor convencional, y cada vez más con el uso de un medio como la sal fundida para el almacenamiento. Se elimina el aceite térmico, se genera vapor directamente (GDV) en el tubo absorbedor, mejorando la eficiencia energética y reducción de campo solar. Existe una planta piloto de este tipo en Almería, Proyecto DISS, que entró en funcionamiento en 1998.

Tabla. Energía eléctrica termosolar. Escenario 2020.

Capacidad de Electricidad Solar Térmica en 2020	21.540 MW
Producción eléctrica en 2020	54.600.000 MWh (54.6 TWh)
Inversión acumulada	41.800 millones de \$
Empleo generado	200.000 puestos de trabajo
Emisiones de carbono evitadas 2002-2020	154 millones de toneladas de CO ₂
Emisiones anuales de carbono evitadas en 2020	32.7 millones de toneladas de CO ₂

Tabla. Energía eléctrica termosolar. Proyección 2021-2040.

Capacidad eléctrica solar térmica en 2040	630.000 MW
Producción eléctrica en 2040	1.573 TWh
Porcentaje de demanda global	5 %

Tecnología CCP (Concentradores Cilindro-Parabólicos)

HTF (Heat Transfer Fluid)

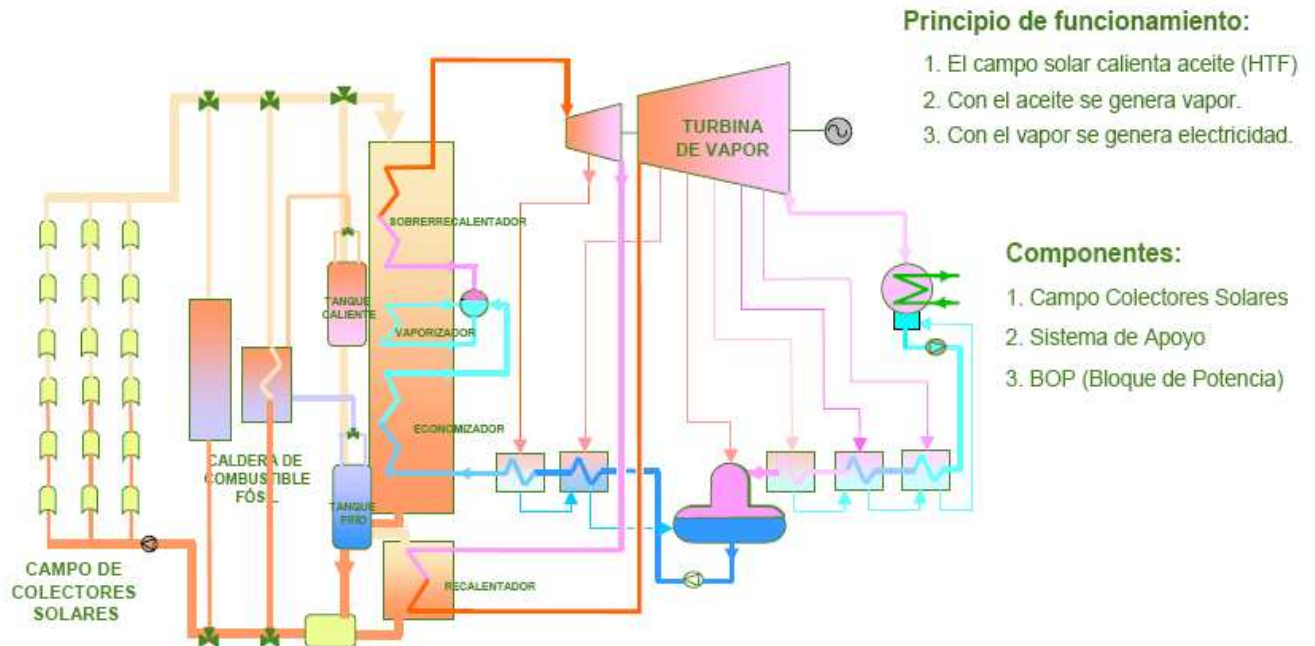


Figura. Central eléctrica de CCP con tanque de almacenamiento térmico calor-frío y generador de vapor de fuel.

Esquema de operación de un día concreto en una Central Termoelectrica CCP de HTF con Sistema de Almacenamiento. Planta Tipo 50 MW

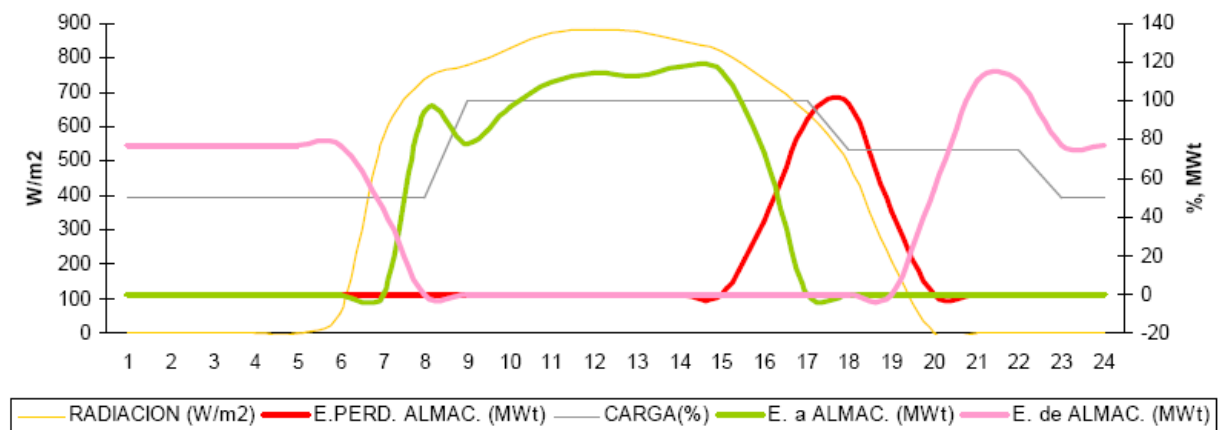


Figura. Esquema de operación de una central solar termoelectrica.

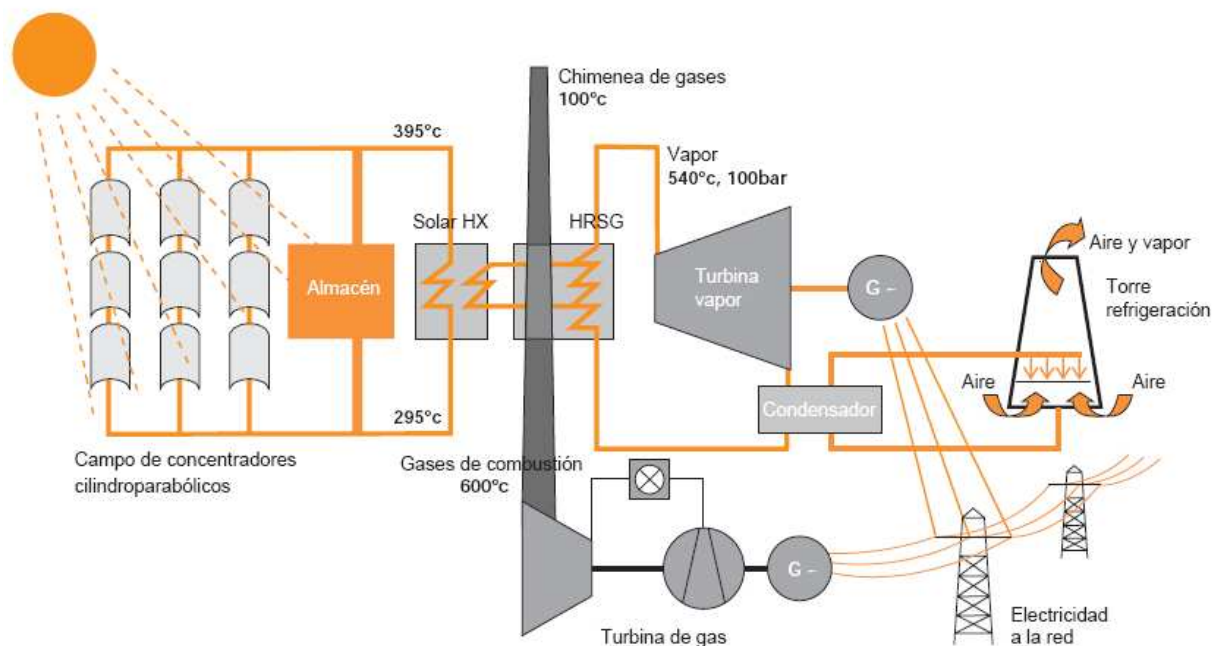


Figura. Sistema de ciclo combinado integrado solar (ISCC).

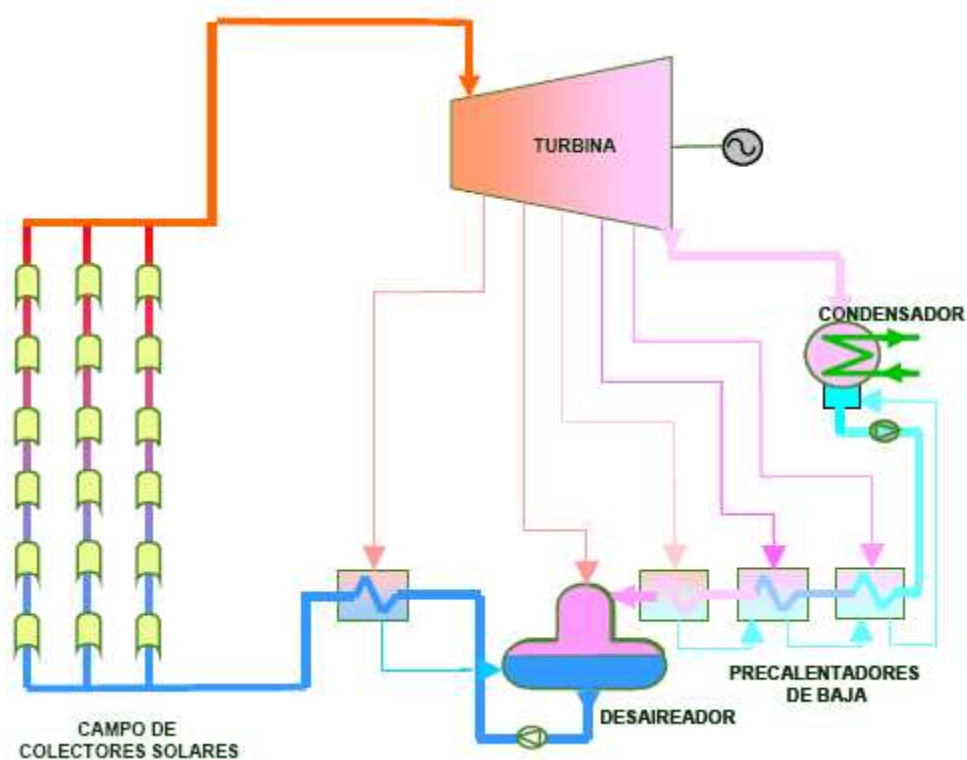


Figura. Planta DGV (Generación Directa de Vapor) con agua-vapor. Se elimina el aceite térmico.

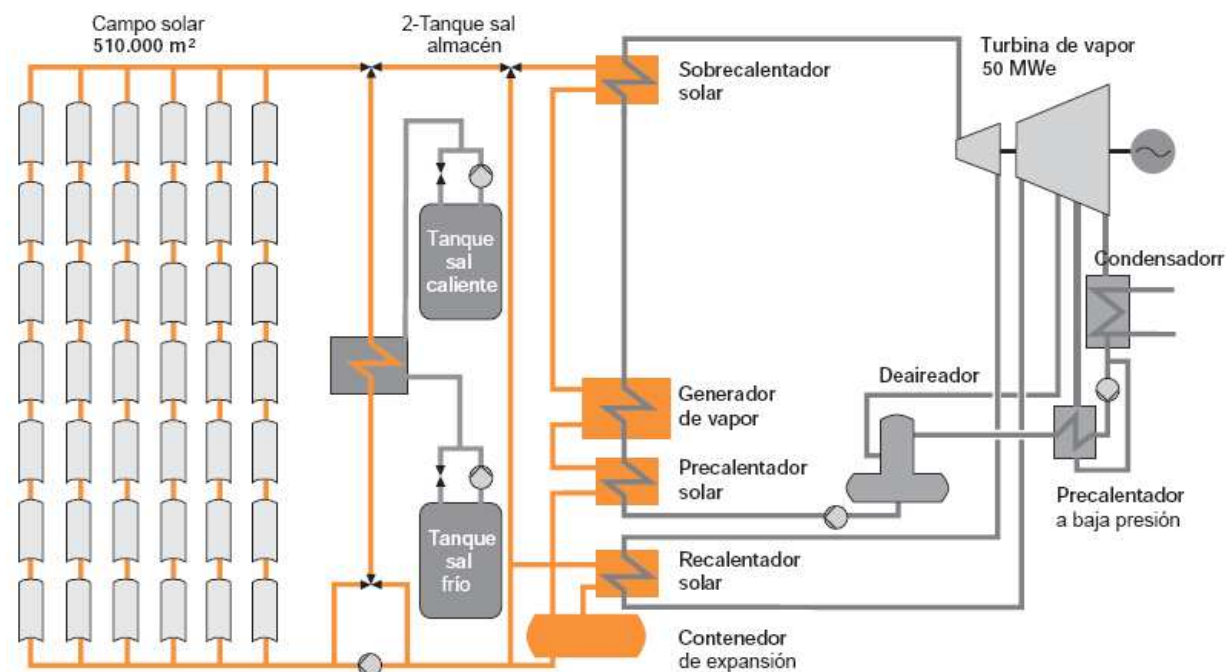


Figura. Diagrama de Andasol: configuración del campo solar, sistema de almacenamiento y ciclo de vapor en el proyecto Andasol-1, en el sur de España.

Tabla. Comparativa de tecnologías de energía eléctrica termosolares.

	Cilindro parabólicos	Centrales de torre	Disco/motor
Tamaño (MW)	30-80	10-15	5-15 *10 ⁻³
Temperatura operación	390 °C	565 °C	750 °C
Estado comercial	Comercial	Demostración	Prototipos
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Inversión (€/kW)	3.702	4.074	11.659
O&M (€/MWh)	9,26 €	6,49 €	18,63 €

Fuente: "Overview of Solar Thermal Technologies" del U.S. Department of Energy (DOE)

2.3 El sistema eléctrico español y la energía solar.

En primer lugar se presentan los datos energéticos más relevantes del sistema eléctrico español, con el fin de dar a conocer éste antes de exponer la situación de España y Europa en el campo de la energía solar.

Balance eléctrico anual

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08	GWh	% 09/08
Hidráulica	23.236	8,4	0	-	23.236	8,4
Nuclear	52.765	-10,5	-	-	52.765	-10,5
Carbón	34.328	-25,8	3.484	3,3	37.812	-23,8
Fuel / gas ⁽¹⁾⁽²⁾	2.141	-10,0	8.016	-3,6	10.156	-5,0
Ciclo combinado	79.992	-12,4	3.903	-8,0	83.895	-12,2
Régimen ordinario	192.462	-12,7	15.403	-3,3	207.865	-12,0
Consumos en generación	-7.244	-13,1	-872	-5,2	-8.116	-12,3
Régimen especial	78.188	18,3	1.038	20,2	79.226	18,3
Eólica	35.424	13,1	387	-1,7	35.812	13,0
Resto régimen especial	42.763	23,0	651	38,6	43.415	23,2
Generación neta	263.406	-5,3	15.569	-1,9	278.975	-5,1
Consumos bombeo	-3.703	-0,8	-	-	-3.703	-0,8
Intercambios internac. ⁽³⁾	-8.398	-23,9	-	-	-8.398	-23,9
Demanda	251.305	-4,6	15.569	-1,9	266.874	-4,4

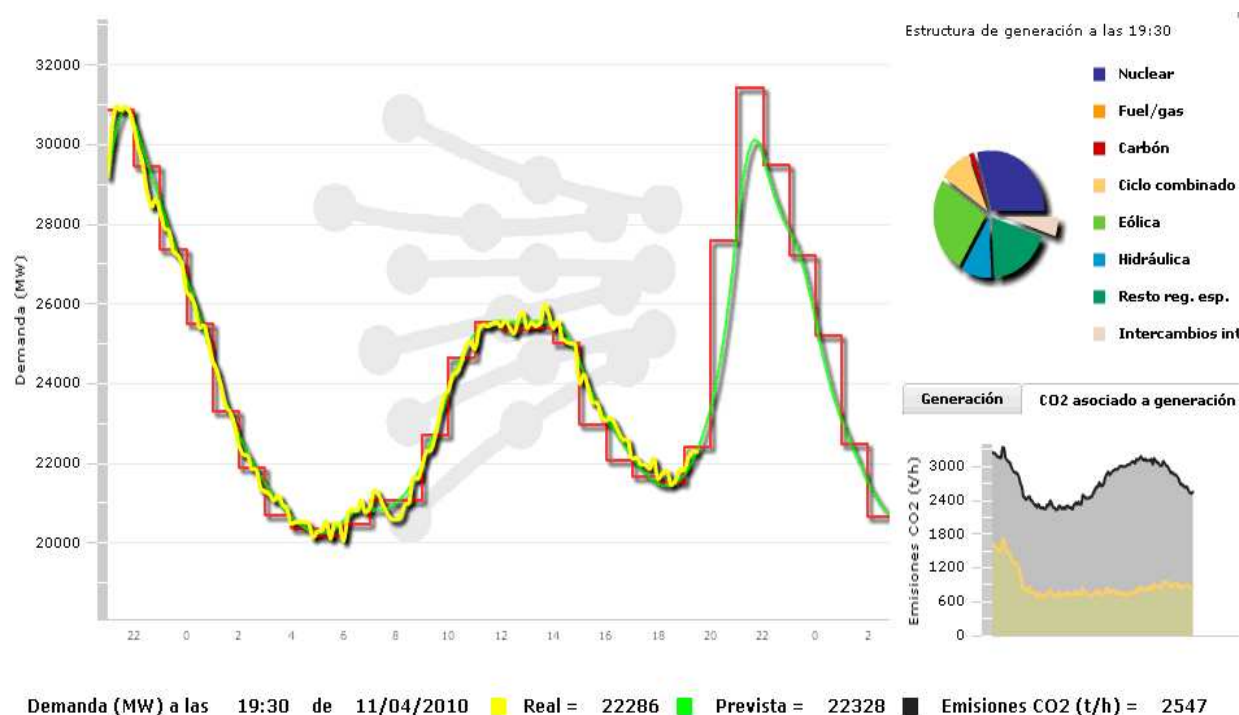
(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Potencia instalada a 31 de diciembre

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.359	0,0	510	0,0	11.869	0,0
Fuel / gas ⁽¹⁾⁽²⁾	3.927	-10,8	2.980	8,2	6.907	-3,5
Ciclo combinado	22.243	2,6	1.392	0,0	23.635	2,5
Total régimen ordinario	61.902	0,2	4.883	4,9	66.785	0,5
Eólica	18.119	16,6	144	0,0	18.263	16,4
Resto régimen especial	13.194	0,1	260	0,8	13.454	0,1
Total régimen especial	31.313	9,0	404	0,5	31.717	8,9
Total	93.215	3,0	5.288	4,5	98.502	3,0

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico Canario se incluye la potencia de los grupos auxiliares.

Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂



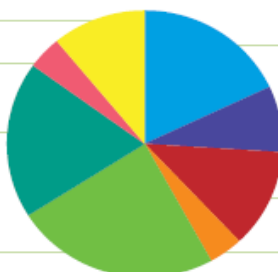
Potencia instalada a 31 de diciembre del 2009 [93.215 MW]

R.E. Resto 11 %

R.E. Solar 4 %

R.E. Eólica 19 %

Ciclo combinado 24 %



Hidráulica 18 %

Nuclear 8 %

Carbón 12 %

Fuel / gas 4 %

R.E.: Régimen especial.

1

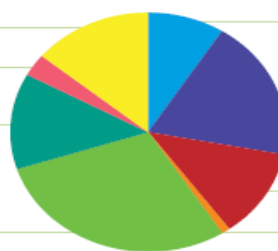
Cobertura de la demanda anual

R.E. Resto 14 %

R.E. Solar 3 %

R.E. Eólica 13 %

Ciclo combinado 29 %



Hidráulica 9 %

Nuclear 19 %

Carbón 12 %

Fuel / gas 1 %

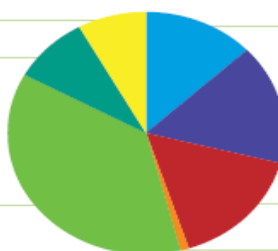
R.E.: Régimen especial.

Cobertura de la máxima demanda anual de potencia 44.440 MW 13 de enero del 2009 (19-20 h)

R.E. Resto 8 %

R.E. Eólica 9 %

Ciclo combinado 37 %



Hidráulica 13 %

Nuclear 16 %

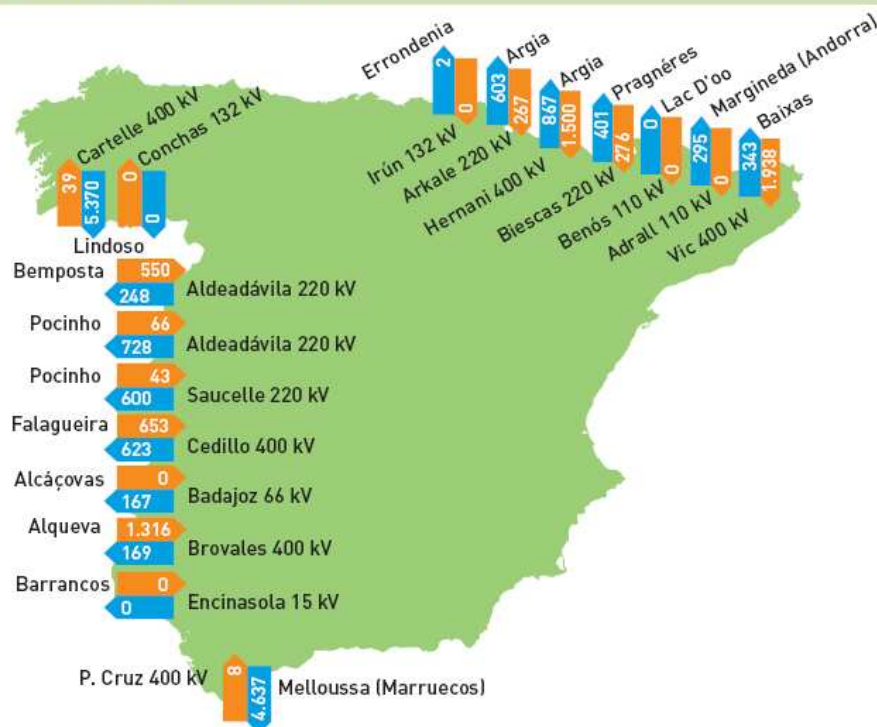
Carbón 16 %

Fuel / gas 1 %

R.E.: Régimen especial.

¹ **Régimen especial.** Producción de energía eléctrica realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no renovables o procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. La producción en régimen especial está acogida a un régimen económico singular.

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh) 2009



Saldo de los intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2005	6.545	-6.829	-271	-788	-1.343
2006	4.410	-5.458	-229	-2.002	-3.280
2007	5.487	-7.497	-261	-3.479	-5.750
2008	2.889	-9.439	-278	-4.212	-11.040
2009	1.766	-5.239	-295	-4.630	-8.398

Saldo positivo: importador; saldo negativo: exportador.

El Plan de Energías Renovables requerirá una inversión de 9.000 millones de euros. En Andalucía, pasan de los 1.500 millones de euros. Esto es así porque la red tiene que ser capaz de llevar la energía desde los centros en que se genera, que son dispersos y están alejados de los centros de consumo, hasta esos centros de consumo. La apuesta por las energías renovables es muy demandante de **red de transporte**.

En el difícil equilibrio permanente que hay que tener entre generación y demanda, el tener unas energías con una proporción muy alta de energías menos gestionables que las convencionales –dada las potencias que se han instalado y que se van a instalar en el futuro–, obliga a un gran reto al **operador del sistema**. Sobre todo, si tenemos en cuenta nuestra escasa capacidad de interconexión con Francia. El país vecino es nuestra unión con un sistema diez veces mayor que el nuestro y, por tanto, nos da la suficiente estabilidad y garantía de que aún, con esta apuesta por las energías renovables, vamos a seguir teniendo un sistema seguro.

España es un país privilegiado para el desarrollo de las tecnologías y aplicaciones de la energía solar, tanto por sus condiciones geográficas y climatológicas (con una media anual de insolación superior a las 2.500 horas y una radiación media de 688 kcal/h m^2), como por contar ya con un nivel industrial adecuado para el desarrollo de estas tecnologías.

Cabe destacar la creación, en 1974, del Centro de Estudios de la Energía con el fin de actuar ordenadamente en el campo de las energías alternativas. Desde entonces este organismo ha promovido la utilización de energía solar, posibilitando así el surgimiento de una industria nacional en este sector. España es hoy el primer país europeo productor de células y paneles fotovoltaicos, con el 10 % de la producción mundial.

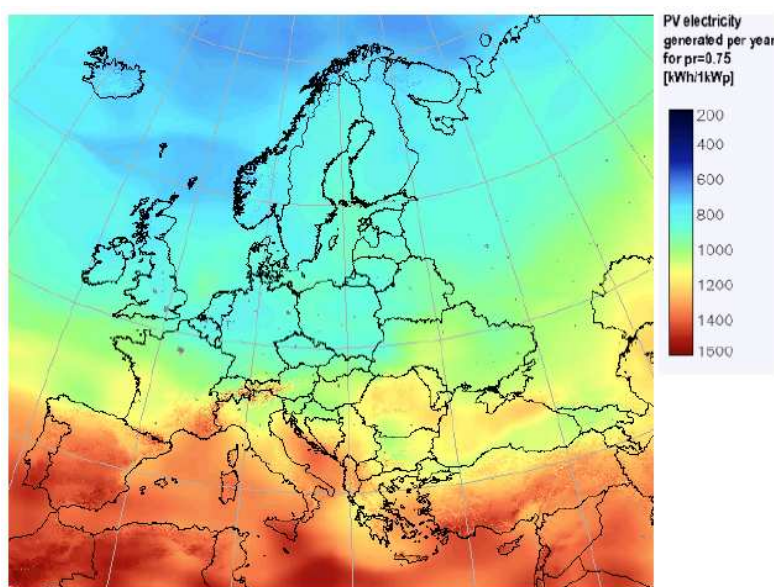


Figura. Mapa de irradiación solar de Europa.

Directamente relacionado con la Directiva 2009/28/CE, se ha propuesto el Plan Solar Mediterráneo, con el objetivo de instalar unos 20.000 MW de energía renovable en los países de la orilla Sur del Mediterráneo en 2020 y exportar su producción a los países de la orilla Norte gracias a potentes interconexiones eléctricas.

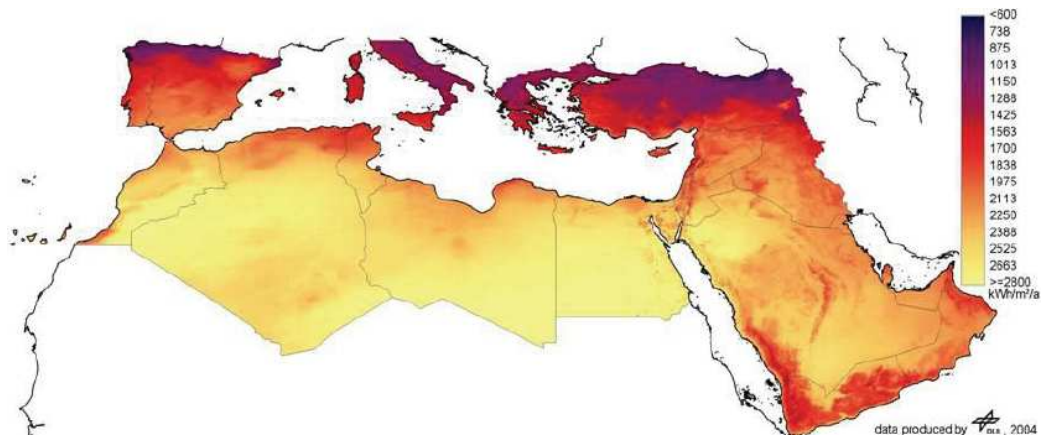


Figura. Recurso de radiación solar directa en el Mediterráneo.

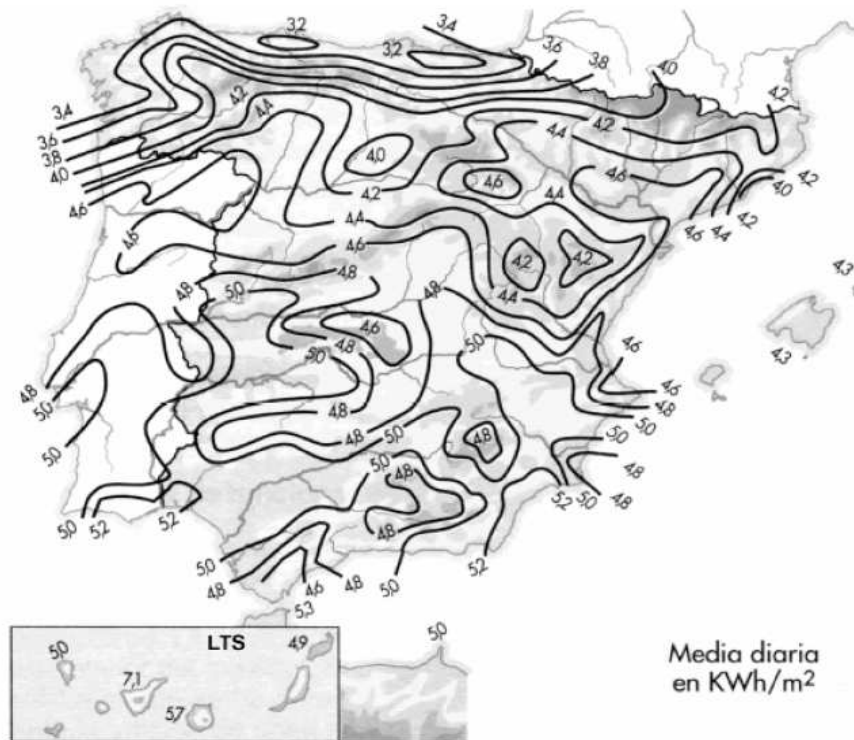


Figura. Mapa de radiación solar en España.

En 1994, se inauguró en España la primera planta fotovoltaica. Se ubicó en Toledo, con una potencia de 1 MW.



Figura. Planta fotovoltaica. Puebla de Montalbán, Toledo (España).

Contexto regulatorio de la energía fotovoltaica en España

➤ Ley 54/1977.

Establece un Régimen Especial para las instalaciones de producción de energías renovables con potencia inferior a 50 MW.

➤ RD 661/2007.

Régimen jurídico y económico para toda la vida de la instalación. A revisar a finales de 2010.

➤ Resolución 27 de septiembre de 2008.

Establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada fijada en el RD 661.

➤ RD 1578/2008.

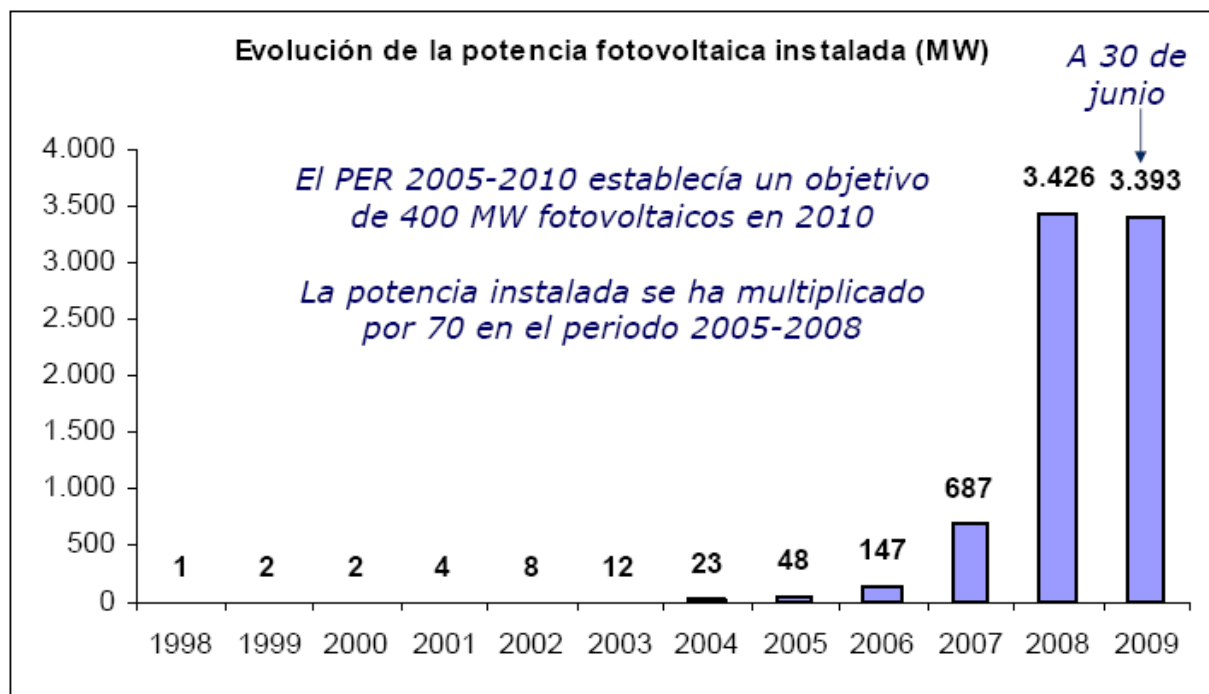
Régimen jurídico y económico para las instalaciones posteriores a la fecha límite del mantenimiento de la retribución del RD 661/2007. Dispone la realización de inspecciones aleatorias anuales con el objeto de verificar, entre otros aspectos, el cumplimiento de los requisitos técnicos.

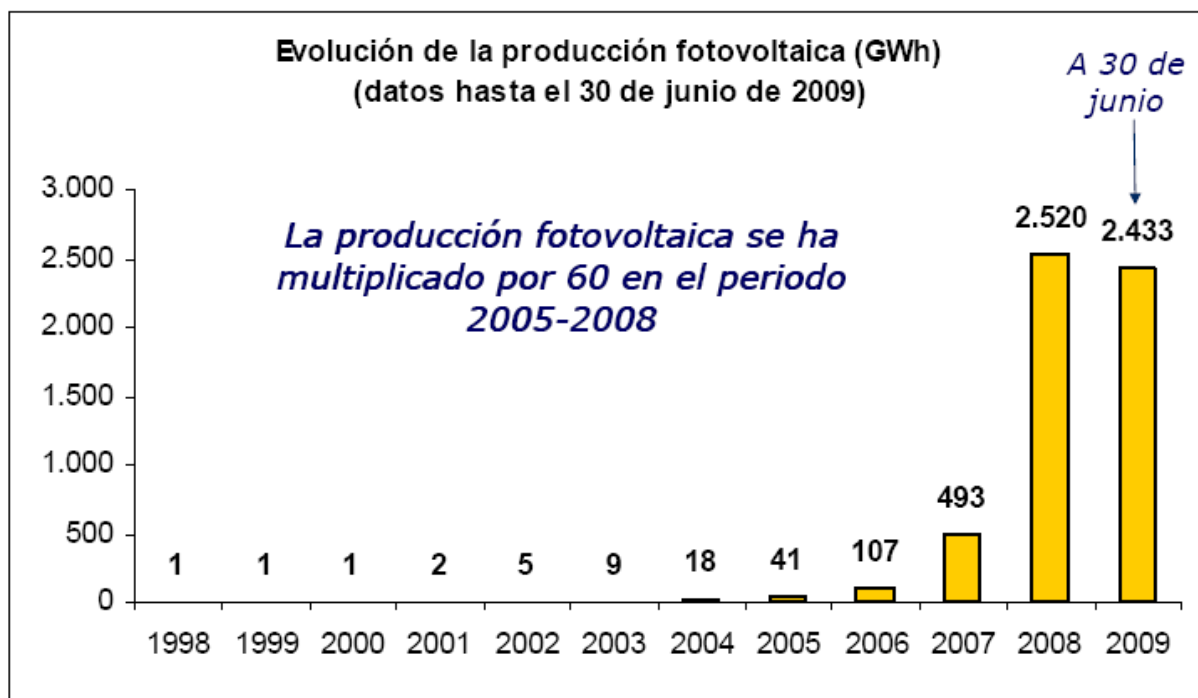
➤ RD 1663/2000.

Conexión a la red eléctrica de baja tensión.

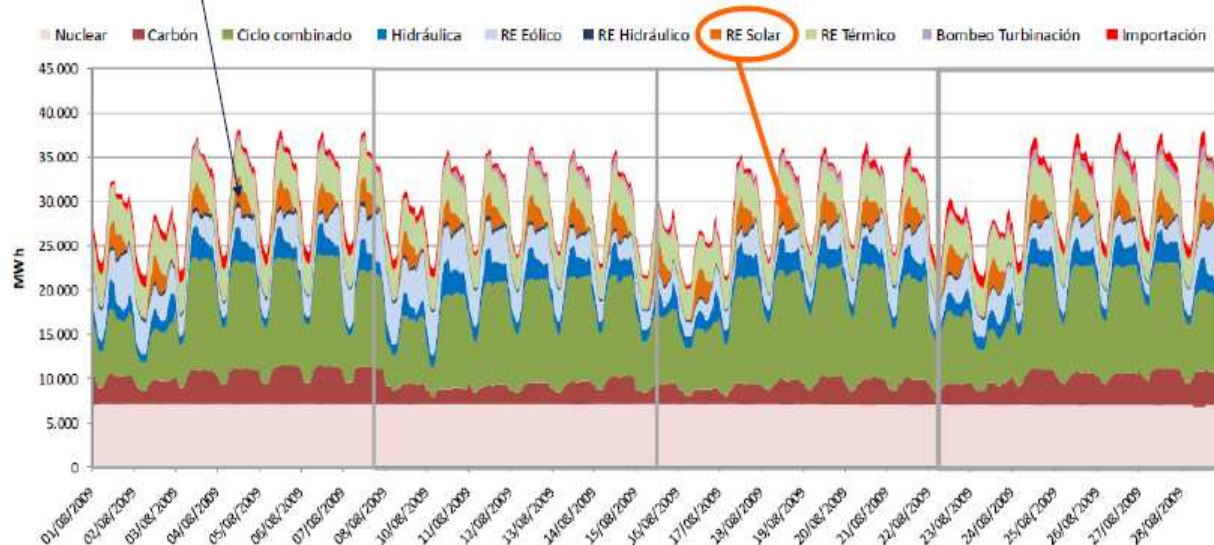
➤ Resolución de 31 de mayo de 2001 de la DGEPM.

Modelo de contrato tipo con la empresa distribuidora.

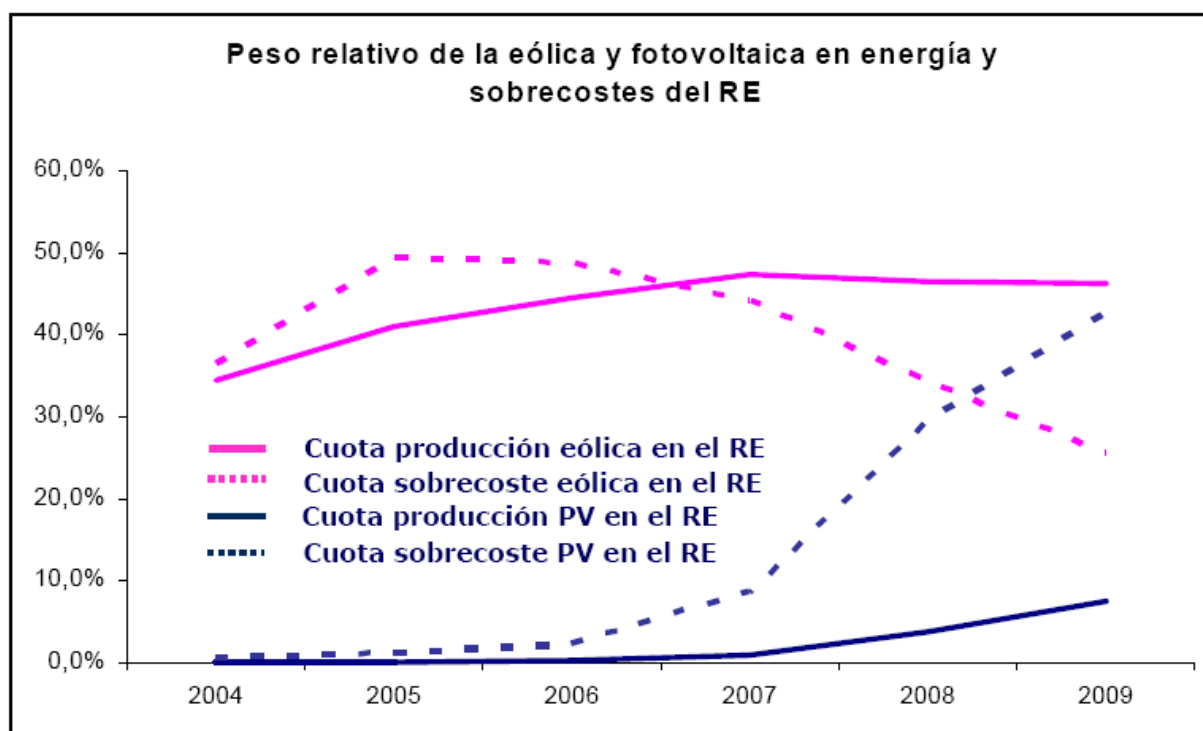
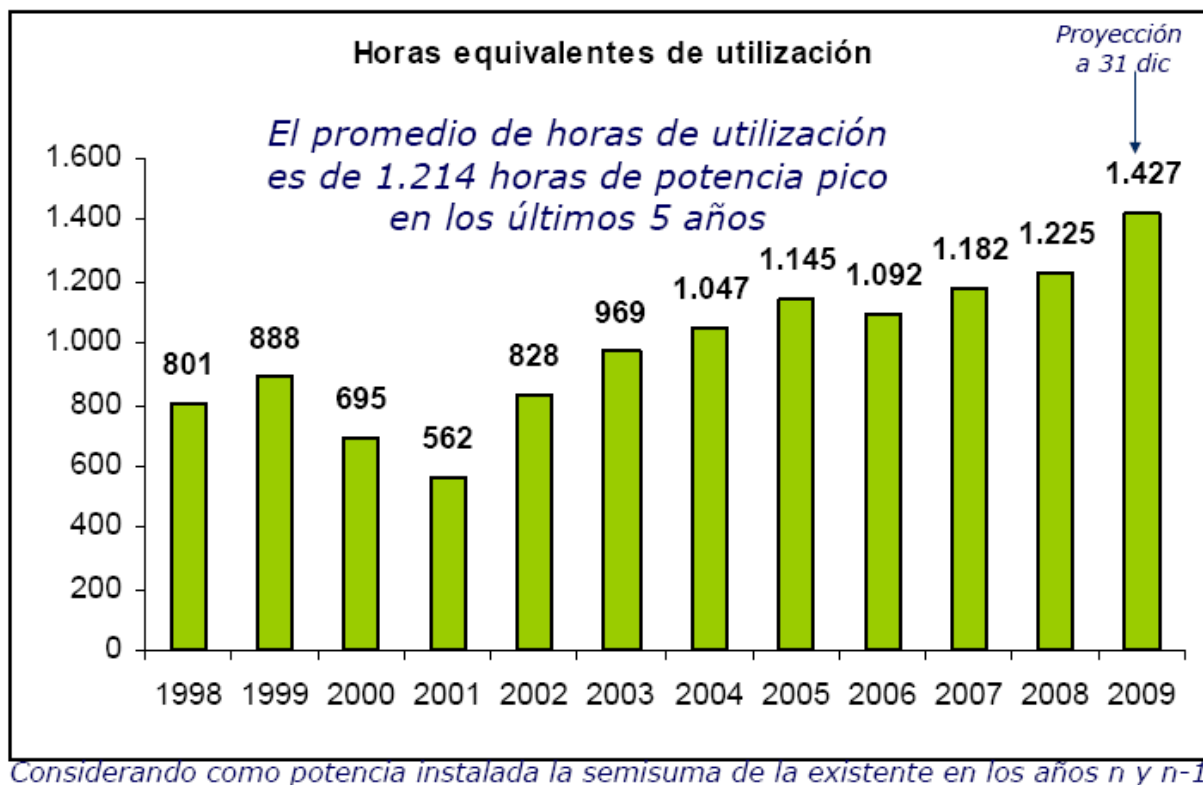




Durante el mes de Agosto de 2009 la producción fotovoltaica ha representado un 3,8% de la generación en el sistema español (PHF) con una presencia en las puntas del sistema próxima a los 2.500 MW



La energía solar fotovoltaica cubrió en 2008 el 1 % de la demanda eléctrica española, récord mundial absoluto.



RD 661/2007, tipología de instalaciones y retribución.

Establece 3 tipos de instalaciones fotovoltaicas a efectos de la retribución basándose exclusivamente en la potencia instalada.

- | | |
|--------------------------------------|------------------------------|
| ➤ Potencia igual o inferior a 100 kW | 440 €/MWh (primeros 25 años) |
| ➤ Potencia entre 100 kW y 10 MW | 417 €/MWh (primeros 25 años) |
| ➤ Potencia entre 10 MW y 50 MW | 229 €/MWh (primeros 25 años) |

Complemento por energía reactiva:

Si $\cos\varphi=1$, la bonificación es del 4 % de un precio regulado, aprox. 85 €/MWh.

RD 1578/2008, tipología de instalaciones y retribución.

- Tipo I. Instaladas en cubiertas o fachadas.
 - Tipo I.1: Potencia hasta 20 kW.
 - Tipo I.2: Potencia superior a 20 kW.
- Tipo II. El resto de instalaciones (suelo).

Cupos de potencia por tipo y subtipo.

- Primer año: 400 MW:
 - Tipo I (cubiertas y fachadas): 267 MW.
~ 10 % subtipo I.1 y 90 % subtipo I.2
 - Tipo II (suelo): 133 MW.

Potencia máxima de proyectos.

Tipo I: 2 MW y Tipo II: 10 MW.

Retribución.

Primera convocatoria:

- Tipo I: 340 €/MWh para el subtipo I.1 y 320 €/MWh para el subtipo I.2
- Tipo II: 320 €/MWh

Esta retribución irá disminuyendo según fórmula de ajuste.

Durante el año 2012, a la vista de la evolución tecnológica del sector y del mercado, y del funcionamiento del régimen retributivo, se podrá modificar la retribución de la actividad de producción de electricidad mediante tecnología solar fotovoltaica.

Tabla I. Evolución de las tarifas reguladas en los RD de 1998, 2004 y 2007.

		TARIFAS REGULADAS				
		RD 2818/1998		RD 436/2004		RD 661/2007
		pta/kWh	c€/kWh	% sobre TMR	c€/kWh	c€/kWh
		Tarifas de 1998	Tarifas de 2004			
Solar fotovoltaica menor o igual a 5 kW						
	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	66,00	40,00			
	A partir de los 25 años	66,00	40,00			
Solar fotovoltaica mayor de 5 kW hasta 50 MW						
	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00			
	A partir de los 25 años	36,00	22,00			
Solar fotovoltaica menor o igual a 100 kW						
	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00	575 %	44,03810	44,0381
	A partir de los 25 años	36,00	22,00	460 %	35,23048	35,2305
Solar fotovoltaica mayor de 100 kW e igual o menor de 10 MW						
	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00	300 %	22,97640	41,7500
	A partir de los 25 años	36,00	22,00	240 %	18,38112	33,4000
Solar fotovoltaica mayor de 10 MW e igual o menor de 50 MW						
	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00			22,9764
	A partir de los 25 años	36,00	22,00			18,3811
						Necesidad de Centro de control (> 10 MW)

Tabla II. Evolución de las tarifas de mercado en los RD de 1998, 2004 y 2007.

	MERCADO (el precio total sería el precio del mercado o libremente negociado más el incentivo y la prima)				
	RD 2818/1998	RD 436/2004		RD 661/2007	
	Prima (% TMR)	Prima (c€/kWh)	Incentivo (% TMR)	Incentivo (c€/kWh)	c€/kWh
Solar fotovoltaica menor o igual a 100 kW Primeros 25 años desde su puesta en servicio A partir de los 25 años					
Solar fotovoltaica mayor de 100 kW e igual o menor de 10 MW Primeros 25 años desde su puesta en servicio A partir de los 25 años					
Solar fotovoltaica mayor de 10 MW e igual o menor de 50 MW Primeros 25 años desde su puesta en servicio A partir de los 25 años					
No era obligatorio para < 50 MW	250 % 200 %	19,147 15,3176	10 % 10 %	0,76588 0,76588	No aplica para < 50 MW

Evolución de la potencia instalada

MW	2009	2010	2015	2020
Grupo b11 RD 661/2007	3.426			
RD 1578/2008	400	444	753	1.275
Disposición Transitoria	100	60		
Potencia total instalada	3.926	4.430	7.513	12.733

Evolución de la retribución

€/MW	2009	2010	2015	2020
Tarifa RD 661/2007	461,2	469,3	508,0	547,3
Tarifa RD 1578/2008 Año 2009	320,0	288,0	170,1	100,4

(tarifa de entrada que será actualizada según art 44.1 RD661)
horas de utilización

Evolución de la producción

MWh	2009	2010	2015	2020
Tarifa RD 661/2007	4.282.500	4.282.500	4.282.500	4.282.500
RD 1578/2008	625.000	1.255.556	5.108.382	11.633.178
	4.907.500	5.538.056	9.390.882	15.915.678

(se ha considerado 1250 h de funcionamiento equivalente)

Evolución del coste total

Millones €	2009	2010	2015	2020
Tarifa RD 661/2007	1.975	2.010	2.176	2.344
RD 1578/2008	200	385	1.242	2.162
	2.175	2.395	3.417	4.506

Precio Mercado (€/MWh)

50

Evolución del sobrecoste

Millones €	2009	2010	2015	2020
Sobrecoste	1.930	2.118	2.948	3.710
VAN (7%)	21.623			

EVOLUCIÓN DEL MERCADO FOTOVOLTAICO 2009-2011

TIPO DE INSTALACIÓN	2009		2010		2011		CUPO 2009-2011
	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	
En edificio menor de 20 kW	27	34 c€/kWh	29	31,3 c€/kWh	32	28,8 c€/kWh	88
En edificio entre 20 kW y 2 MW	240	32 c€/kWh	265	29,4 c€/kWh	294	27,1 c€/kWh	799
Sobre suelo	233	32 c€/kWh	211	27,8 c€/kWh	171	24,1 c€/kWh	615
Total potencia anual	500		505		497		1.503

Fuente: ASIF

Cantidades medias más probables.

Comparación de los FIT en diversos países de la UE

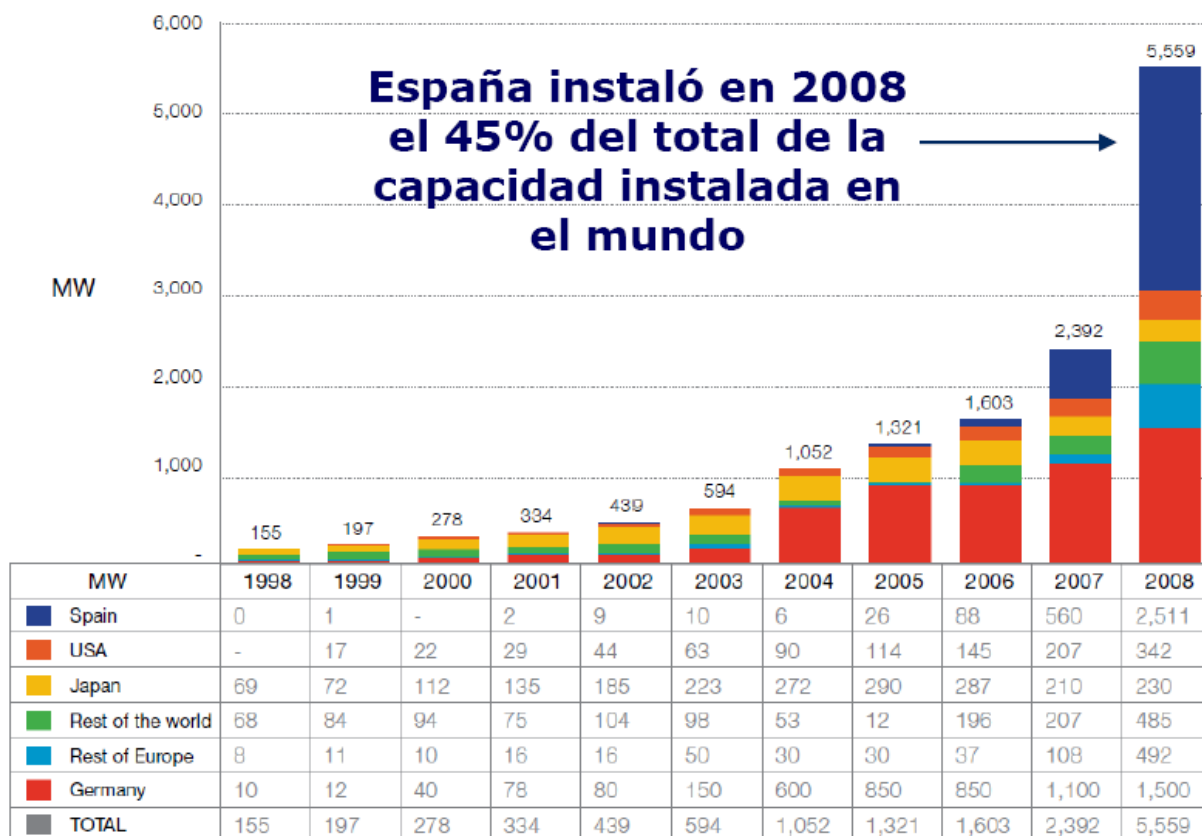
€/MWh	Tejado	Terrestre
Francia	602	328
Italia	440 - 490	360 - 400
Alemania	330 - 430	319
Grecia	400 - 450	400 - 450
España	320 - 340	291

Objetivo: 160 MW en 2010 y 450 MW en 2015

Objetivo: 500 MW en 2015

5.337 MW instalados a 31.12.08.

FIT (Feed In Tariff) ≡ Tarifa regulada.



Fuente: Global Market Outlook for Photovoltaics until 2013 (EPIA).

En cuanto a la potencia total acumulada, **España** (3.300 MW) se alza al segundo puesto mundial, sólo por detrás de **Alemania** (5.308 MW) y por delante de **Japón** (2.149 MW) y **EEUU** (1.137 MW). Ya muy por detrás se sitúan Corea del Sur (352 MW), Italia (350 MW), Francia (146 MW), China (145 MW), Australia (100 MW) e India (90 MW).

En enero de 2010, las mayores plantas fotovoltaicas en España eran:

Capacidad (MW)	Nombre	Localización	Notas
70	Parque Fotovoltaico Puertollano	Ciudad Real	Noviembre 2009
60	Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcón	Cuenca	Septiembre 2008
34.5	Planta sola fotovoltaica La Magascona y La Magasquilla	Cáceres	2008
34	Planta Solar Arrendó	La Rioja	Octubre 2008
30	Planta Solar Osa de la Vega	Cuenca	2008
30	Parque Solar 'SPEX' Mérida/Don Álvaro	Badajoz	Septiembre 2008
28	Parque Fotovoltaico Casas de Los Pinos	Cuenca	2008
26	Planta Solar Fuente Álamo	Murcia	Agosto 2008
23.2	Planta Fotovoltaica de Lucaína de las Torres	Almería	Agosto 2008
23.1	Parque Fotovoltaico Abertura Solar	Cáceres	2008
23	Parque Solar Hoya de Los Vicentes	Murcia	Enero 2008
22.1	Huerta Solar Almaraz	Cáceres	Septiembre 2008

La instalación en España de cerca de 2600 MW fotovoltaicos en 2008 reducirá la obtención de las ventajas resultantes de la evolución en la curva de aprendizaje de esta tecnología. Los objetivos de potencia instalada establecidos en los países de nuestro entorno están más en línea con los cupos de potencia que establece la nueva regulación española.

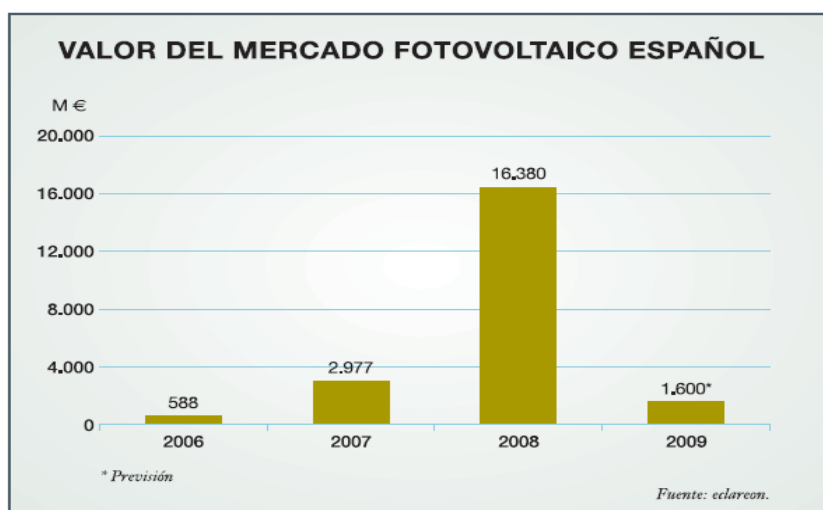
El impacto del 1578/2008 en su primer año ha sido un estancamiento del crecimiento de la capacidad instalada. Orienta el mercado solar fotovoltaico hacia la edificación (en detrimento de las instalaciones en suelo).



Figura. Módulos fotovoltaicos en edificación.

El modelo en el RD 1578/2008, semejante al alemán, supone alcanzar más de 11 GW de capacidad instalada en 2020. La curva de costes y la dinámica de mercado, que añaden complejidad al diseño normativo, hacen de estos 11 GW en realidad el escenario base. La rentabilidad de la tecnología para el consumidor doméstico, sin ningún tipo de ayudas públicas, se alcanzará varios años antes, abriéndose con ello un mercado de enormes proporciones.

En 2008, gracias a las facilidades crediticias concedidas por las entidades financieras, en España se invirtieron en fotovoltaica más de 16.000 millones de euros. La inmensa mayoría de la potencia que se conectó corresponde a grandes plantas en suelo. El sistema eléctrico y las redes de distribución pudieron absorber el enorme volumen de instalación. El comportamiento del mercado fotovoltaico fue totalmente inesperado.

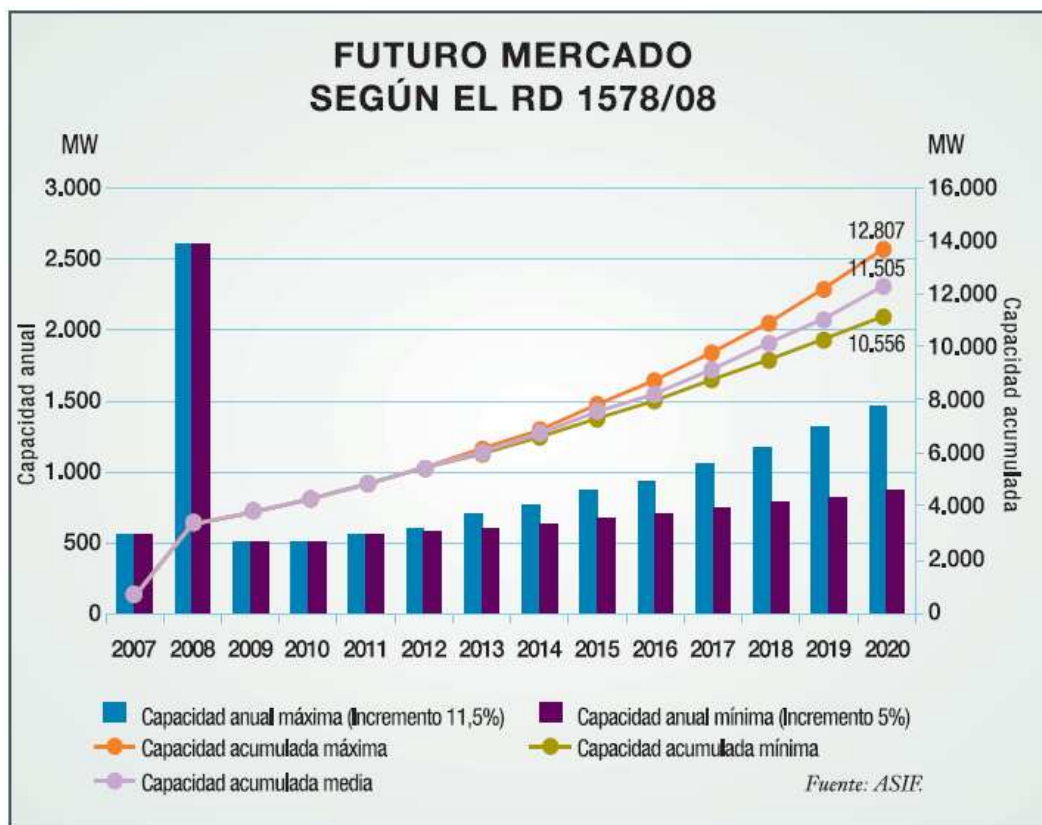


El sobrecoste de la energía fotovoltaica en nuestro país rondó los 2.000 millones de euros en 2009. El coste total de la energía del sistema eléctrico español ascendió a 7.755 millones de euros en dicho año.

POTENCIA INSTALADA, ENERGÍA VENDIDA, PRECIO MEDIO Y RETRIBUCIÓN TOTAL SEGÚN FATURACIÓN

SOLAR	2006	2007	2008
POTENCIA INSTALADA (MW)	145	693	3.354
Hasta 5 kW	32	44	57
Entre 5 kW y 100 kW	108	600	2.668
Mayor de 100 kW	5	48	629
ENERGÍA VENDIDA (GWh)	107	495	2.492
Hasta 5 kW	39	66	82
Entre 5 kW y 100 kW	63	413	2.200
Mayor de 100 kW	5	17	210
ENERGÍA VENDIDA (GWh)	107	495	2.494
Iberdrola	77	325	1.406
Endesa	17	109	711
Unión Fenosa	8	38	201
EON, Cantábrico, otras	4	21	100
PRECIO MEDIO (c€/kWh)	42,58	43,83	43,26
Hasta 5 kW	43,02	44,01	45,50
Entre 5 kW y 100 kW	43,35	43,85	45,49
Mayor de 100 kW	41,75	42,89	42,87
Retribución total a la FV (Millones €)	45,58	214,75	1.123,2

Potencia equivalente, estimada por la CNE, que cuenta con inscripción definitiva, en diciembre de 2008, con base a las facturaciones recibidas en meses anteriores.
Fuente: CNE.



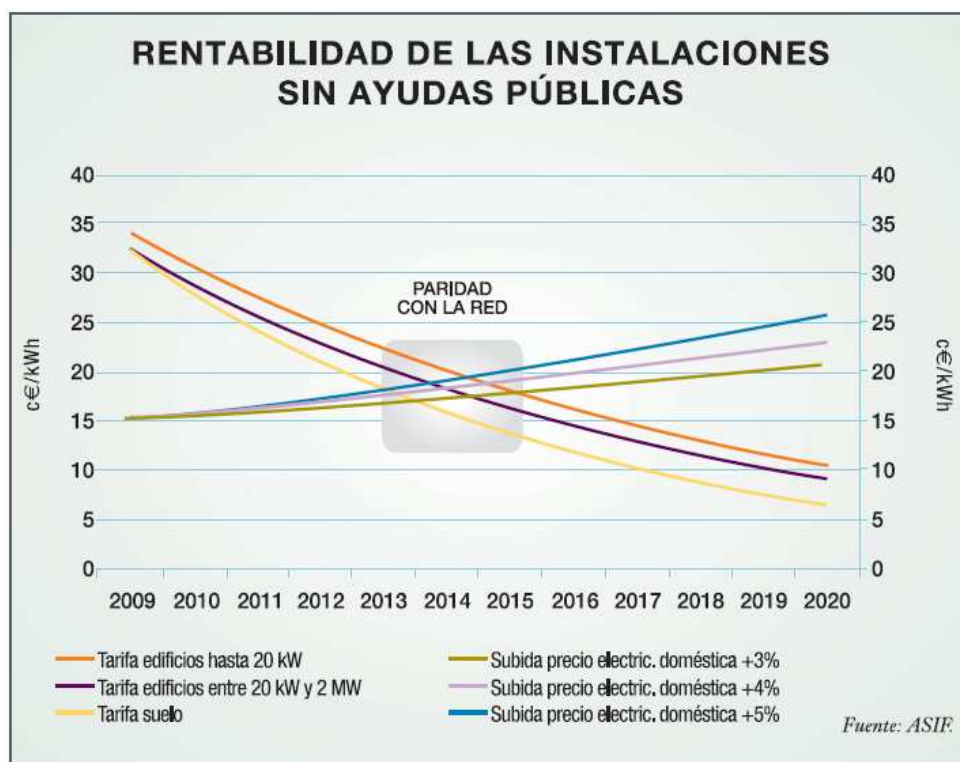
El 44 % de los sistemas fotovoltaicos españoles tienen una potencia superior de 5 MW y el 20 % están entre 2 MW y 5 MW. La gran mayoría se encuentra en suelo y utiliza módulos de silicio cristalino, dejando en un plano muy secundario a las instalaciones en cubierta y a las tecnologías de concentración y de capa delgada, que se hallan tanto en suelo como en cubiertas.

Por otro lado, el 37 % de las instalaciones tiene seguidores, de los cuales el 24 % son con seguimiento a dos ejes y el 14 % a un solo eje. Estos sistemas se encuentran incluso en instalaciones de unos pocos kW de potencia.

Aproximadamente 1 GW de la potencia instalada corresponde a sistemas solares de pequeñas dimensiones, ubicadas en cubiertas y tejados.

Con más de 48.000 instalaciones, la fotovoltaica es una fuente de energía muy socializada. No obstante, la gestión de este gran volumen es un desafío para el sistema eléctrico.

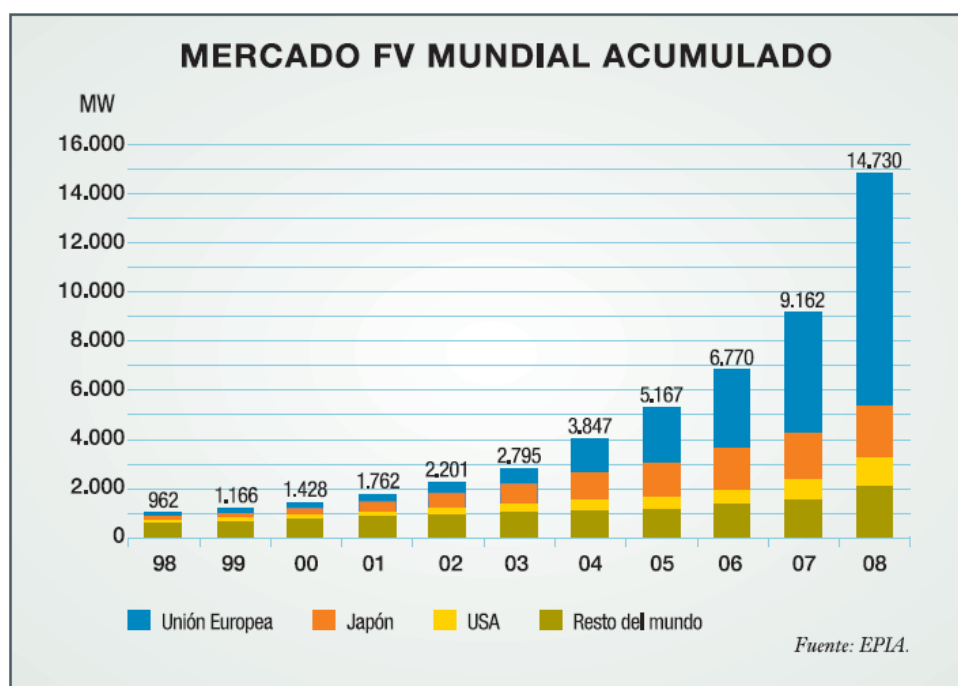
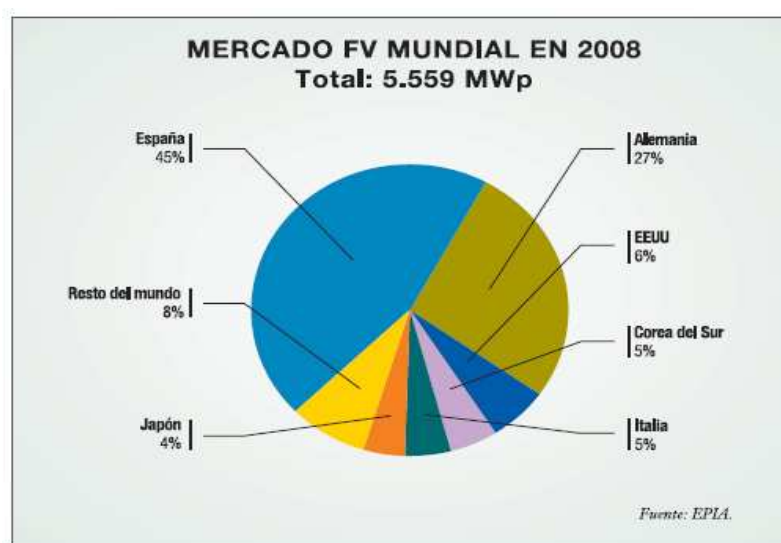
Con la llegada del RD 1578/08, la fotovoltaica empezó a hacer ofertas al Mercado Eléctrico.

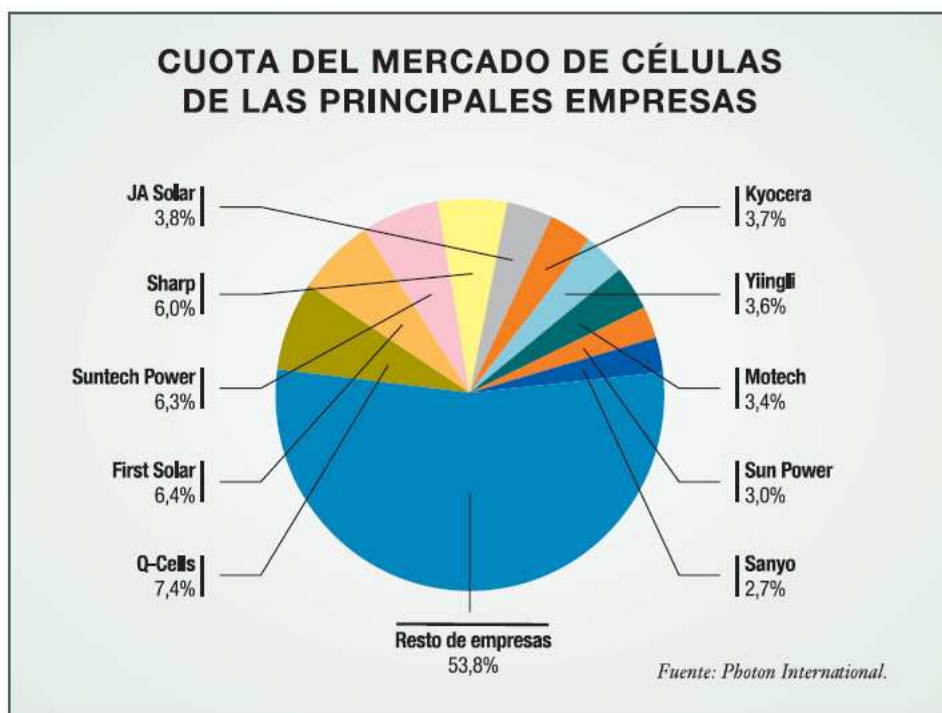


La industria fabricante china, totalmente volcada en la exportación, se mantiene en el primer puesto del ranking mundial.

En 2009, 24 empresas produjeron módulos o células solares en España. En total, la industria española produjo 195 MW en células y 498 MW en módulos (el 7% de la producción mundial), la gran mayoría de silicio cristalino. Por otra parte, la industria española ha registrado tasas muy bajas de exportación, dada la gran fuerza de la demanda interna en 2008. Tan sólo se exportaron el 16 % de los módulos producidos, el 2% de los inversores y apenas un 4 % de los seguidores.

Las principales compañías fotovoltaicas españolas son Isofoton, BP Solar, Atersa, Gamesa, Solar, Siliken, Grupo Solar, Guascor, Solaria, Instalaciones Pevafersa. Mientras que las principales compañías proveedoras de inversores son Atersa, Ingeteam y Enertron.





Se han identificado 48 centros españoles (universidades, centros privados y centros públicos) que potencialmente desarrollan actividad de I+D en el campo de la energía fotovoltaica. En total se han registrado 167 programas de I+D en fotovoltaica, que se reparten de una forma relativamente irregular. De estos, aproximadamente el 38 % ha alcanzado o tiene muchas probabilidades de alcanzar la madurez comercial. Destacan el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, CIEMAT y CENER. En la figura siguiente vemos la distribución de proyectos por centro. En total, se ha destinado en 2008 un presupuesto de poco más de 12 millones de euros a la actividad de I+D. El 64 % de los fondos fue de origen público y el resto estuvo financiado por iniciativas privadas. El número de personas empleadas en actividades de I+D se acerca a las 360.

Ejemplo: Una planta solar en el Sur de España de 50 MW.

	Termosolar cilindro-parabólico	Fotovoltaica fija	Fotovoltaica 1 eje	Fotovoltaica 2 ejes
Características técnicas				
Campo solar	188 lazos de 4 colectores cada uno. 148,4 m de longitud y 5,77 m de apertura	estructuras fijas orientadas al sur e inclinadas 30° aprox	1000 seguidores de 120 m de longitud cada uno.	3500 seguidores de 105 m2 de vela aprox
Superficie de captación (apertura colectores o sup. paneles, en m2)	614.760	340.000	340.000	340.000
Potencia térmica (MWt)	300	N/A	N/A	N/A
Posibilidad de almacenamiento y producción eléctrica en ausencia de sol	Si	No	No	No
Almacenamiento térmico MWht/horas de funcionamiento sin sol	1580 MWht/12 h	N/A	N/A	N/A
Rendimiento del ciclo	37,80%	N/A	N/A	N/A
Potencia eléctrica (MWe)	50	50	50	50

Terreno				
Superficie por MW (Ha)	4,68	2,1	3,3	4,39
Superficie por 50 MW (Ha)	234	105	165	219,5
Relieve	estrictamente plano	plano	plano	irregular
Agua	alrededor de 1.000.000 m3/año (torres refrigeración + limpieza)	solo limpieza (prescindible)	solo limpieza (prescindible)	solo limpieza (prescindible)
Gas	alrededor de 150.000 MWh/año	no	no	no

	Termosolar cilindro-parabólico	Fotovoltaica fija	Fotovoltaica 1 eje	Fotovoltaica 2 ejes
Producción				
Producción anual MWh	215.850	72.702	89.424	98.172
Perdida de producción anual por degradación de equipos	0,00%	0,80%	0,80%	0,80%
Venta de energía 1er año (a tarifa)	49.594.559 €	32.016.579 €	39.380.631 €	43.233.084 €
Inversión				
Inversión inicial	378.000.000 €	330.000.000 €	370.828.930 €	386.848.930 €

	Termosolar cilindro-parabólico	Fotovoltaica fija	Fotovoltaica 1 eje	Fotovoltaica 2 ejes
Madurez tecnológica y experiencias				
Valoración/Experiencia	alta	plena	plena	alta
Ratios unitarios				
€/MWh año (1er año)	1.803 €	4.564 €	4.171 €	3.963 €
Consumo de agua m3/MWh año	4,63	N/A	N/A	N/A
m2 terreno ocupado/MWh año	10,84	14,44	18,45	22,36

Dentro del marco de la Unión Europea, probablemente más significativo aún para el desarrollo inmediato de la energía solar sea el lanzamiento del SET Plan, que debe concentrar y coordinar los esfuerzos comunitarios en I+D en las tecnologías energéticas identificada como ‘estratégicas’ para cubrir las futuras necesidades europeas: bioenergía, captura de carbono, eólica, nuclear, redes inteligentes y, cómo no, solar.

Se estima que con un 1 % de la superficie desértica del planeta sería suficiente para cubrir la demanda eléctrica mundial con sistemas CST. En España se mantendría dicha proporción. El potencial técnico-económico de producción solar termoeléctrica en España, asumiendo emplazamientos apropiados con irradiancias superiores a los 2.000 kW/m2/año, es de 1.278 TWh/año, siendo la demanda actual inferior a los 300 TWh/año. Todo el sur peninsular situado por debajo del paralelo 40º, así como amplias zonas de las cuencas del Ebro y el Duero, presentan excelentes condiciones para el aprovechamiento de la radiación solar. Los costes de generación solar termoeléctrica en España están todavía por encima de los 0.18 €/kWh y los costes de inversión se sitúan en torno a los 4.000 €/kW. El objetivo español para la nueva generación de plantas termosolares estaría en bajar de los 2.500 €/kW y 0.12 €/kWh hacia el año 2020.

En marzo de 2007, fue inaugurada en Europa la primera planta de energía solar cerca de Sevilla. La planta de 11 MW conocida como PS10, produce electricidad mediante 634 helióstatos. Cada uno de estos helióstatos tiene una superficie de 121 metros cuadrados que concentra los rayos del sol en lo alto de una torre de 114 metros de altura donde está instalado un receptor solar y un calderón, desde ahí, el vapor es enviado a una turbina de vapor situada en un edificio anexo a la torre.

También en Andalucía se han construido dos plantas de 50 MW cada una, Andasol 1 y Andasol 2. Cada una de ellas posee 510.120 m² de colectores solares cilindroparabólicos y 6 horas de almacenamiento de energía térmica. Las centrales Andasol serán las primeras en Europa de su tipo. Cada una de ellas generará la energía necesaria para 200.000 personas y serán las más grandes del mundo por superficie colectora.

Tabla. Centrales solares termoeléctricas en operación en España.

Capacidad (MW)	Tecnología	Nombre	Localización	Notas
50	Concentrador solar	Andasol	Granada	Nov. 2008
50	Concentrador solar	Andasol	Granada	2009
50	Concentrador solar	Puertollano	Ciudad Real	Mayo 2009
50	Concentrador solar	Alvarado I	Badajoz	Julio 2009
20	Central solar de torre	PS20	Sevilla	Abril 2009
11	Central solar de torre	PS10	Sevilla	Marzo 2007
1.4	Reflector de Fresnel	Puerto Errado I	Murcia	Abril 2009

En España hay actualmente en construcción 1757 MW más, y anunciadas 1080 MW.



Figura. Tres centrales solares, desde la izquierda: PS20, Eureka5, PS10.

Conviene apuntar que los grandes candidatos a revolucionar la tecnología solar termoeléctrica son los sistemas operando a altas temperatura (500-1200 °C) y altos flujos de radiación solar concentrada ($> 1000 \text{ W/m}^2$), basados tanto en sistemas disco-Stirling, como en sistemas de torre central. Parece oportuno que desde los agentes tecnológicos e industriales ligados a las centrales solares termoeléctricas en España, se aborde una iniciativa estratégica que permita desarrollar una tecnología propia en sistemas disco-Stirling. Asimismo resulta esencial potenciar la investigación en dispositivos y sistemas de almacenamiento electroquímico, fundamentalmente baterías, que doten de capacidad de despacho a la red eléctrica a estos motores solares.

La otra aproximación de futuro se centraría en el desarrollo de los llamados sistemas modulares multitorre, consistentes en campos ultra-compactos de pequeños heliostatos y torres de pequeña altura. Permiten una integración mejor en el entorno y la utilización de ciclos termodinámicos más eficientes. Actualmente en España no existen líneas de investigación en esta materia, pero la base científica y tecnológica acumulada en la tecnología de grandes plantas de receptor central tras las primeras experiencias comerciales como PS10 y PS20 de la empresa Abengoa Solar y la planta Gemasolar de la empresa Torresol Energy, puede ser adapta para esta tecnología.

2.4 El efecto fotoeléctrico.

El principio físico por el cual una célula fotovoltaica convierte luz solar en electricidad se denomina **'efecto fotoeléctrico'**. Descubierta por A. Einstein², puede describirse como sigue: un cuanto de luz o fotón que penetra en un metal transmite, total o parcialmente, su energía $h\nu$ a un electrón; el electrón adquiere entonces una energía cinética, que es máxima si el cuanto de luz le transfiere la totalidad de su energía. La energía máxima de los 'fotodectrones' emitidos se obtiene sustrayendo de $h\nu$ el trabajo T necesario para extraer el electrón del metal, esto es: $E_{\max} = h\nu - T$.

La teoría de Einstein concuerda con las observaciones experimentales: la energía cinética máxima $E_{\max}$ no depende de la intensidad de la radiación y crece linealmente con la frecuencia de la radiación incidente, con independencia (Einstein insiste en este punto) de la sustancia utilizada. Se ha de hacer notar, sin embargo, que en ese momento no era posible demostrar experimentalmente ninguna de tales hipótesis.

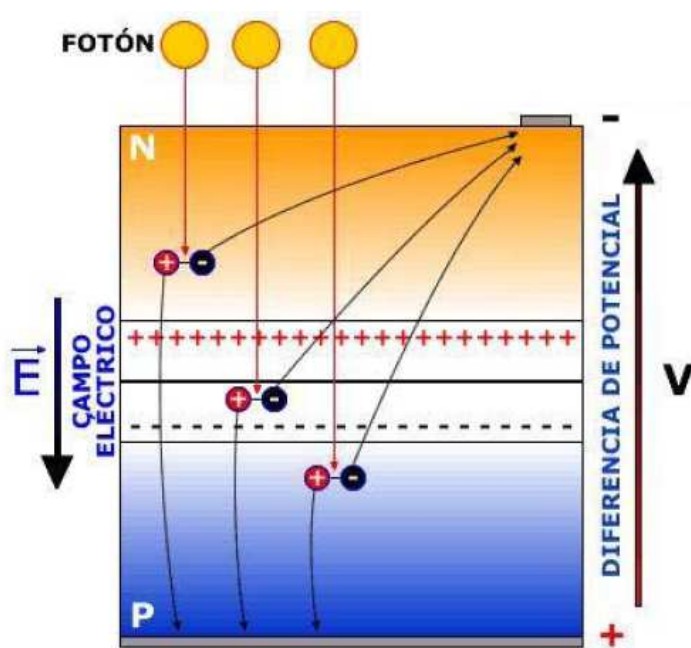


Figura. El efecto fotovoltaico.

² Por sus explicaciones sobre el efecto fotoeléctrico y sus numerosas contribuciones a la física teórica, en 1921 obtuvo el Premio Nobel de Física.

2.5 La célula solar.

La célula fotovoltaica solar es un dispositivo semiconductor capaz de convertir los fotones procedentes del Sol (luz solar), en electricidad de una forma directa e inmediata. Esta conversión se conoce con el nombre de *efecto fotovoltaico*.

Las células solares han sido utilizadas frecuentemente para producir electricidad en lugares donde no llega la red de distribución eléctrica, tanto en áreas remotas de la Tierra como del Espacio, haciendo posible el funcionamiento de todo tipo de dispositivos eléctricos como satélites de comunicaciones, radioteléfonos o bombas de agua. Ensambladas en paneles o módulos y dispuestas sobre los tejados de las casas, por medio de un inversor, pueden inyectar la electricidad generada en la red de distribución para el consumo, favoreciendo la producción global de energía primaria de un país, de manera limpia y sostenible. Igualmente estos últimos pueden configurarse en amplias zonas no urbanas, dando lugar a plantas de generación eléctrica fotovoltaica.



Figura. Célula fotovoltaica.

Las células fotovoltaicas se fabrican a partir de materiales semiconductores. El elemento primordial es el **Silicio**. Es un elemento del grupo IV de la tabla periódica; es decir, tiene cuatro electrones por átomo en su órbita externa. Un material de silicio o semiconductor posee una resistividad demasiado baja para ser un aislador y demasiado alta para ser un conductor.

- Material **tipo n**: Si el silicio puro se dopa con una pequeña cantidad de un elemento del grupo V, como *fósforo*, *arsénico* o *antimonio*, cada átomo del dopante forma un enlace covalente dentro de la red cristalina del silicio y queda un electrón suelto. Estos electrones sueltos aumentan mucho la conductividad del material.
- Material **tipo p**: Si el silicio puro se dopa con una pequeña cantidad de un elemento del grupo III, como *boro*, *galio* o *indio*, se introduce un sitio vacante, llamado hueco en la red cristalina del silicio. A semejanza de un electrón, se puede considerar que un hueco es un portador móvil de carga, porque puede llenarse con un electrón adyacente, el cual a su vez deja atrás un agujero. Esos huecos aumentan mucho la conductividad del material.

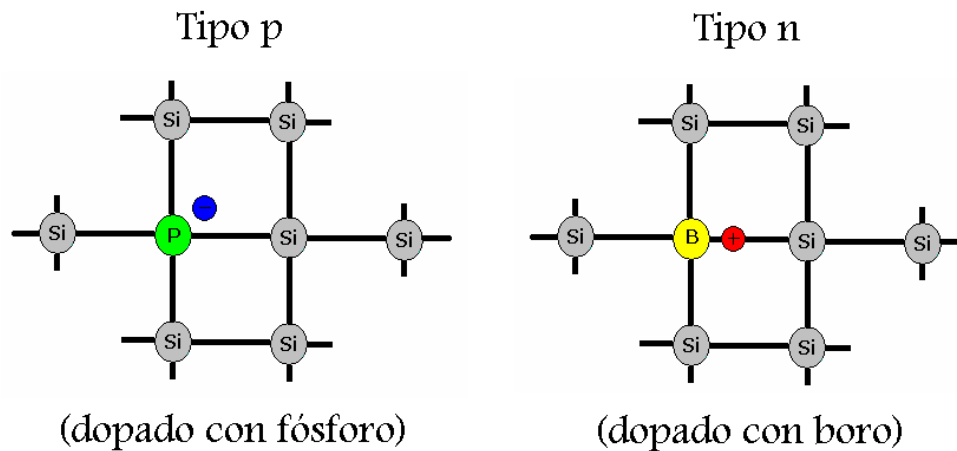


Figura. Estructuras semiconductoras de Silicio.

El Silicio es el segundo elemento más abundante de la corteza terrestre y se encuentra en forma de sílice (**cuarzo**). Por el momento, este material domina el mercado fotovoltaico, especialmente el tipo de silicio cristalino, aunque también existen otras tecnologías fotovoltaicas, como la del silicio amorfo, telurio de cadmio, seleniuro de cobre e indio, arseniuro de galio, fosfuro de indio o las células orgánicas,

Con distintas impurezas, concentraciones y formas de dopado, alta tecnología de fotolitografía, y con corte con láser, grabado, aislamiento y empaquetado se producen las células fotovoltaicas partiendo de diversas estructuras de capas semiconductoras tipo p y tipo n.

Clasificación de células fotovoltaicas:

- **Monocristalinas:** son las que proporcionan el rendimiento más elevado (entre el 15 y el 18 % para las fabricadas en serie y hasta el 24 % en modelos de laboratorio). Se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro. Tienen el inconveniente de ser caras. Estas células son las más utilizadas en la actualidad.
- **Policristalinas:** proporcionan un rendimiento del 12 al 14 %. Tienen la ventaja de un menor espesor, incluso de algunas micras. Se presentan en forma cuadrada aprovechando mejor el espacio, y tienen un menor coste al ser más delgadas. Su proceso de elaboración no es tan complicado como en el caso de la célula monocristalina.
- **Silicio amorfo:** tienen una capacidad superior de absorción de la luz en relación con las células de silicio cristalino, pero proporcionan un rendimiento inferior al 10 %. Estas células se degradan con el paso del tiempo, pero se siguen estudiando porque los precios pueden ser muy competitivos.
- **Arseniuro de galio:** son las células más indicadas para la fabricación de paneles, ya que su rendimiento teórico alcanza límites cercanos al 27/28 % en su versión monocristalina. Sin embargo, tiene el problema de que este material no es abundante, encareciendo por tanto el producto final.

- **Bifaciales:** estas células están constituidas por una doble unión $N^+ - P - P^+$, permitiendo así aprovechar tanto la radiación frontal como la reflejada del suelo (la radiación del albedo). El rendimiento de estas células puede llegar al 30 % siempre que se tenga especial cuidado con la calidad de la superficie reflejada y las condiciones mecánicas de colocación del panel.



Figura. Células solares en módulos fotovoltaicos.

CARACTERÍSTICAS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

	TECNOLOGÍA CRISTALINA ESTÁNDAR	SILICIO AMORFO		CdTe	CIGS
		α -Si	α -Si/ μ -Si		
Eficiencia actual de los módulos	13% - 19%	5,5% - 6,5%	9% - 11%	10% - 11%	8% - 11%
Precio de los módulos (€/Wp)	2,2 - 2,6	1,8 - 2	1,9 - 2,1	1,5 - 2	1,9 - 2,1
Cuota de mercado actual	90%	3,9%		2,7%	0,2%
Principales ventajas	Tecnología madura Cadena de suministro establecida	Tecnología con experiencia Similar a procesos probados de producción de dispositivos TFT & LCD		Eficiencia relativamente alta Bajos costes de producción	Fácilmente implementable en sustratos flexibles
	Alta eficiencia	Buen comportamiento frente a la temperatura		Buen comportamiento frente a la temperatura	Eficiencia relativamente alta
	Alta dependencia de los precios de las materias primas	Baja eficiencia	Menores expectativas de mejora de eficiencia a largo plazo Experiencia limitada	Potencial toxicidad del Cd Deficit potencial de telurio Experiencia limitada	Alto coeficiente de pérdidas por temperatura Deficit potencial y elevado coste del indio Experiencia limitada

Fuente: Garrigues Medio Ambiente.

Puede situarse en 1954 el inicio del uso de células y paneles fotovoltaicos para producir electricidad, al estar incorporados en los primeros satélites artificiales.

Hoy día, los investigadores del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Golden, Colorado, Estados Unidos, intentan aprovechar la propiedad de diferentes semiconductores de captar diferentes colores de los rayos de luz. Superponiendo capas de unos compuestos llamados fosfuro de indio-galio y arseniuro de galio-indio, y utilizando una lente³ para concentrar la luz solar, el año pasado lograron fabricar una célula fotovoltaica con una eficiencia del 40.8 %. Pero la producción masiva de estas células aún es un objetivo lejano: ahora mismo pueden fabricarse a un precio de unos 7.000 euros por centímetro cuadrado. La tecnología es de una complejidad increíble.

En la actualidad, el récord de eficiencia está en una célula de triple unión, basada en el germanio, que ha alcanzado el 42.8 %.

Otra posibilidad es renunciar a una mayor eficiencia a cambio de un coste menos elevado. Los semiconductores de capa fina generan menos energía, pero requieren menos materia prima, lo que los convierte en una alternativa económica para las grandes instalaciones fotovoltaicas. Existen ya células solares de capa fina a un coste de unos 80 céntimos de euro por vatio.

La cantidad de silicio necesario para producir un Wp se reduce a un ritmo del orden del 5 % anual.

Con la mirada puesta en un futuro más lejano, los ingenieros del NREL están trabajando con líquidos fotovoltaicos. El objetivo es que cuesten lo que un litro de pintura. La eficiencia no será del 50 o el 40 %, sino del 10 %. Pero si es barato, la gente puede pintar las paredes de su casa, conectarse y listo.

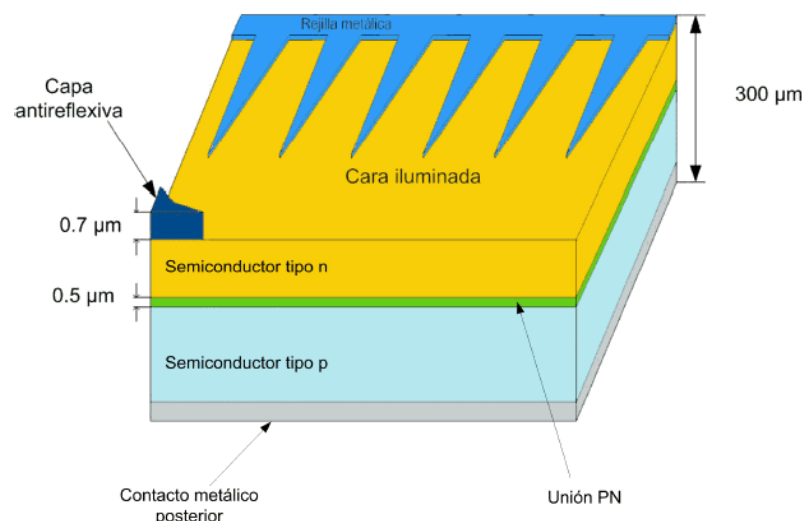


Figura. Representación de una célula solar convencional.

³ Lentes de Fresnel. Permiten concentrar hasta 500 veces los rayos del sol.

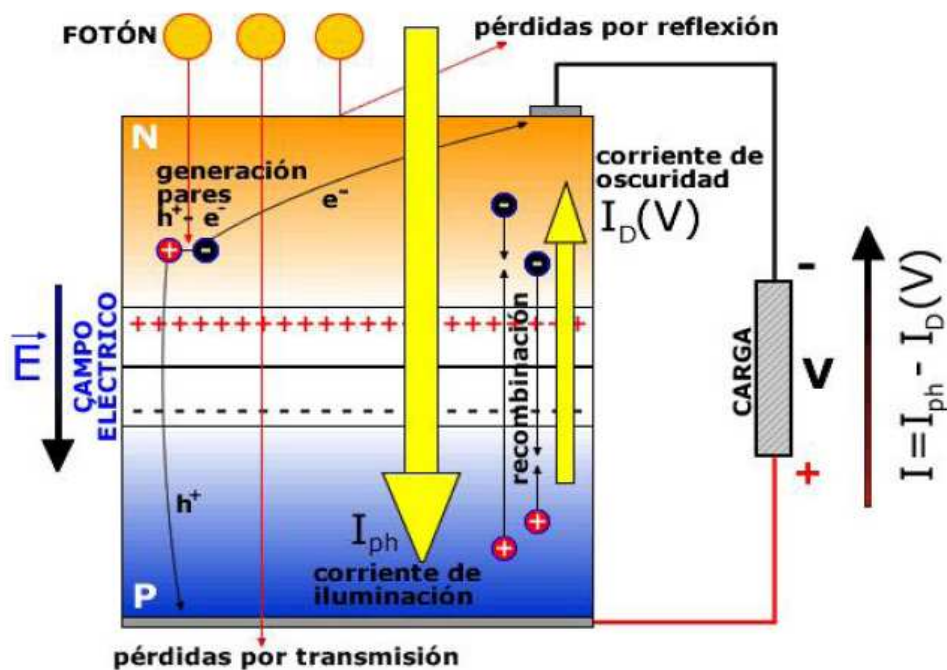


Figura. Funcionamiento de una célula solar.

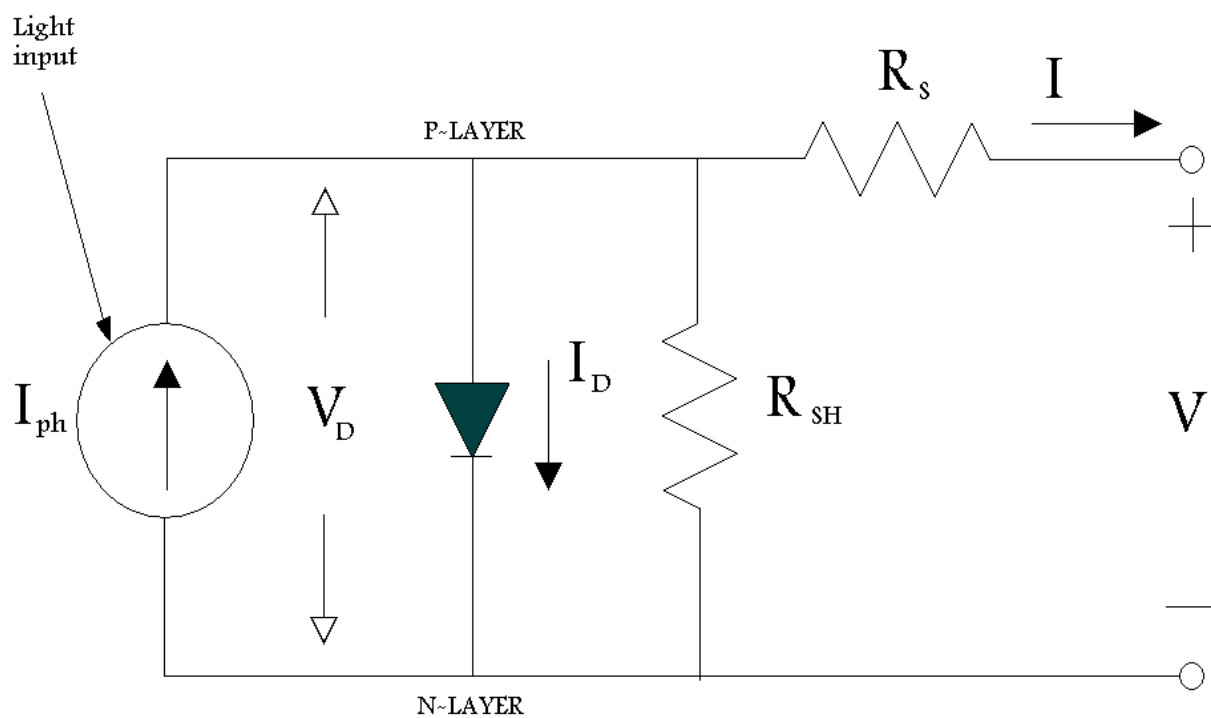


Figura. Circuito equivalente de una célula solar.

Así pues, el modelo matemático de una célula solar puede expresarse como:

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left\{ e^{k_o(V + R_s I)} - 1 \right\} - \frac{V}{R_{SH}}$$

Donde I es la corriente a través de la carga, I_{ph} es la corriente fotovoltaica a través de la unión PN, R_s es la resistencia serie de la célula, R_{SH} es la resistencia paralelo, $k_o = q/AkT$, siendo k la constante de Boltzman, q la carga de un electrón, A el factor de complejidad, T la temperatura absoluta, y I_o la corriente de saturación inversa.

A continuación se presentan los parámetros de funcionamiento de la célula solar más significativos:

- **Intensidad de cortocircuito, I_{sc} :** es la intensidad obtenida cuando se ponen en contacto los terminales de la célula. Además ésta será la máxima corriente que pueda obtenerse. Normalmente toma valores entre 10 y 40 mA por centímetro cuadrado de la célula.
- **Tensión en circuito abierto, V_{oc} :** es la tensión máxima que puede alcanzar la célula, y se da en el caso de que no haya ninguna carga conectada a ella. La intensidad es por tanto nula, y la corriente del diodo I_D será igual a la corriente de generación I_L .
- **Potencia máxima o pico, $P_{máx}$:** punto de operación de la célula (I_{MPP} , V_{MPP} ; MPP $\equiv$ *maximum power point*) para el cual la potencia generada es máxima, esto es:

$$P_{max} = I_{MPP} \cdot V_{MPP}$$

- **Factor de forma, FF:** se trata de la relación entre el rectángulo de máxima potencia y el rectángulo de lados V_{oc} e I_{sc} :

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \Rightarrow P_{máx} = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}$$

- **Eficiencia o rendimiento, η :** es el cociente entre la energía eléctrica generada por la célula, $E_{generada}$, y la energía recibida del Sol, $E_{recibida}$:

$$\eta = \frac{E_{generada}}{E_{recibida}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{Sol} \cdot S_{célula}}$$

Donde:

I_{Sol} es la irradiancia sobre la placa.

$S_{célula}$ es la superficie de la célula.

La ecuación que describe el funcionamiento de la célula solar puede escribirse entonces como sigue:

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - C_1 \cdot \left(e^{\left(\frac{V}{C_2 \cdot V_{oc}} \right)} - 1 \right) \right]$$

Donde

$$C_1 = \left[1 - \left(\frac{I_{MPP}}{I_{sc}} \right) e^{\left(\frac{-V_{MPP}}{C_2 \cdot V_{oc}} \right)} \right] \quad C_2 = \left[\left(\frac{V_{MPP}}{V_{oc}} \right) - 1 \right] \cdot \left[\ln \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{sc}} \right) \right]^{-1}$$

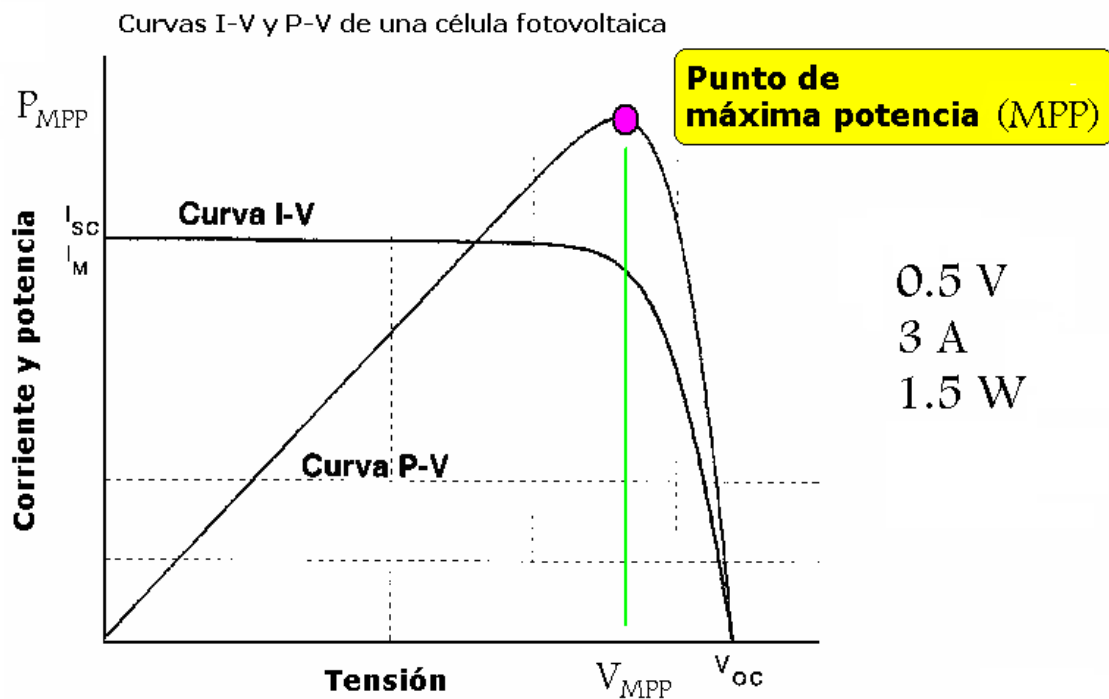


Figura. Curvas I-V y P-V características de una célula solar.

Las condiciones de operación que más influyen son:

➤ **Irradiancia.**

Como sabemos, la intensidad de cortocircuito de una célula solar es directamente proporcional a la intensidad de la iluminación incidente. La tensión de circuito abierto sin embargo no varía significativamente al aumentar o disminuir la radiación solar. La potencia eléctrica generada por la célula es por tanto proporcional a la radiación incidente.

➤ **Temperatura.**

Afecta fundamentalmente a la tensión de circuito abierto, disminuyendo el valor de ésta cuando aquella aumenta. El factor de forma y el rendimiento de la célula se ven así reducidos.

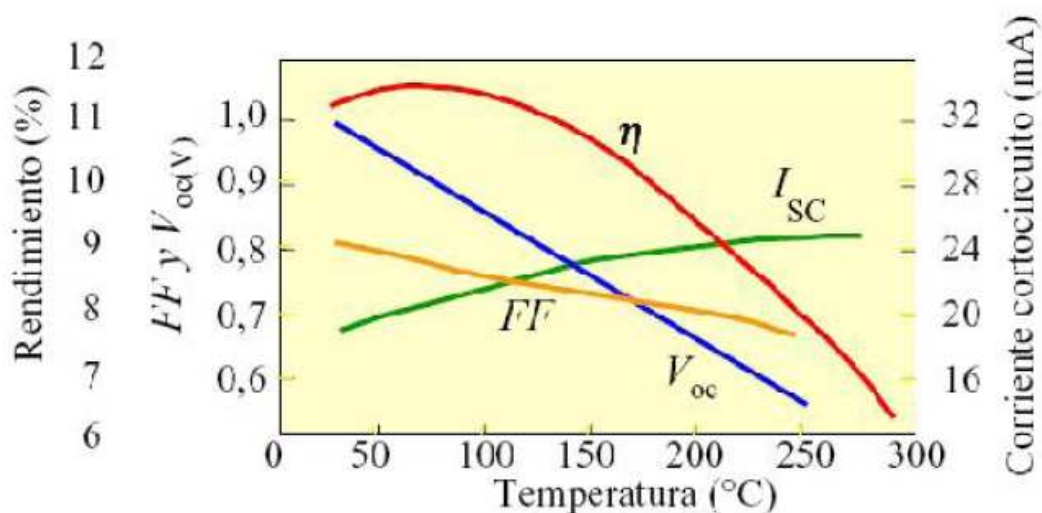


Figura. Influencia de la temperatura en el comportamiento de la célula.

2.6 Los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.

Los paneles o módulos se fabrican en una amplia gama de tamaños, con el fin de servir a diferentes aplicaciones.



CONSTRUCCIÓN DEL MÓDULO

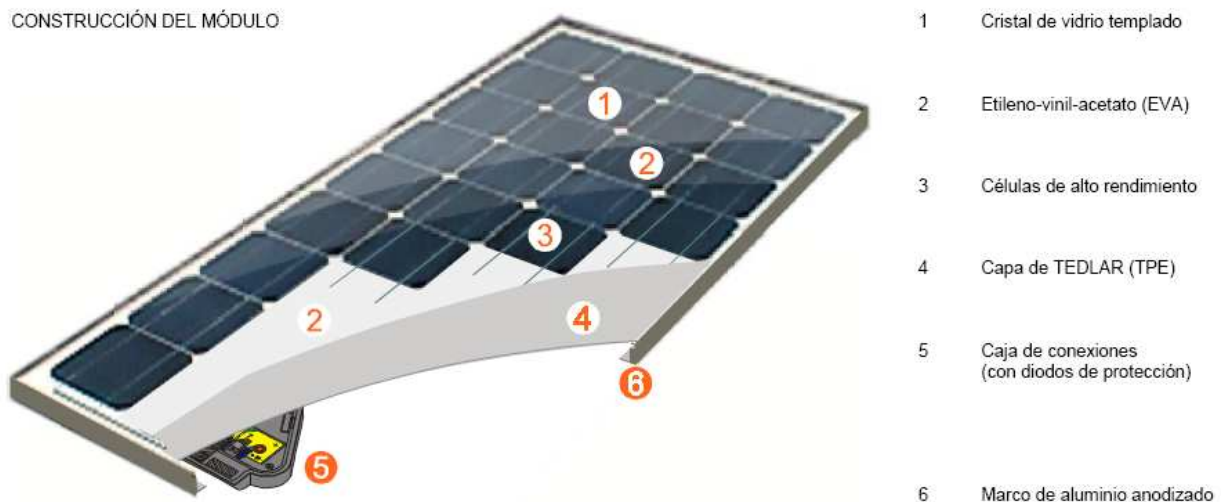


Figura. Elementos y construcción de un módulo fotovoltaico.

Un conjunto de módulos o paneles conectados eléctricamente en serie forman una ‘rama’. Varias ramas conectadas en paralelo, para obtener la potencia deseada, constituyen un generador fotovoltaico. Se consigue así proporcionar las características de tensión y de potencia requeridas por las diferentes aplicaciones.

La representación típica de salida de un dispositivo fotovoltaico (célula, módulo o sistema), como se ha mostrado en el apartado anterior, es la curva intensidad-tensión.

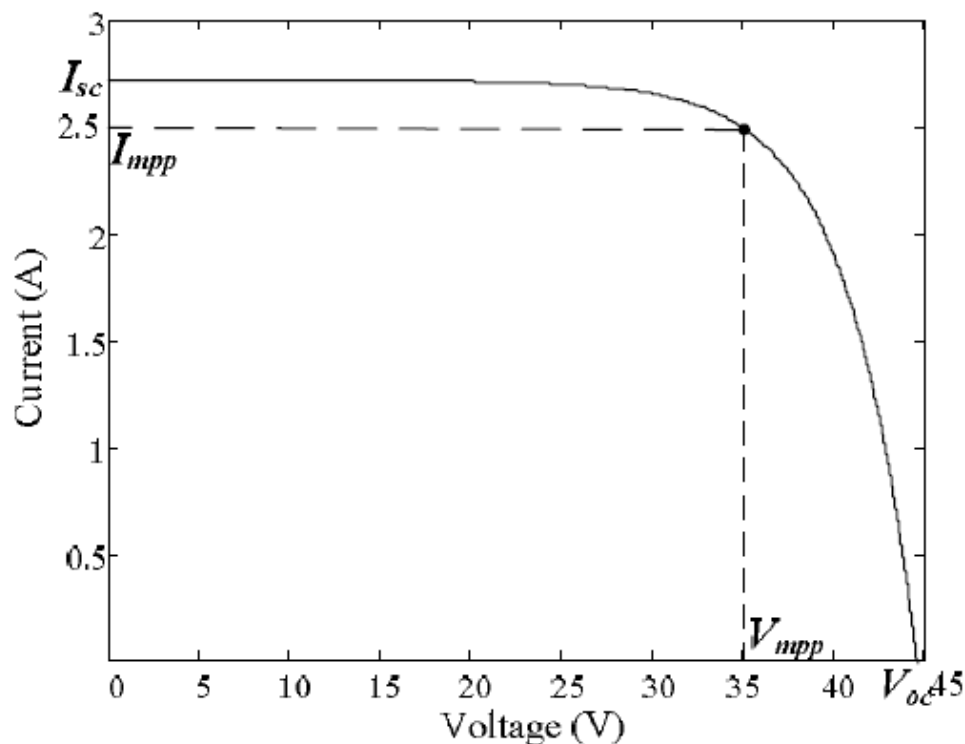


Figura. Curva I-V característica de um módulo fotovoltaico.

Puede observarse en la figura anterior que la intensidad de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensiones de operación.

La intensidad y la tensión de trabajo del dispositivo fotovoltaico vienen determinadas, fundamentalmente, por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectada.

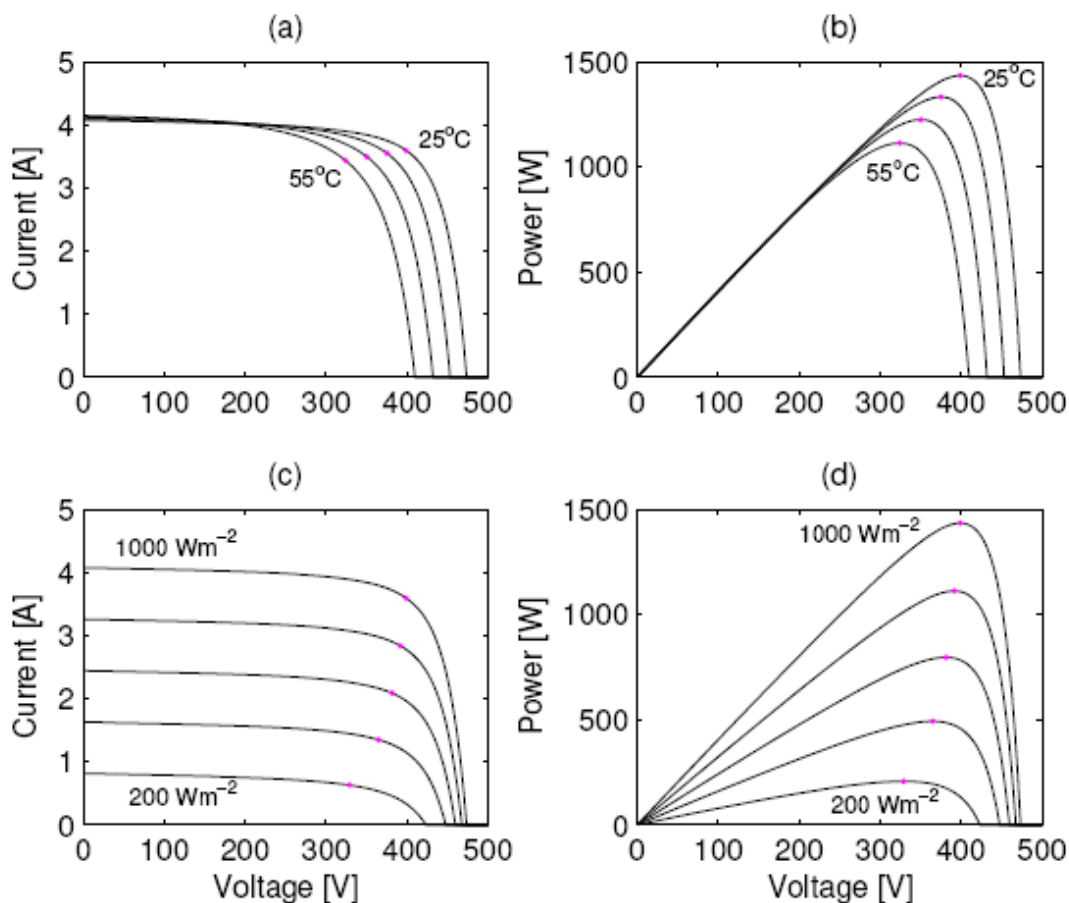


Figura. Curvas características de un sistema fotovoltaico, en función de la irradiancia y la temperatura.

Lógicamente, la intensidad que genera el módulo fotovoltaico aumenta con la radiación solar, permaneciendo prácticamente constante la tensión. Este hecho concede especial importancia a la colocación de los paneles, habiendo de tenerse en cuenta tanto su orientación como su inclinación, ya que los valores de la radiación varían a lo largo del día.

El aumento de la temperatura en las células supone un incremento de la intensidad, pero una disminución de la tensión. El efecto global es una disminución de la potencia generada. Una radiación de 1000 W/m² puede calentar un panel 30 °C por encima de la temperatura del aire circundante, lo que puede traducirse en una disminución de potencia de hasta un 15 %. Por este motivo los paneles han de colocarse favoreciendo el paso de aire.



- 220 / 230 Wp de potencia nominal (STC) 1000W/m², 25°C
- 60 células de silicio monocristalino de fabricación alemana. 16% de eficiencia mínima de las células
- 10 años de garantía del producto, 90% de potencia nominal/12 años, 80% de potencia nominal/25 años
- Conectores tipo Multi-Contact y Cable 4 mm², longitud 1 m Flex-Sol
- Diodos by-pass incorporados y conexión de caja de conexión: IP 65
- Marco de aluminio anodizado y vidrio templado 4 mm, de bajo contenido en hierro

MODELO	MEPV 220	MEPV 230
I _{sc}	8,35 A	8,45 A
U _{oc}	36,81 V	36,83 V
I _{mpp}	7,61 A	7,75 A
U _{mpp}	29,10 V	29,23 V
P _{mpp}	220 W	230 W
Tensión Máxima	1000 V	1000 V

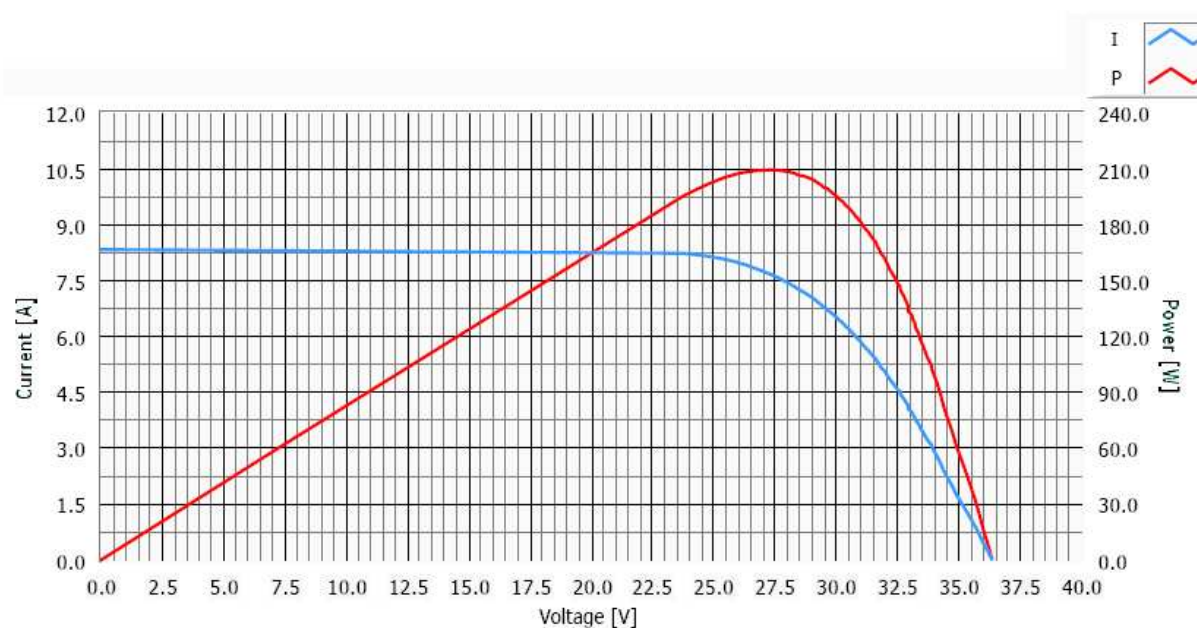




Figura. Paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino en cubierta.

Entre los paneles fotovoltaicos ha de existir una cierta distancia, para evitar el efecto de sombra.

Para estructuras fijas la distancia entre paneles se calcula mediante la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})}$$

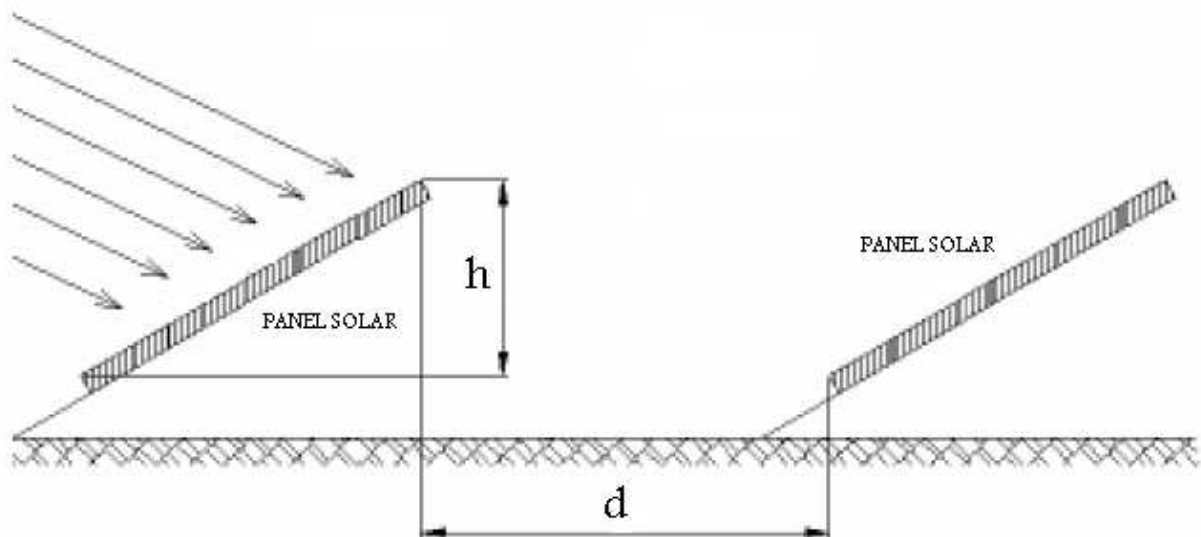


Figura. Distancia entre módulos.

Se ha de hacer notar que los módulos fijos pueden disponerse a distancias menores que los colocados en estructuras de seguimiento solar, puesto que estos últimos producen mayores superficies de sombra.

2.7 Instalaciones fotovoltaicas.

La potencia de las instalaciones fotovoltaicas se da en Wp (vatios pico), que corresponde a la potencia que dan los módulos a 25 ° de temperatura y bajo condiciones de insolación de 1000 W/m² (insolación aproximada de un día soleado de verano al mediodía). La potencia en Wp del módulo corresponde, aproximadamente, a la potencia máxima que puede generar.

Existen tres rangos de potencia representativos de los distintos tipos de instalaciones de generación FV, además de una cuarta tipología, correspondiente a las centrales:

➤ **Instalaciones pequeñas de 3 kWp como planta tipo (con rango hasta 5 kW).**

Son aplicaciones rurales aisladas por ser una solución limpia y muchas veces económica, o aplicaciones conectadas a red sobre tejados, azoteas de casas, hechas por particulares en zonas de su propiedad o influencia; la motivación es generalmente medioambiental. Con la generación de 3 kWp se cubriría el consumo propio de una casa tipo medio en el que vivan 2-3 personas, excluyendo el consumo de calefacción y aire acondicionado.



Figura. Electrificación rural en zonas aisladas.





Figura. Electrificación rural. Abastecimiento de agua.

➤ **Instalaciones medianas de 30 kWp como planta tipo (entre 5 y 100 kWp).**

Son generadores en electrificaciones rurales centralizadas, o conectadas a red en edificios, normalmente integrados en la arquitectura de los mismos, instalaciones diseñadas por arquitectos innovadores y realizadas por comunidades de vecinos, empresas constructoras o corporaciones públicas y privadas que desean incorporar energía fotovoltaica en sus edificios o construcciones emblemáticas como valor añadido. Una instalación de 30 kWp en un edificio supondría cubrir las necesidades eléctricas de diez viviendas medias.





Figura. Conexión a red. Integración arquitectónica.

➤ **Instalaciones grandes de 300 kWp como planta tipo (entre 100 kW y 1MWp).**

Son generalmente instalaciones conectadas a red, de superficies extensas, promovidas generalmente por empresas que, además de contribuir a una generación limpia, desean un refuerzo de la imagen de la empresa o entidad promotora. Una planta de 300 kWp cubre el consumo de un edificio de tipo medio.



Figura. Conexión a red. Central fotovoltaica.

➤ **Centrales fotovoltaicas de 3 MWp como planta tipo (entre 1 y 40 MWp).**

Son centrales de generación, promovidas generalmente por empresas o consorcios de empresas, siendo generalmente una de ellas la empresa local de distribución; estas empresas desean conseguir cierto rendimiento económico y una componente de generación verde. Una planta de 3 MWp cubre el consumo de una población o urbanización de aproximadamente 500 vecinos.





Figura. Conexión a red. Centrales Fotovoltaicas.

2.7.1 Instalaciones aisladas.

La aplicación exclusiva de la energía fotovoltaica durante décadas ha sido la de permitir disponer de energía eléctrica en instalaciones situadas en sitios remotos, aislados o donde no se podía utilizar otro tipo de generador o fuente de energía eléctrica.

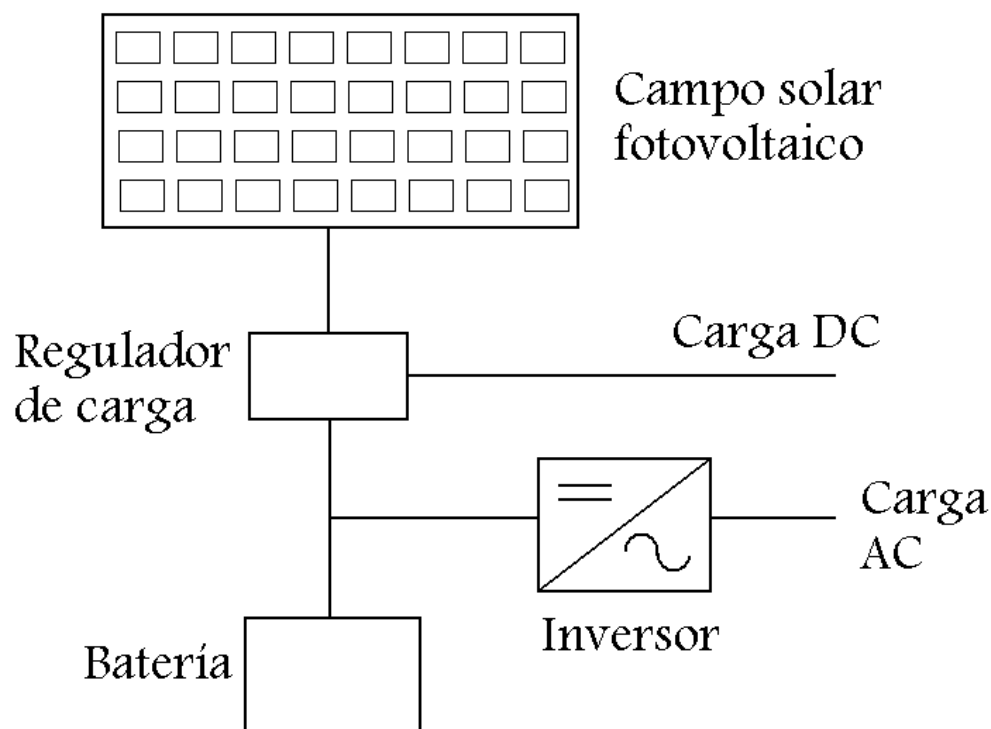


Figura. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado.

Además de los paneles fotovoltaicos que alimentan los satélites artificiales, ya a nivel terrestre el sector de las telecomunicaciones es también uno de los mayores usuarios de este tipo de energía, ya que sus equipos usualmente se encuentran en lo alto de las montañas, en lugares de difícil acceso o en zonas deshabitadas.



Figura. Estaciones repetidoras de comunicación.

Otra de las aplicaciones de la energía fotovoltaica es poder disponer de energía eléctrica en casos de emergencia o de desastres naturales, en los que no se puede recurrir a las fuentes de energía eléctrica tradicionales.

Otro grupo clásico de aplicaciones fotovoltaicas es la alimentación de viviendas y pequeños núcleos rurales donde la posibilidad de conectarse a la red de distribución de energía eléctrica no es posible o económicamente no es factible.

Un tipo de aplicaciones distintas a las anteriores son las que no requieren la utilización de acumuladores y que funcionan siempre que haya sol, consumiendo la energía que generan los paneles. Se trata de sistemas relativamente simples, siendo los sistemas de bombeo de agua el caso más utilizado.

En países subdesarrollados, en los que el acceso a redes eléctricas o la utilización de otro tipo de generadores no es posible, la energía fotovoltaica se ha convertido en la única posibilidad de acceder a la electricidad y a la posibilidad de una mejora en la calidad de vida.



Figura. Alumbrado público.

El generador fotovoltaico se estima que tiene una vida útil superior a 30 años, siendo la parte más fiable de la instalación. La experiencia indica que los paneles nunca dejan de producir electricidad, aunque su rendimiento pueda disminuir ligeramente con el tiempo.

Los paneles que forma el generador apenas requieren mantenimiento, basta limpiarlos con algún producto no abrasivo cuando se detecte suciedad solidificada.

El regulador de carga no requiere mantenimiento, pero sí necesita ser revisado para comprobar su buen funcionamiento. La función de control del estado de carga de la batería la realiza el regulador de carga. Una de sus funciones principales es el control y limitación de la tensión máxima.

Por otro lado, las baterías con un correcto mantenimiento tienen una vida aproximada de diez años. Se debe controlar que el nivel de agua del electrolito esté dentro de unos límites aceptables. Para reponerlo se utiliza agua desmineralizada o destilada. Se debe revisar su nivel mensualmente en cada uno de los elementos y mantener los bornes de conexión libres de sulfato. Actualmente existen baterías sin mantenimiento o de electrolito gelificado que no necesitan reposición de agua.

2.7.2 Instalaciones conectadas a red.

En instalaciones conectadas a red en vivienda o edificio, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad, lo que simplifica su diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer el espacio disponible, la inversión inicial, y la rentabilidad que se quiere obtener, ya que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad proveniente de la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.

Entre las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son los tejados de vivienda. Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes. Una instalación de unos 3 kWp que ocupa cerca de 30 metros de tejado inyectaría a la red la energía necesaria para una pequeña vivienda. El mantenimiento se reduce a la limpieza de los paneles, cuando se detecte suciedad solidificada.

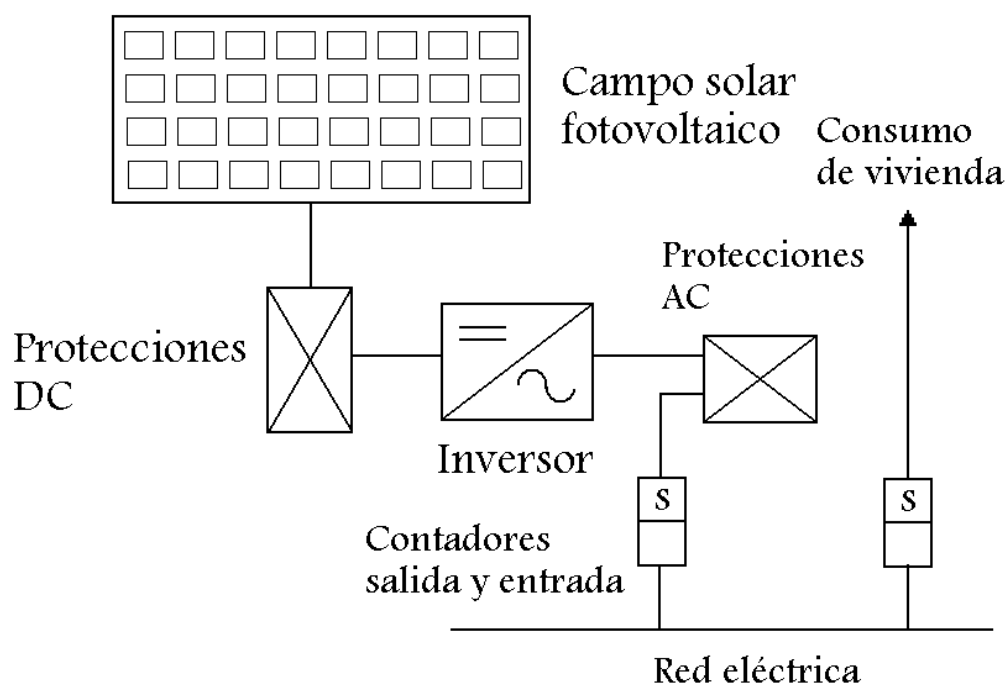


Figura. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.



Figura. Paneles fotovoltaicos en viviendas.

Al inicio de la década de los 80, dos compañías eléctricas norteamericanas instalaron en California las dos primeras centrales eléctricas cuya energía era producida por paneles fotovoltaicos. Sus potencias eran de 1 MWp y de 7 MWp y los paneles eran de silicio monocristalino, con sistema de seguimiento de dos ejes. Desde entonces, el número de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ha ido en aumento en todo el mundo con el objetivo, además de producir electricidad para inyectarla a la red, de investigar y probar nuevas tecnologías, materiales y equipos.

La gran ventaja de este tipo de solución es la simplicidad del diseño de la instalación, ya que se eliminan las baterías que son la parte más cara y compleja de la misma, sobre todo al aumentar la potencia.

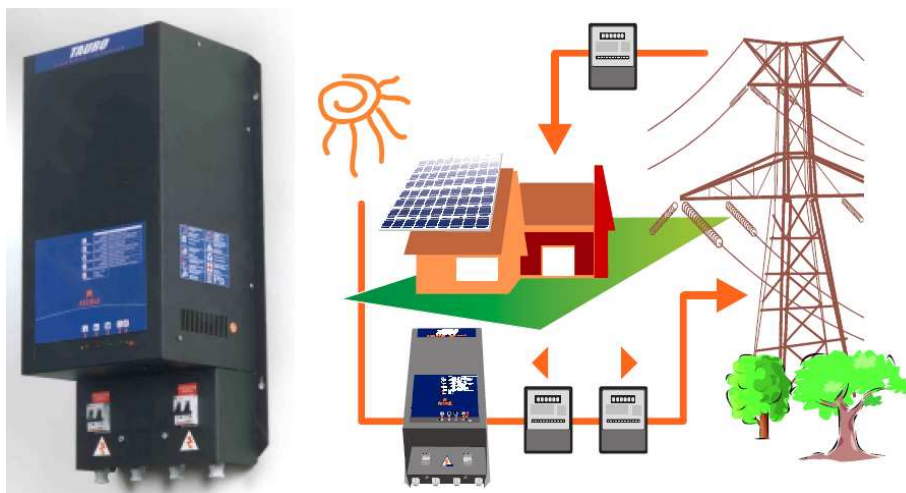


Figura. Inversor TAURO PR. Conexión a red.

2.7.3 Baterías de almacenamiento.

La naturaleza variable de la radiación solar y por lo tanto de la energía eléctrica generada, hace que en los sistemas fotovoltaicos aislados sea necesario un almacenamiento de energía que permita poder disponer de ésta en periodos en los que no es posible la generación. En los sistemas fotovoltaicos el almacenamiento de energía eléctrica se realiza mediante baterías.

Una batería consiste de dos o más elementos, pilas o celdas, conectados en serie o en paralelo. Estos elementos convierten la energía química en energía eléctrica mediante dos electrodos de distinto material, aislados eléctricamente uno del otro y sumergidos en un electrolito que hace de conductor iónico.

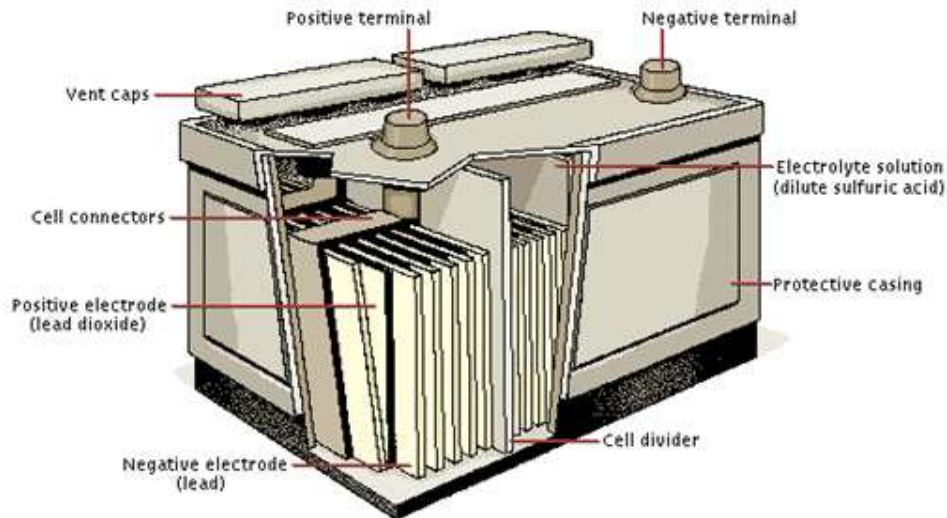


Figura. Batería para sistemas de energías renovables.

Cuando la batería es recargable, el proceso químico es reversible, y la energía eléctrica inyectada puede convertirse en energía química y almacenarse de este modo.

Los tipos de baterías más utilizadas son:

- Plomo-ácido.
- Níquel-cadmio.
- Níquel-hierro.
- Plata-cadmio.
- Zinc-óxido de plata.

En el ámbito fotovoltaico la más utilizada es la batería de plomo-ácido ya que posee la mejor relación capacidad de almacenamiento y coste, aunque ha ampliarse su vida útil y su almacenamiento de energía por unidad de volumen (y peso). Es necesario el desarrollo de nuevos tipos de baterías específicamente para aplicaciones fotovoltaicas

Pueden conectarse en paralelo, en serie, o mixto.

Es muy importante destacar que no se deben conexionar baterías de distintas características.



Figura. Baterías estacionarias. Gran capacidad de funcionamiento en regímenes de carga y descarga lentas.



Figura. Baterías de gel. También son estacionarias. El electrodo está gelificado, de modo que no precisan mantenimiento y pueden funcionar colocadas en cualquier posición.

2.7.4 Mecanismos de seguimiento.

Como se ha expuesto anteriormente, la cantidad de energía diaria entregada por los paneles fotovoltaicos variará dependiendo de la orientación, de la localización, del clima y de la época del año.

Los mecanismos de seguimiento se utilizan para mantener los paneles fotovoltaicos directamente frente al sol. Estos mecanismos pueden ser **estructuras fijas**, en las cuales la inclinación del panel solar habrá de ser la óptima para recibir la mayor irradiación a lo largo de todo el año. Depende de la latitud, la longitud y la altura de instalación del panel. Existe la posibilidad de regular dicha inclinación, en cuyo caso se elegirá una para verano y otra para invierno.



Figura. Estructura-soporte de paneles.

Para una planta de 1 MW que utilice estructuras fijas, la superficie de ocupación será aproximadamente de 1,4 hectáreas, es decir $x = y = 120$ metros.

Por otra parte, cabe destacar la utilización de **estructuras móviles** o **seguidores** en plantas de generación fotovoltaica. Así, son habituales en zonas con media y alta radiación. Los seguidores pueden ser de uno o dos ejes.

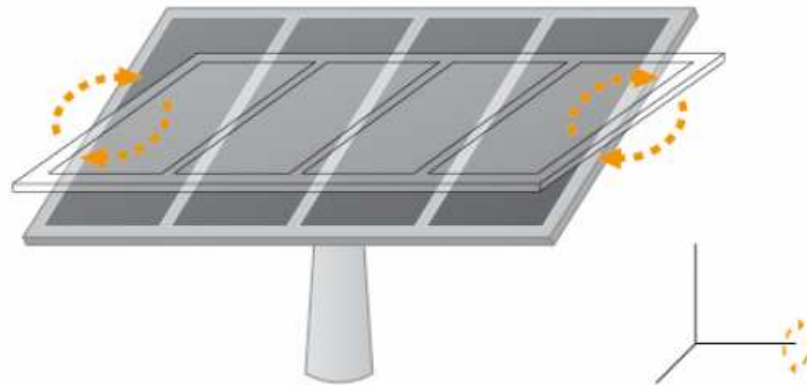


Figura. Seguidor de un eje.

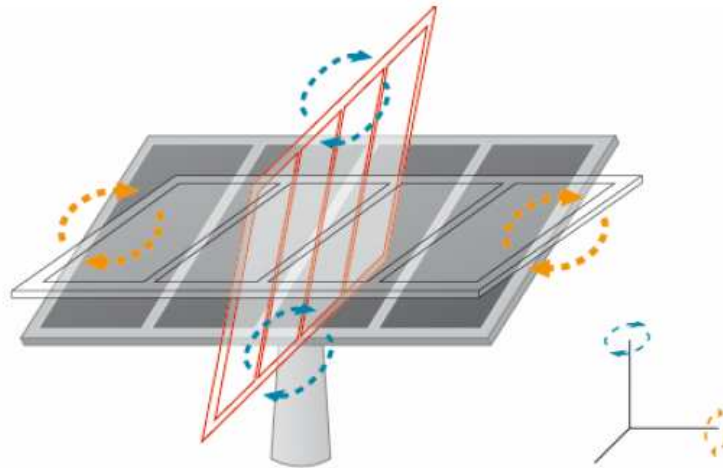


Figura. Seguidor de dos ejes.



Figura. Seguidos de dos ejes.

La superficie ocupada por una planta fotovoltaica de 1 MW con seguidores de un solo eje será aproximadamente de 4,6 hectáreas ($x = y = 215$ metros), considerando condiciones de radiación en torno a $2.120 \text{ kWh/m}^2 \text{ año}$. Igualmente, con seguidores de dos ejes la superficie ocupada sería de 5 hectáreas ($x = y = 225$ metros).

La regulación del seguimiento del sol por dos ejes se realiza básicamente mediante los siguientes modos:

- **Sistemas mecánicos:** el seguimiento se realiza por medio de un motor y de un sistema de engranajes. Requiere ajustes periódicos a lo largo del año.
- **Sistemas de ajuste automático:** a través de sensores que detectan cuándo la radiación no incide perpendicularmente al panel, se corrige empleando motores eléctricos la posición del mismo.
- **Sistemas sin motor:** el seguimiento solar se consigue mediante la expansión de gases en un sistema neumático.

2.7.5 Vida útil.

La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50 % del valor de la instalación.

Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años. Realmente no se tienen datos para saber con exactitud la vida real de un generador conectado a red porque no se tiene suficiente perspectiva.

La vida útil de los restantes elementos que componen la planta FV, inversores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc., es la vida útil típica de todo tipo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la larga vida útil del generador FV, con el adecuado mantenimiento.

Los fabricantes dan como periodo garantizado de generación de potencia, entre 20 y 25 años (se asegura así que los módulos darán una potencia superior a 80 % de la especificada inicialmente en el momento de la compra).

2.8 El inversor.

Se denominan inversores a los convertidores de corriente continua (*Direct Current*, DC) a corriente alterna (*Alternating Current*, AC). La función de un inversor es cambiar una tensión de entrada de DC a una tensión simétrica de salida de AC, con la magnitud y frecuencia deseadas.

Las formas de onda de la tensión de salida de los inversores prácticos no son senoidales y contienen ciertas armónicas. En aplicaciones de potencia baja e intermedia se pueden aceptar tensiones de onda cuadrada o de onda casi cuadrada, y para aplicaciones con alta potencia se requieren formas de onda senoidal con poca distorsión. Con la disponibilidad de los dispositivos semiconductores de potencia de alta velocidad, se pueden minimizar los contenidos de armónicos en la tensión de salida, o al menos reducirlos de forma importante, mediante técnicas de conmutación.

Es habitual su uso en aplicaciones industriales, por ejemplo como accionamientos ('variadores', 'reguladores' o 'controles') de motores de AC y velocidad variable, o en hornos de inducción, en sistemas de potencia ininterrumpida (UPS) u otras fuentes de alimentación.

Los dispositivos semiconductores de potencia utilizados pueden ser transistores bipolares de unión (BJT), transistores de efecto de campo, de metal óxido semiconductor (MOSFET), transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT), o tiristores controlados por compuerta (GTO).

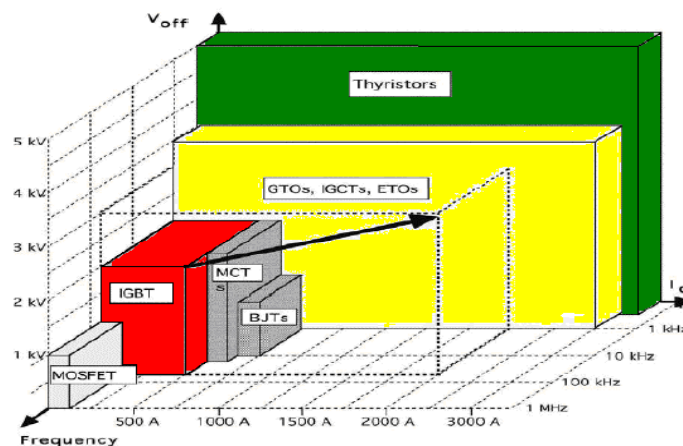
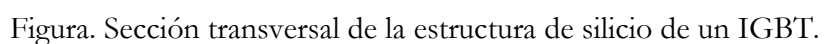


Figura. Características de tensión, intensidad y frecuencia de distintos dispositivos semiconductores de potencia.

Hoy día, en energías renovables el principal dispositivo semiconductor empleado es el transistor de puerta aislada **IGBT**. Ofrece menores pérdidas de conmutación y conducción, y su circuito de control es muy simple. Su frecuencia de conmutación no supera los 20 kHz, y su rango de potencia es intermedio: 1200 V y 400 A.



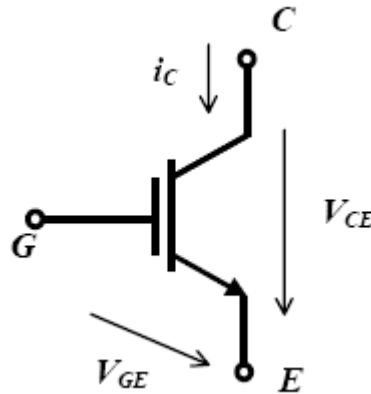


Figura. Símbolo del IGBT (como BJT).

Un IGBT es un dispositivo controlado por tensión, parecido a un MOSFET de potencia. Como en un MOSFET, para el encendido se hace positiva la compuerta con respecto al emisor, los portadores n son atraídos al canal p cerca de la región de la compuerta; esto produce una polarización en directa de la base del transistor nnp , que con ello se enciende. Un IGBT sólo se enciende aplicándole una tensión de compuerta positiva, para que los portadores n formen el canal, y se apaga eliminando la tensión de compuerta, para que el canal desaparezca.

La entrada del inversor puede ser una batería, una celda de combustible, celda solar u otra fuente de DC.

Un inversor se llama inversor alimentado por tensión (*Voltage Source Inverter*, VSI) si la tensión de entrada permanece constante; inversor alimentado por corriente (*Current Source Inverter*, CSI) si la corriente de entrada permanece constante, y *convertidor enlazado con DC variable* si la tensión de entrada es controlable.

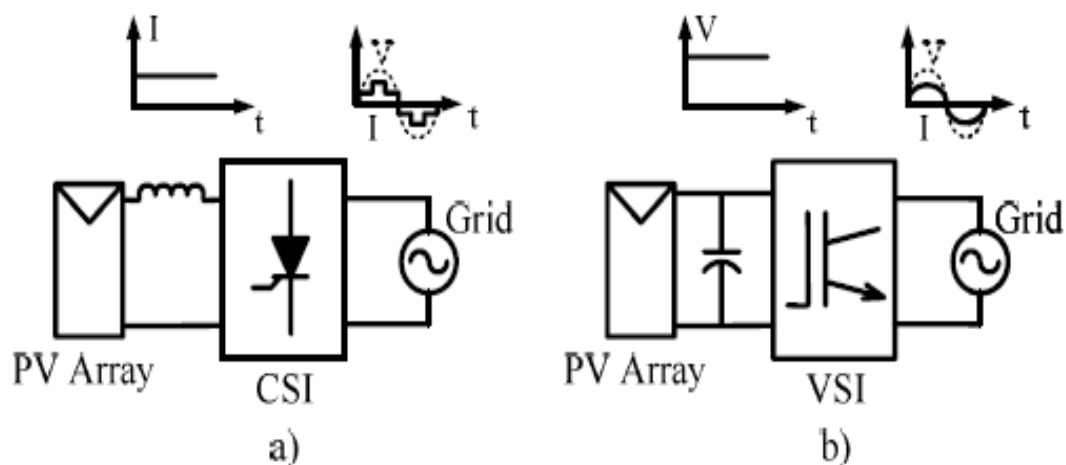


Figura. (a) Topología CSI. (b) Topología VSI.

La mayoría de los convertidores electrónicos de potencia pueden ser analizados a partir de una **célula de conmutación**. La transformación de una tensión a otra se realiza ‘troceando’ o conmutando tensiones y corrientes. Con el fin de cumplir la Ley de Kirchhoff sobre intensidades, cuando un interruptor está abierto el otro ha de estar cerrado (y viceversa).

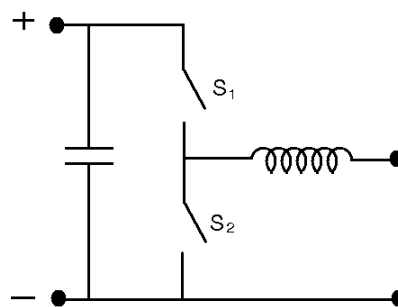


Figura. Célula de conmutación.

Para obtener tensiones negativas, es necesario contar con dos células de conmutación. Tal es el caso del siguiente **puente inversor monofásico**:

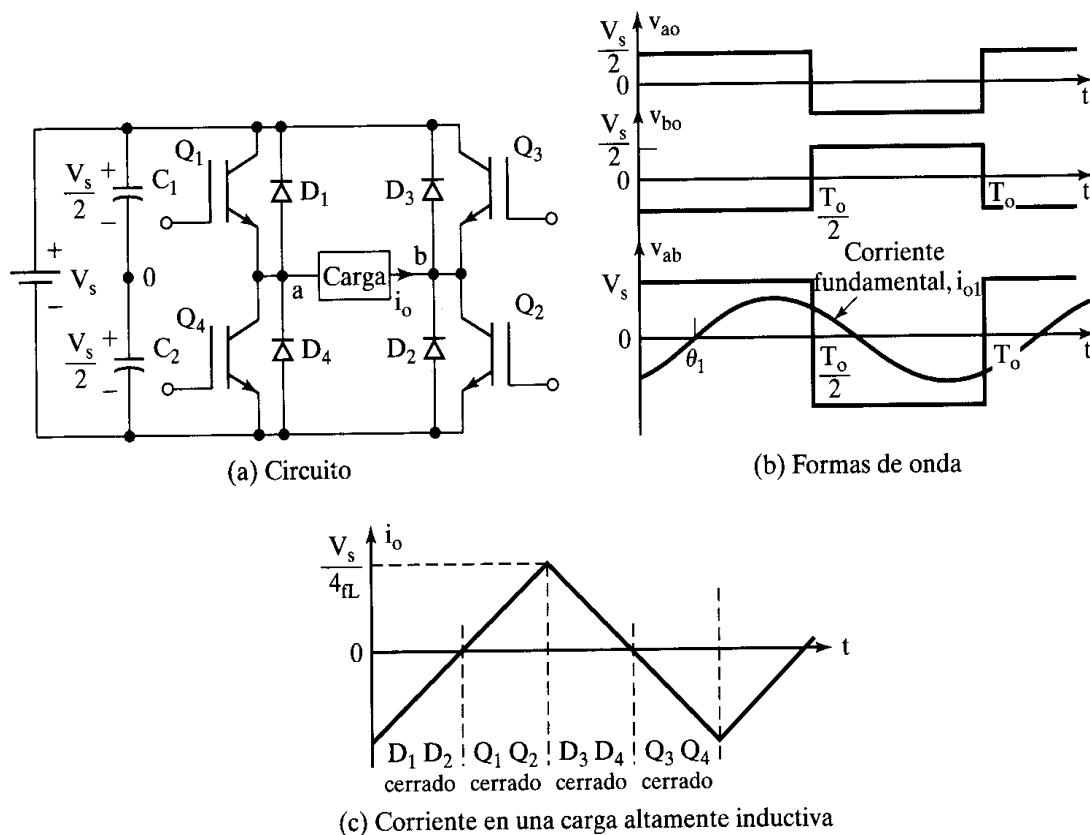
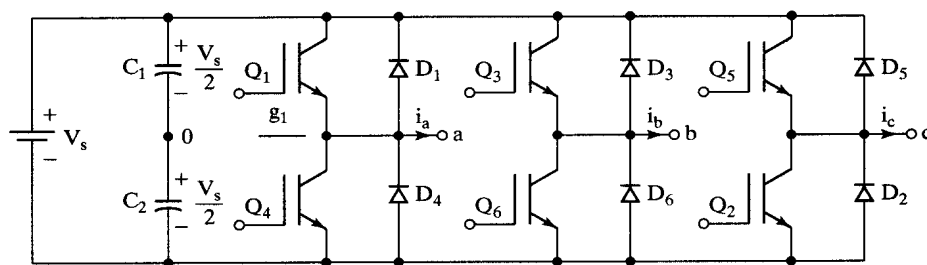


Figura. Inversor monofásico de puente en H.

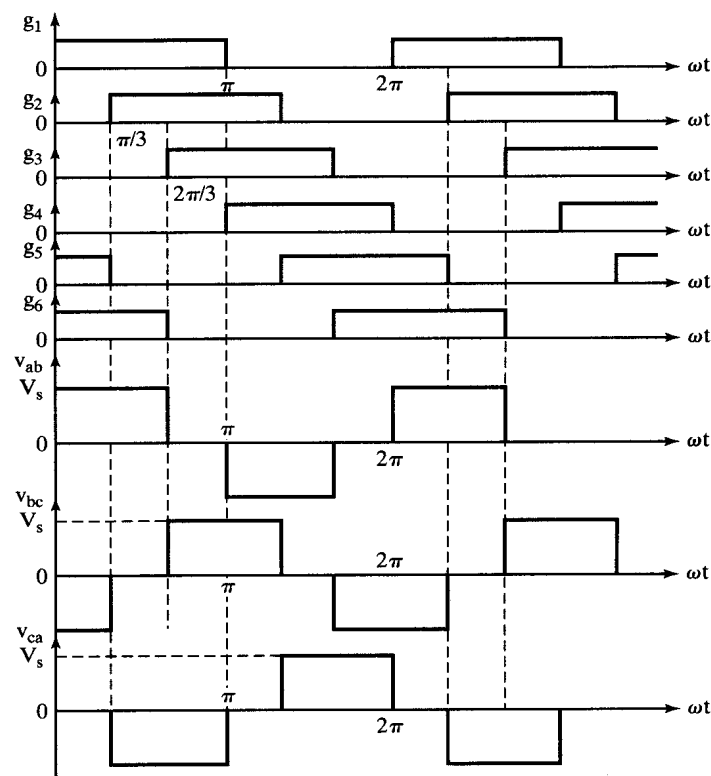
Para asegurar un flujo de corriente unidireccional se recurre a la acción de un simple diodo en paralelo con el interruptor. Cuando estos diodos conducen, la energía regresa a la fuente de DC. A esos diodos se les llama *diodos de retroalimentación*.

Cualquier dispositivo de conmutación puede sustituir a los transistores. Si t_{off} es el tiempo de apagado de un dispositivo, debe haber un tiempo mínimo de retardo $t_d (=t_{off})$ entre el dispositivo a la salida y el disparo del siguiente dispositivo en la entrada. De no ser así, se produciría una condición de cortocircuito a través de los dos dispositivos. Todos los dispositivos prácticos requieren cierto tiempo de encendido y apagado. Para que el funcionamiento de los inversores sea adecuado, el circuito lógico los debe tener en cuenta.

En aplicaciones de elevada potencia normalmente se usan **inversores trifásicos**:



(a) Circuito



(b) Formas de onda para conducción a 180°

Figura. Puente inversor trifásico.

Estos inversores usan en general señales de control por modulación por ancho de pulso (PWM) para producir una tensión de salida de AC.

2.8.1 Topologías de inversores fotovoltaicos.

1. Con convertidor DC/DC.

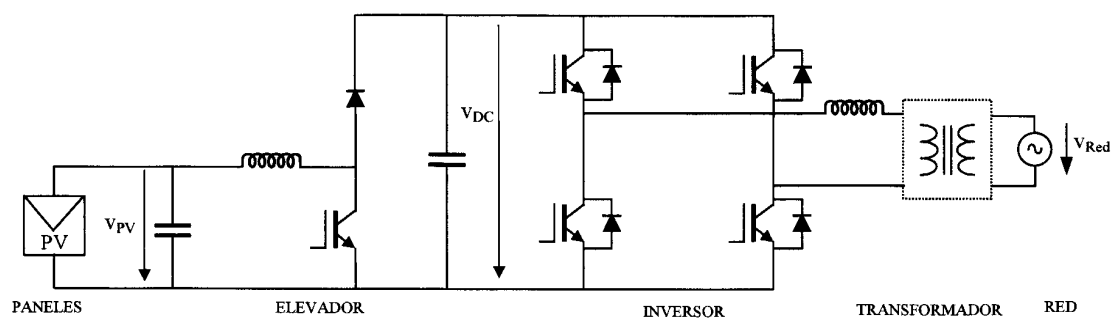
- Con aislamiento (galvánico).
- Sin aislamiento (galvánico).

2. Sin convertidor DC/DC.

- Con aislamiento (galvánico).
- Sin aislamiento (galvánico).

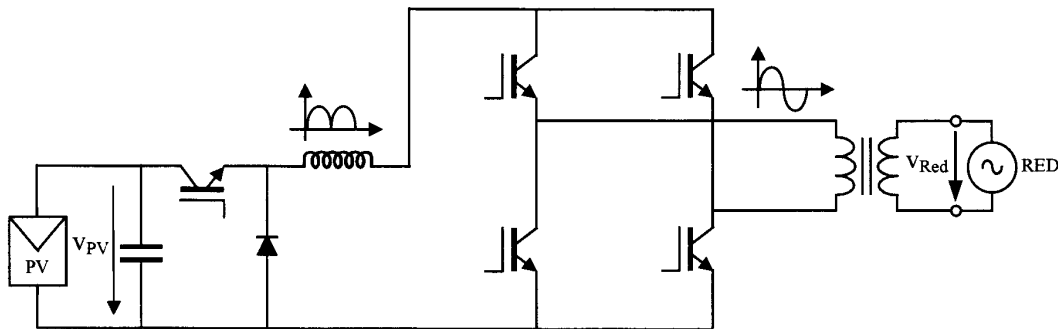
Topologías más comunes en sistemas FV de pequeña y media potencia:

Elevador y puente en H



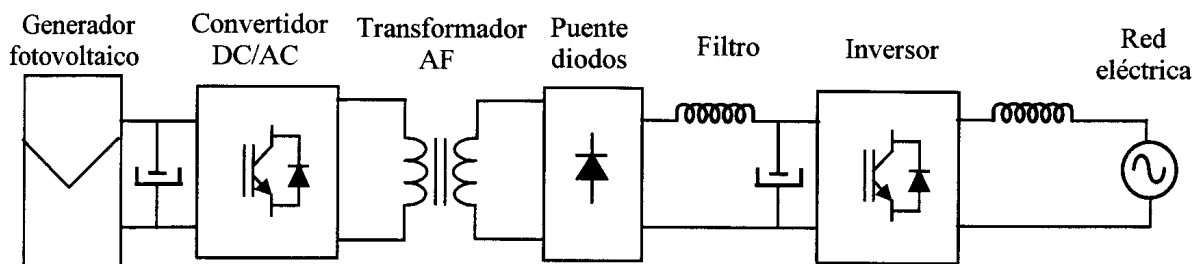
Es la topología convencional. El elevador DC/DC permite realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. La modulación del inversor se realiza mediante PWM, por banda de histéresis (bang-bang) o por espacio vectorial.

Reductor, puente en H y transformador de baja frecuencia



Posee un convertidor reductor DC/DC. El inversor invierte uno de cada dos semiperiodos. No conmuta en alta frecuencia. La corriente generada es de alto valor.

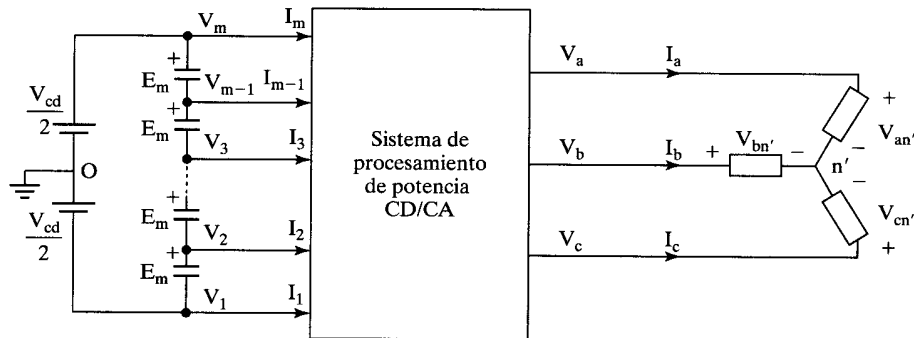
Inversor, transformador de alta frecuencia y puente en H



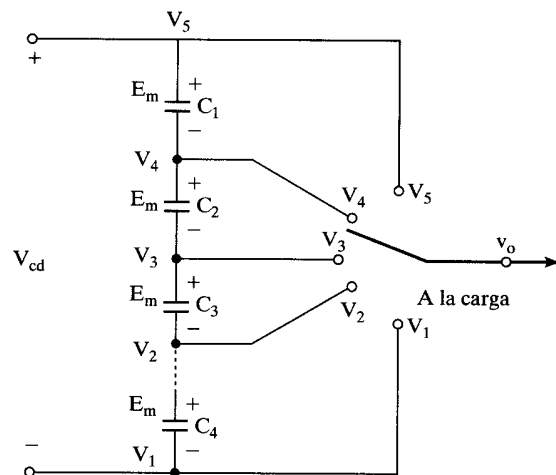
El transformador de alta frecuencia eleva la tensión. Es más pequeño, ligero y barato que el de baja frecuencia.

2.8.1.1 Inversores multinivel.

En este caso la tensión alterna se obtiene a partir de más de dos niveles de tensión continua. El objetivo general del convertidor multinivel es sintetizar una tensión casi senoidal a partir de varios niveles de tensiones DC, que en forma típica se obtienen con fuentes de tensión con condensadores. Un inversor de m niveles necesita $(m-1)$ condensadores.



(a) Sistema trifásico multinivel de procesamiento de potencia



(b) Esquema de un polo de inversor multinivel por un interruptor

Figura. Topología de inversores multinivel.

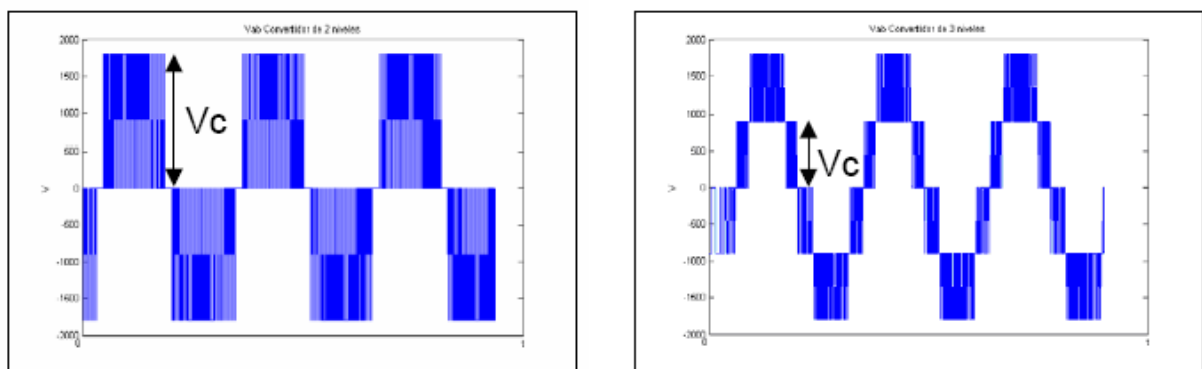


Figura. Tensiones de línea de inversores de dos y tres niveles

Inversores de dos niveles requieren conmutación en alta frecuencia, junto con diversas estrategias de modulación por ancho de pulso (PWM), para obtener una forma de onda de tensión o corriente de alta calidad. Sin embargo, en aplicaciones con alta potencia y alta tensión, tienen algunas limitaciones para operar en alta frecuencia, principalmente a causa de las pérdidas por conmutación y limitaciones de las especificaciones nominales de los dispositivos.

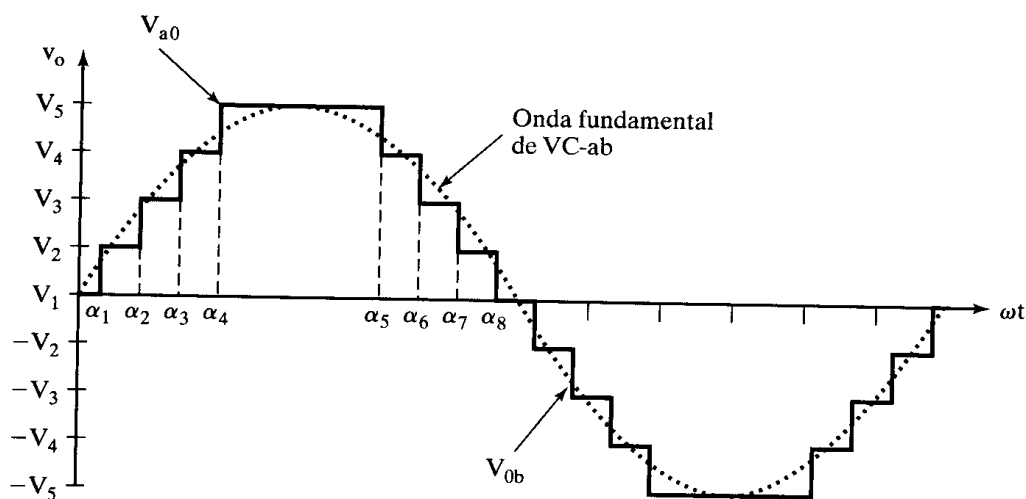


Figura. Tensión típica en la salida de un inversor multinivel en cinco niveles.

En términos generales, puede ser más fácil producir un inversor de alta potencia y alta tensión con la estructura multinivel, al aumentar la cantidad de niveles de tensión sin necesidad de mayores especificaciones nominales de los dispositivos semiconductores. Cabe destacar, además, que a medida que aumenta la cantidad de niveles de tensión se reduce en forma importante el contenido de armónicos en la forma de onda de la tensión de salida, permitiendo el empleo de filtros de menor tamaño. Se debe señalar, sin embargo, que un elevado número de dispositivos semiconductores aumenta el coste y complejidad de control del convertidor. Supone, además, un reto para este último el equilibrado de tensiones debidas al elevado número de condensadores.

Los convertidores multinivel son particularmente interesantes en aplicaciones de elevada potencia, tales como FACTS, ya que la necesidad de filtros es reducida, y la eficiencia alta debido a que los dispositivos electrónicos conmutan a la frecuencia fundamental. Su empleo en energías renovables permite operar en mayores rangos de potencia, con un mayor rendimiento, ofreciendo una mayor calidad de suministro y, en algunos casos, el control de potencias activa y reactiva.

Conviene decir, por otra parte, que los **sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a red**, en particular de baja potencia e **integrados en las arquitecturas** o tejados de los edificios, son reconocidos cada vez en mayor medida en todo el mundo por su contribución a la generación limpia de energía eléctrica. Este tipo de sistemas FV generalmente son propiedad de un particular o particulares, llegando a alcanzar una potencia de hasta **10 kW**. Lógicamente, el principal objetivo de estos operadores privados es maximizar la producción de energía. Cuestiones como la vida útil del sistema (20 años o más), elevada eficiencia y buenas condiciones medioambientales (disponibilidad de radiación solar) son de importancia para estos operadores. Otros requerimientos importantes de estos sistemas FV son el cumplimiento de las normas de calidad de la energía eléctrica, compatibilidad electromagnética, limitación de ruidos, o requerimientos de seguridad y protección. A pesar de ello, su implantación o aceptación dependerá en buena medida de su fiabilidad y bajo coste.

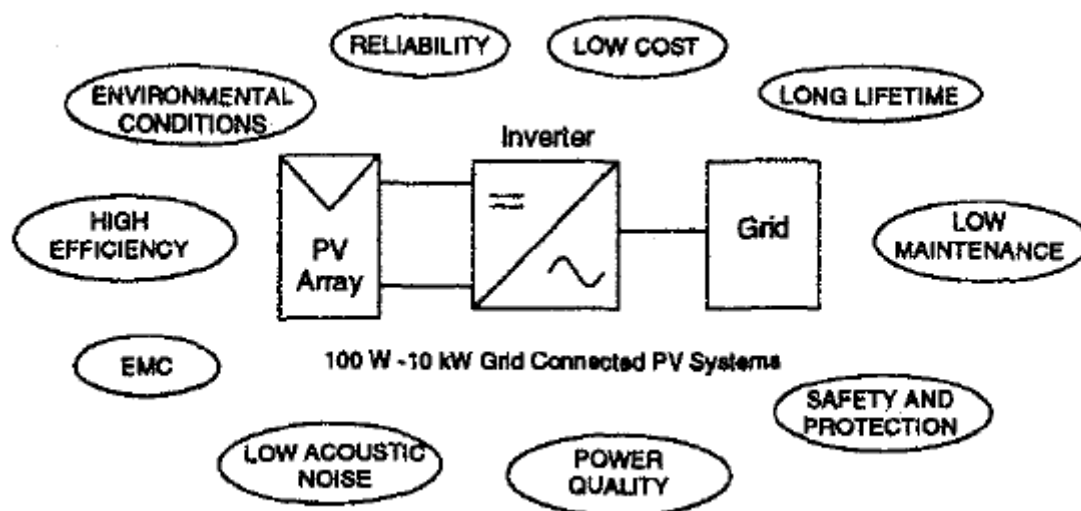


Figura. Cuestiones de importancia en sistemas FV de baja potencia.

La tendencia actual en este campo se basa en unidades dispuestas en cadena (ver apartado siguiente) de potencias de 1 kW sin transformador (en particular en inversores con tensiones de entrada elevadas), debido a su elevada eficiencia. Evitar el transformador trae consigo beneficios como la reducción del coste, tamaño, peso y complejidad del inversor. Sin embargo, prescindir del transformador y por consiguiente del aislamiento galvánico que proporciona debe ser considerado cuidadosamente.

Las topologías de convertidores multinivel son especialmente apropiadas en aplicaciones fotovoltaicas, debido a que la estructura modular de los paneles fotovoltaicos puede proporcionar fácilmente los diferentes niveles de tensión DC requeridos.

Debido a las rápidas transiciones de tensión e intensidad, la mayoría de equipos electrónicos de potencia emiten perturbaciones que se propagan por conducción o por radiación. En sistemas FV sin transformador, además, pueden originarse corrientes de fuga debidas al efecto capacitivo entre el sistema fotovoltaico y tierra, incrementado de esta manera las emisiones electromagnéticas. Cabe decir, sin embargo, que el empleo de convertidores multinivel reduce el riesgo de interferencia con otros dispositivos por inducción electromagnética, al no recurrir a técnicas PWM. La frecuencia de conmutación no es por tanto tan alta, aunque significativa.

La ausencia de transformador en topologías de inversores FV da lugar a una conexión galvánica entre el sistema FV y la red. Debido a la capacidad existente entre el módulo FV y tierra, el sometimiento de la misma a una diferencia de potencial debida a las acciones de conmutación existentes en el inversor inyecta una corriente capacitiva a tierra. Este condensador forma parte de un circuito resonante compuesto por el conjunto FV, filtros DC y AC y la impedancia de la red. Debido a la necesaria optimización de la eficiencia de estos sistemas FV, el amortiguamiento de este circuito resonante puede ser muy pequeño. La corriente a tierra puede entonces alcanzar amplitudes bien por encima de niveles permitidos.

Dependiendo de la topología, estados de conmutación y condiciones ambientales, la corriente capacitiva a tierra puede causar interferencias electromagnéticas (conducción o radiación), distorsión de la corriente de la red y adicionales pérdidas en el sistema más o menos severas.

La magnitud de la capacidad a tierra del sistema FV depende de condiciones ambientales y de la estructura física del conjunto.

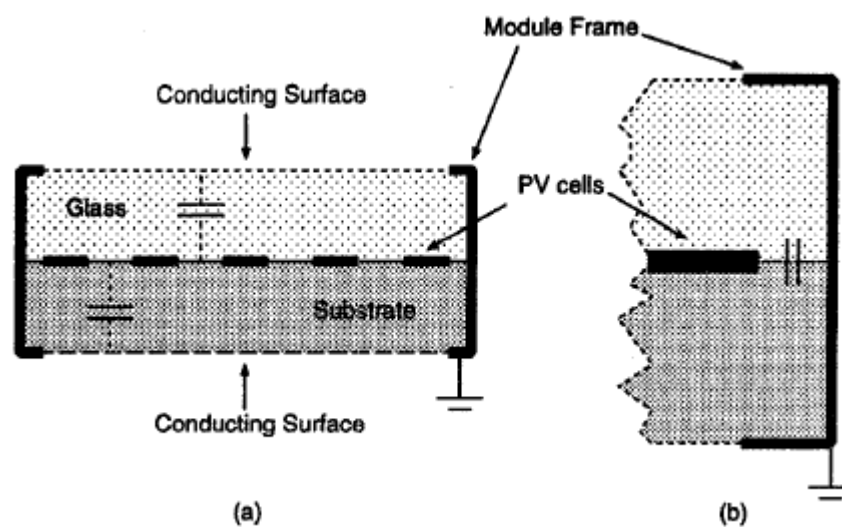


Figura. (a) Máxima ($\sim nF$) y (b) mínima ($\sim pF$) capacidad a tierra de un módulo FV.

2.8.1.1.1 Medio puente con fijación de nivel por diodos.

La siguiente figura muestra un inversor medio puente con fijador de nivel por diodos de tres niveles (*half-bridge diode clamped three-level inverter*), como parte de un sistema FV conectado a red sin transformador monofásico. Cuando se activan los interruptores S1 y S2 se genera una tensión positiva en los terminales de salida del inversor. Una tensión de salida nula se obtiene con el encendido de los interruptores S2 y S3, y una tensión negativa cuando se activan los interruptores S3 y S4. Las tensiones V_{PVA1} y V_{PVA2} han de ser siempre mayores que la amplitud de la tensión de la red v_{gnd} para posibilitar la transferencia de energía del bus DC a la red.

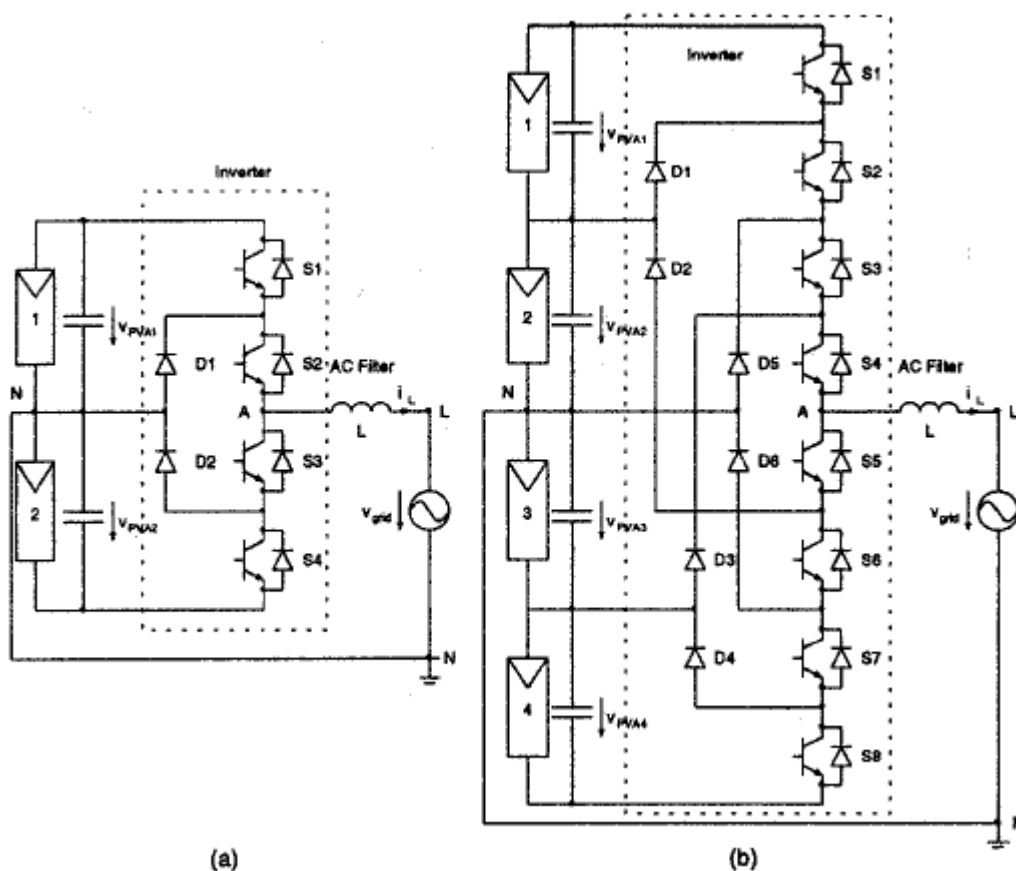


Figura. Sistemas FV conectados a red con (a) inversor de medio puente con fijador de nivel por diodos de tres niveles y (b) inversor de medio puente con fijador de nivel por diodos de cinco niveles

La conexión a tierra del sistema FV en su punto medio supone una clara ventaja, ya que elimina las corrientes capacitivas a tierra y su influencia negativa en la compatibilidad electromagnética del circuito.

Entre sus desventajas pueden apuntarse el elevado número de dispositivos semiconductores requeridos y la necesidad de un diseño cuidadoso de cada subconjunto FV para asegurar la máxima transferencia de energía desde cada uno de ellos, ya que la carga del subconjunto 1 y 4 difiere del subconjunto central 2 y 3.

Ya que actualmente hay disponibles módulos FV que operan alrededor de 17 V, se requieren un gran número de módulos para conseguir un tamaño mínimo de aproximadamente 3 kW.

2.8.1.1.2 Puente completo con fijación de nivel por interruptores.

El inversor de puente completo con fijación de nivel por interruptores (*full-bridge single leg switch clamped*) se sugiere para sistemas FV residenciales. Su topología se compone de un puente completo convencional (interruptores S_{a1} , S_{a2} , S_{b1} y S_{b2}), ver figura a continuación, y el control del flujo de corriente a y desde el punto medio del bus DC mediante un interruptor bidireccional (realizado con los dispositivos semiconductores S_{a3} , S_{a4} , D_{a1} y D_{a2}). Cuando se aplica en un sistema FV sin transformador, la potencia mínima del puente inversor es aproximadamente 1.5 kW.

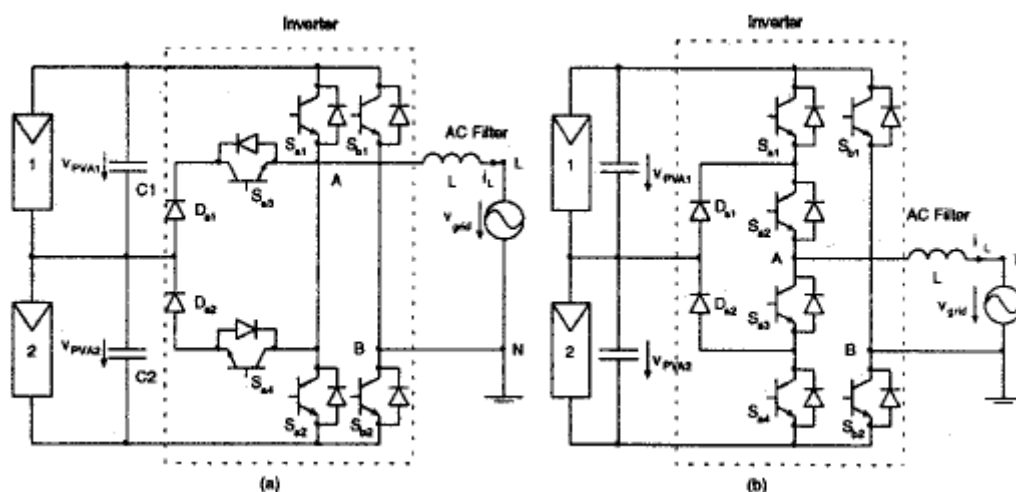


Figura. Sistemas FV conectados a red con (a) inversor de puente completo con fijador de nivel por interruptores y (b) inversor de puente completo con fijador de nivel con diodos

Un sistema FV sin transformador con similares características puede ser realizado con un inversor de puente completo con fijador de nivel con diodos (ver figura anterior). En ambas topologías los subconjuntos FV están simétricamente cargados.

2.8.1.1.3 Cascada.

Para la conversión de energía DC a AC se muestra a continuación un sistema FV conectado a red sin transformador con un inversor en cascada (*cascaded inverter*). La topología se compone de dos puentes completos con sus salidas AC conectadas en serie. Cada puente puede crear tres niveles diferentes de tensión AC, permitiendo generar una salida de tensión global de cinco niveles. La ventaja de esta topología es su carácter modular. En la bibliografía especializada este concepto se sugiere en sistemas con una tensión de 40 V en cada bus DC, además de en aplicaciones de alta potencia.

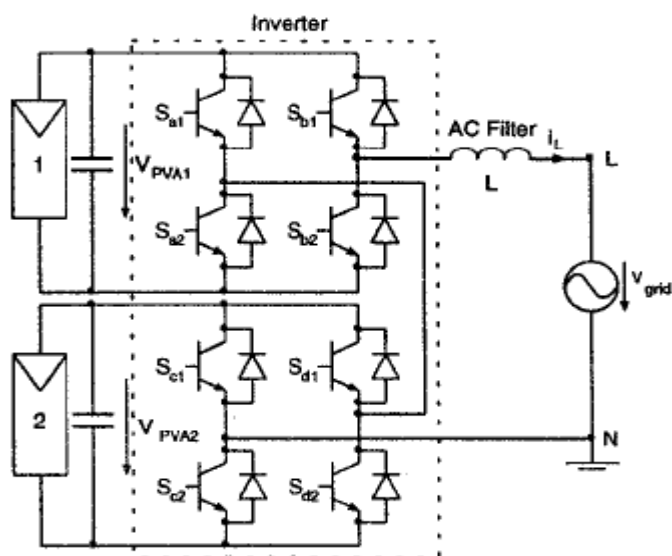


Figura. Sistema FV conectado a red con inversor en cascada.

2.8.1.1.4 Paso.

Un convertidor de paso (*step converter*) conmuta subconjuntos FV de diferentes tensiones para obtener una tensión AC de salida. J. Müller, en su artículo *Assesment and Optimisation of Step-Inverters for Photovoltaic Systems*, expone una topología compuesta por cinco módulos con tensiones nominales de 11 V, 22 V, 44 V, 88 V y 176 V para un sistema FV conectado a red como se muestra en la siguiente figura:

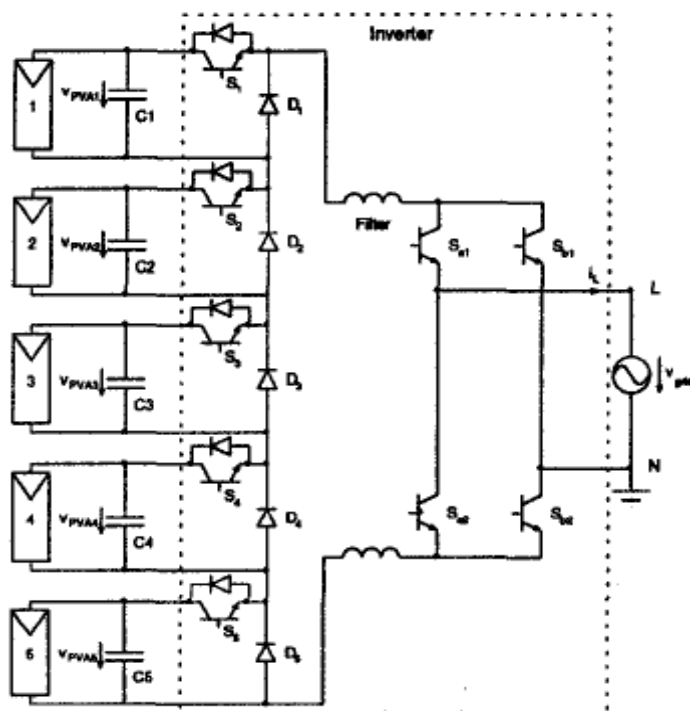


Figura. Sistema FV conectado a red mediante un inversor de paso.

La energía generada por cada subconjunto FV crece con la tensión del bus DC.

2.8.1.1.5 Con acoplamiento magnético.

La siguiente figura muestra un sistema FV monofásico con un inversor acoplado magnéticamente (*magnetic coupled inverter*). El inversor se compone de tres puentes completos o en H, conectados cada uno de ellos a un transformador. Los secundarios de cada transformador se conectan en serie.

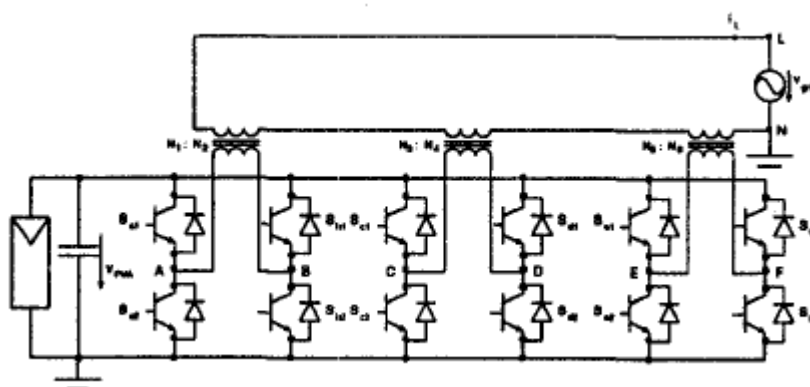


Figura. Sistema FV conectado a red con inversor acoplado magnéticamente.

Debido a las diferentes relaciones de transformación de cada transformador y a la posibilidad de crear por parte de cada puente de conversión tres niveles de tensión ($+V_{PVA}$, $-V_{PVA}$ y 0), en los terminales AC puede obtenerse 27 niveles de tensión. La ventaja de esta topología reside en la consecución de una forma de onda relativamente aproximada a una onda senoidal a bajas frecuencias de conmutación. Sin embargo, su mayor desventaja es la necesidad de tres transformadores.

2.8.1.1.6 Con condensadores flotantes.

En la siguiente figura se presenta un inversor de medio puente y tres niveles con condensadores flotantes (*half-bridge three-level flying capacitor inverter*) para la conexión a red sin transformador de un sistema FV. Las características de esta topología son similares a la topología con fijación de nivel por diodos. Para la operación de este convertidor es importante una relación estable de tensión de $V_{PVA1}/V_{C2} = V_{PVA2}/V_{C2} = 1$. Para ello se requiere métodos de control que aseguren que la media de la corriente a través del condensador C_2 sea cero. Esto complica el control del inversor y excluye soluciones con ciclos de trabajo variables (por ejemplo, control por histéresis).

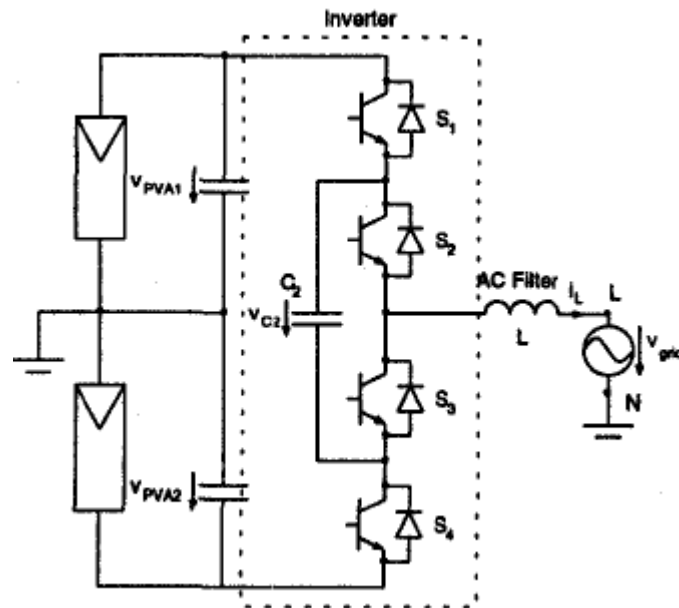


Figura. Sistema FV conectado a red con un inversor de medio puente y tres niveles con condensador flotante.

2.8.2 Parámetros de rendimiento.

Como sabemos, la salida de los inversores prácticos contiene armónicas, y la calidad de un inversor se suele evaluar en términos de los siguientes parámetros de rendimiento:

1. Factor armónico de la n-ésima armónica (HF_n).

El factor armónico (de la n-ésima armónica), que es una medida de la contribución individual de esa armónica, se define como

$$HF_n = \frac{V_{0n}}{V_{01}} \quad n > 1$$

donde V_1 es el valor eficaz de la componente fundamental, y V_{0n} es el valor eficaz de la n-ésima componente armónica.

2. Distorsión armónica total (THD).

La distorsión armónica total, que es una medida de la coincidencia de formas entre una onda y su componente fundamental, se define como

$$THD = \frac{1}{V_{01}} \left(\sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} V_{0n}^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

3. Factor de distorsión (DF).

La THD expresa el contenido total de armónicos, pero no indica el nivel de cada componente armónico. Si se usa un filtro a la salida de los inversores, las armónicas de orden mayor se atenúan con más eficacia. Por consiguiente, es importante conocer tanto la frecuencia como la magnitud de cada armónica. El DF indica la cantidad de distorsión armónica que queda en determinada forma de onda después de someter a las armónicas de esa onda a una atenuación de segundo orden, es decir, dividir las entre n^2 . Así, el factor de distorsión es una medida de la eficacia de reducción de armónicas no deseadas, sin tener que especificar los valores de un filtro de carga de segundo orden, y se define como sigue:

$$DF = \frac{1}{V_{01}} \left[\sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} \left(\frac{V_{0n}}{n^2} \right)^2 \right]$$

El DF de un componente armónico individual (o el n -ésimo) se define como

$$DF = \frac{V_{0n}}{V_{01} n^2}$$

4. Armónica de orden más bajo (LOH).

La LOH es aquel componente armónico cuya frecuencia se acerca más a la de la fundamental, y su amplitud es mayor o igual al 3 % de la componente fundamental.

2.8.3 Configuraciones de sistemas fotovoltaicos e inversores.

➤ Inversor central.

Es la configuración habitual en plantas fotovoltaicas de hasta varios MW.

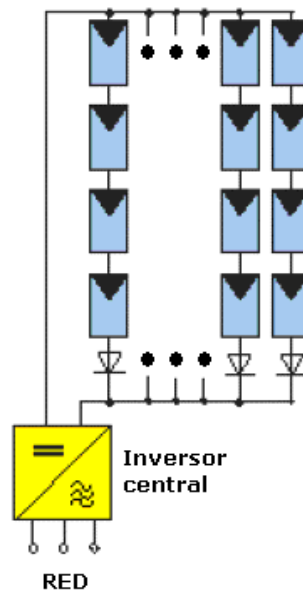


Figura. Planta fotovoltaica con inversor central.

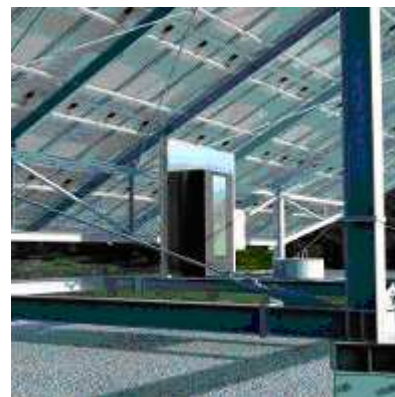


Figura. Inversor central en planta fotovoltaica.

➤ Inversor en cadena (string).

Habituales en sistemas fotovoltaicos urbanos y en huertos solares de similares potencias. Cada cadena comprende de 2 a 5 kW. El inversor realiza su propio seguimiento del punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking*, MPPT), mejorando la eficiencia de la topología anterior.

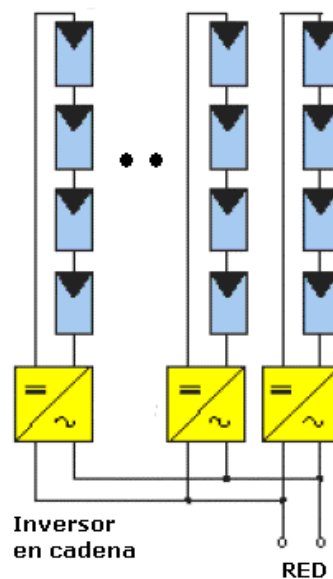


Figura. Sistema fotovoltaico con inversores en cadena.

➤ Inversor integrado (módulo AC).

Se emplea en pequeñas instalaciones debido a su elevado coste. Cada inversor realiza su propio MPPT, extrayendo de esta manera la máxima potencia posible de la instalación.

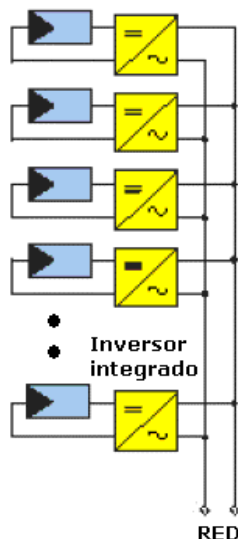


Figura. Inversores integrados en un sistema FV.

El pequeño nivel de potencia y modularidad favorece su flexibilidad y expansión, y bajo coste de inversión. Ya que la salida de los paneles pueden conectarse directamente a la red, no es necesario cableado DC ni instaladores expertos, reduciéndose también de esta manera los costes. Aunque un mayor coste por vatio es esperado de esta configuración, su producción mediante economías de escala puede incrementar su competitividad. Conviene decir, además, que su mantenimiento es mucho más complejo que los inversores de cadena tradicionales.

La trinidad eficiencia, coste y vida útil da en general la orientación en la elección de la topología. Las topologías más simples son preferibles con la condición de que sus componentes no estén bajo estrés severo de tensión y corriente.

Cuando uno analiza los costes de los componentes de la energía fotovoltaica (ver figura a continuación), se muestra claramente que pagar un precio mayor por el convertidor probablemente pueda ser justificado por una potencial superior reducción de los costes de la instalación.

Entre todos los elementos activos y pasivos, los condensadores electrolíticos tienen una menor vida útil, y con la desventaja de que incrementan el valor de la resistencia serie equivalente y consecuentemente también las pérdidas. Esta topología no requerirá un alto valor de este condensador a fin de permitir el uso de la tecnología de película, especialmente del tipo polipropileno, la cual tiene una larga vida útil, buena estabilidad térmica y eléctrica y finalmente una baja resistencia serie.

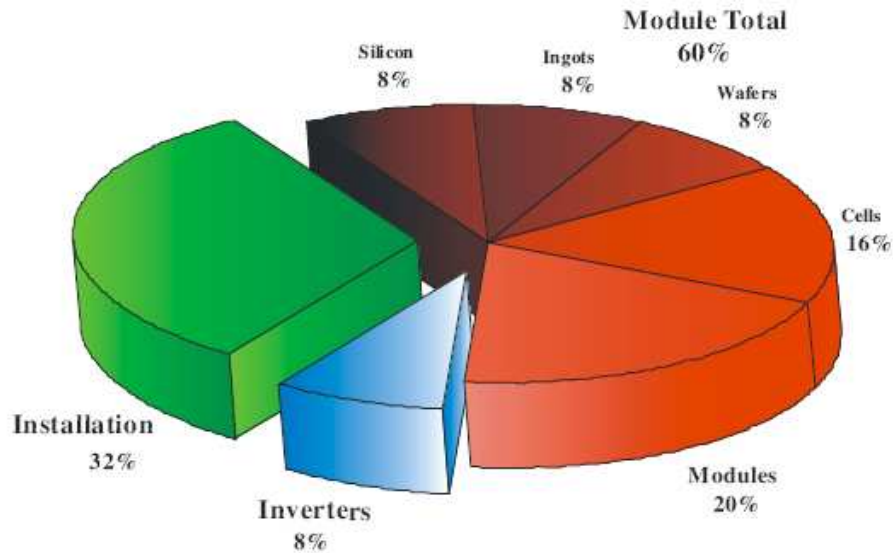


Figura. Composición de los costes de energía fotovoltaica.

➤ **Inversor en multicadena (multi-string).**

Los grupos de módulos no alcanzan una potencia superior a los 2 kW. Su potencia total puede alcanzar varios MW, pero su implantación no es aún efectiva.

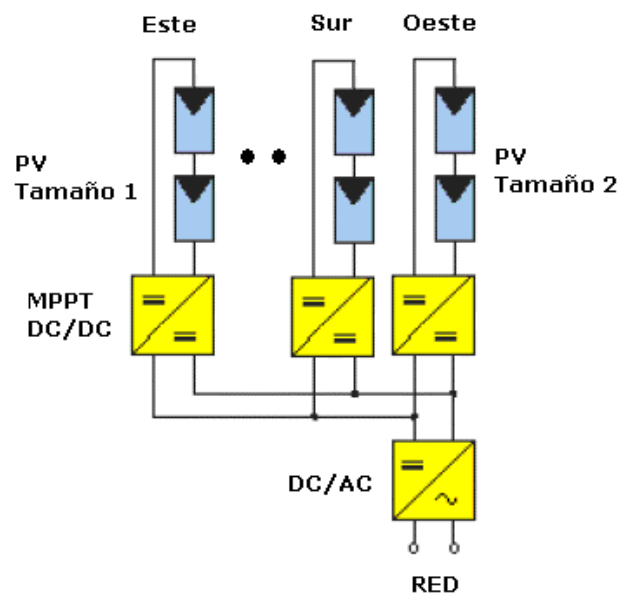


Figura. Sistema FV con inversores multicadena.

2.8.4 Inversores del mercado.

Solar Inverter SI 2000

Es apropiado para pequeñas instalaciones fotovoltaicas, como una única vivienda familiar.



Figura. Inversor. Fabricante Delta.

INPUT (DC)	
Max. recommended PV power	2450 W
Nominal power	2200 W
Voltage range	125 ... 540 V
MPP range	150 ... 450 V
Full power MPP range	150 ... 450 V
Nominal current	6.9 A
Max. current	15.0 A
Stand-by power	< 0.2 W

OUTPUT (AC)	
Nominal power	2000 W
Max. power	2100 W
Voltage range	196 ... 253 V
Nominal current	8.7 A
Max. current	10.5 A
Nominal frequency	50 Hz
Frequency range	47.5 ... 50.2 Hz

Central Inverter CI 100



Figura. Inversor central. Fabricante Delta.

INPUT (DC)	
Max. recommended PV power	120 kW
Nominal power	105 kW
Voltage range	400 ... 900 V
MPP range	450 ... 800 V
Full power MPP range	450 ... 800 V
Max. current	235 A
OUTPUT (AC)	
Nominal power	100 kW (9 x 11 kW)
Nominal voltage	3 NPE x 400 V *
Nominal current	145 A per phase
Max. current	180 A
Nominal frequency	50 Hz *
Frequency range	47.5 ... 52.5 Hz *
	* AC voltage and frequency range will be programmed according to the individual country requirements

2.9 Modulación por ancho de pulso (PWM).

Un inversor controlado mediante modulación por ancho de pulso (*Pulse Width Modulation*, PWM) permite el control de la tensión y la frecuencia de un sistema eléctrico. El inversor se alimenta de una fuente de tensión DC. Claramente, un control correcto o la generación de patrones de conmutación impuestos a los dispositivos semiconductores exige equipos electrónicos complejos, pero esto hoy día no es un problema serio, debido a la existencia de microprocesadores de bajo coste, procesadores de señal y otros chips digitales.

La representación frecuencial de la tensión de salida así obtenida requiere considerar en primer lugar la teoría de la transformada de Fourier.

En 1807, el físico y matemático Joseph Baptiste Fourier estaba estudiando cuestiones sobre la transmisión del calor, y observó que el problema sería más sencillo si las funciones que aparecían fuesen sumas de senos y cosenos. De esta manera, una función $f(t)$ dependiente del tiempo puede ser expresada como una suma de componentes armónicas:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{m=1}^{\infty} [a_m \cdot \cos(m\omega t) + b_m \cdot \sin(m\omega t)]$$

donde

$$a_m = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \cdot \cos(m\omega t) d\omega t \quad m = 0, 1, \dots, \infty$$

$$b_m = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \cdot \sin(m\omega t) d\omega t \quad m = 1, 2, \dots, \infty$$

Para una mejor comprensión, se muestra la siguiente figura, donde una señal periódica es suma de dos funciones seno:

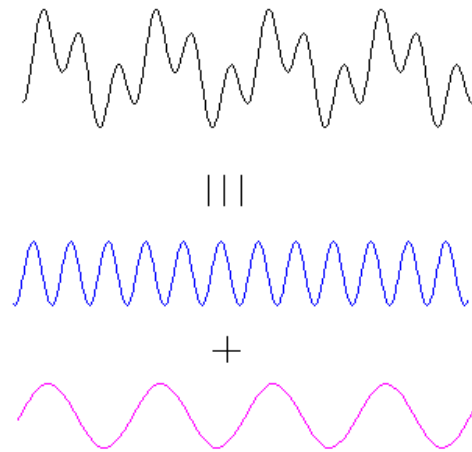


Figura. Suma de funciones senoidales.

Es interesante adelantar que la Transformada de Fourier determina la frecuencia de estas senoides partiendo de la señal original. Se habla entonces de componentes frecuenciales, tonos o armónicos de una señal.

Igualmente, esta teoría puede desarrollarse para una forma de onda $f(x,y)$ dependiente de dos variables, esto es:

$$f(x, y) = \frac{A_{00}}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [A_{0n} \cos(ny) + B_{0n} \sin(ny)] + \sum_{m=1}^{\infty} [A_{m0} \cos(mx) + B_{m0} \sin(mx)]$$

$$+ \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{\substack{n=-\infty \\ (n \neq 0)}}^{\infty} [A_{mn} \cos(mx + ny) + B_{mn} \sin(mx + ny)]$$

donde

$$A_{mn} = \frac{1}{2\pi^2} \int_{-\pi}^{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(x, y) \cos(mx + ny) dx dy$$

$$B_{mn} = \frac{1}{2\pi^2} \int_{-\pi}^{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(x, y) \sin(mx + ny) dx dy$$

Sustituyendo 'x' por $w_c t + \theta_c$ e 'y' por $w_0 t + \theta_0$, referidas respectivamente a la onda portadora (*carrier*) y la señal de referencia, se tiene en función del tiempo la expresión anterior:

$$f(t) = \frac{A_{00}}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [A_{0n} \cdot \cos(n[w_0 t + \theta_0]) + B_{0n} \cdot \sin(n[w_0 t + \theta_0])] +$$

DC Offset Armónicos de la componente fundamental de la onda senoidal

$$+ \sum_{m=1}^{\infty} [A_{m0} \cdot \cos(m[w_c t + \theta_c]) + B_{m0} \cdot \sin(m[w_c t + \theta_c])] +$$

Armónicos de la señal portadora

$$+ \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{\substack{n=-\infty \\ (n \neq 0)}}^{\infty} [A_{mn} \cos(m[w_c t + \theta_c] + n[w_0 t + \theta_0]) + B_{mn} \sin(m[w_c t + \theta_c] + n[w_0 t + \theta_0])]$$

Armónicos de banda lateral de la señal portadora

El primer sumatorio, $\left(\sum_{n=1}^{\infty} \dots \right)$ donde $m=0$, define la forma de onda de salida fundamental y los armónicos asociados a ella (si existen). Estos últimos deben ser minimizados o preferiblemente eliminados con el proceso de modulación.

El segundo sumatorio, $\left(\sum_{m=1}^{\infty} \dots \right)$ donde $n=0$, corresponde a los armónicos de la onda portadora, los cuales son relativamente componentes de alta frecuencia, ya que el término de más baja frecuencia es la propia frecuencia de la señal portadora.

El doble sumatorio final, $\left(\sum_{m=1}^{\infty} \sum_{\substack{n=-\infty \\ (n \neq 0)}}^{\infty} \dots \right)$ donde $m, n \neq 0$, se refiere a los armónicos constituidos en torno a los armónicos de la señal portadora. Puede apreciarse su dependencia también de los armónicos asociados a la componente fundamental.

Para ilustrar esta idea, se considera la estructura general de un inversor alimentado por tensión monofásico (*single-phase VSI*). El apagado y encendido de cada dispositivo semiconductor se realiza mediante la comparación de una señal moduladora triangular (portadora) y una señal senoidal de referencia.

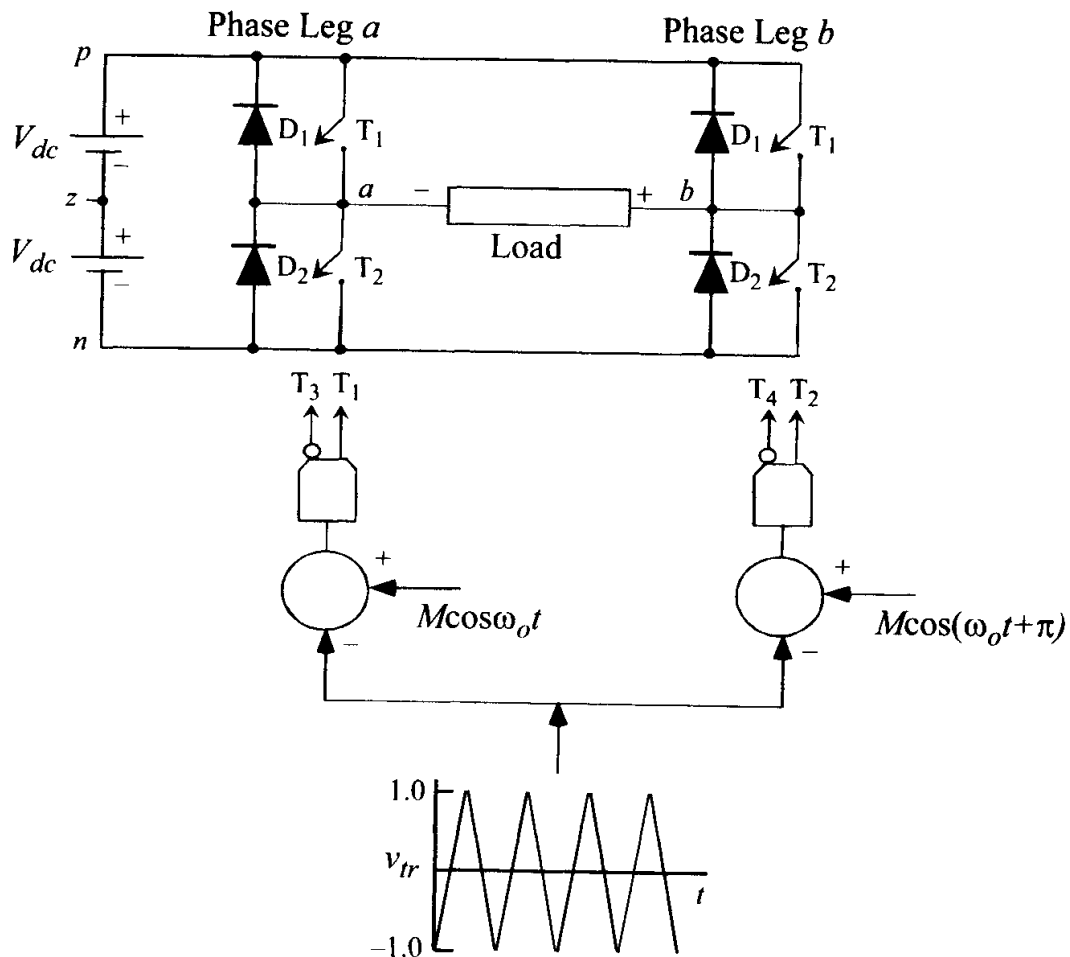


Figura. Inversor de puente completo monofásico alimentado con fuente de tensión.

Será la señal de referencia, a través de su frecuencia f_r la que controle la frecuencia de salida del inversor f_o , y por medio de su amplitud A_r modifique el **índice de modulación** y, por tanto, la tensión eficaz de salida V_o .

$$M = \frac{A_r}{A_c}$$

Se ha de tener cuidado con la sobremodulación ($M > 1$) o aumento de la tensión de salida, ya que también aumenta la distorsión armónica. Es por ello que se evita donde sea un factor importante a tener en cuenta (por ejemplo, en fuentes de potencia ininterrumpida, UPS).

Independientemente del sentido de la corriente en la carga, resultan las siguientes tensiones de salida:

$$\begin{array}{lll}
 V_{ref} > V_{tri}, & T_1 \text{ ENCENDIDO,} & V_{az} = V_{dc} \\
 & T_3 \text{ APAGADO} & \\
 \\
 V_{ref} < V_{tri}, & T_3 \text{ ENCENDIDO,} & V_{az} = -V_{dc} \\
 & T_1 \text{ APAGADO} &
 \end{array}$$

Igualmente, para los interruptores T_2 y T_4 se obtiene la tensión V_{bz} desfasada 180° de V_{az} :

$$\begin{array}{lll}
 V_{ref} > V_{tri}, & T_2 \text{ ENCENDIDO,} & V_{bz} = V_{dc} \\
 & T_4 \text{ APAGADO} & \\
 \\
 V_{ref} < V_{tri}, & T_2 \text{ ENCENDIDO,} & V_{bz} = -V_{dc} \\
 & T_4 \text{ APAGADO} &
 \end{array}$$

La tensión de línea sería:

$$V_{ab} = V_{az} - V_{bz}$$

A modo de resumen, la siguiente figura ilustra las consideraciones anteriores:

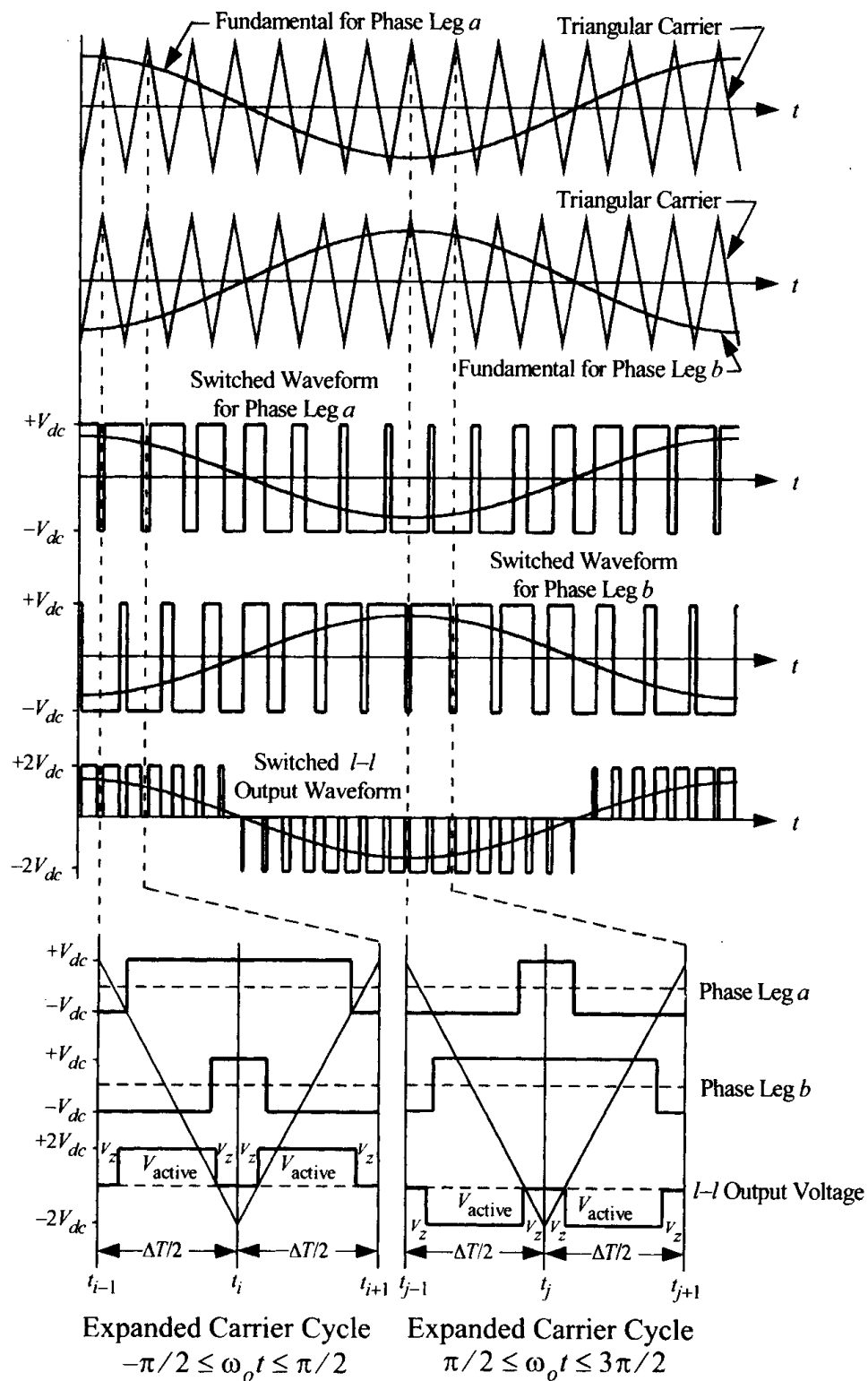


Figura. Proceso PWM para un VSI monofásico de tres niveles.

El desarrollo armónico de la tensión en los puntos a y b sería entonces:

$$v_{az}(t) = V_{dc} + V_{dc} \cdot M \cdot \cos(w_0 t) +$$

$$+ 4 \cdot \frac{V_{dc}}{\pi} \cdot \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \frac{1}{m} J_n \left(m \frac{\pi}{2} M \right) \cdot \text{sen} \left([m+n] \frac{\pi}{2} \right) \cdot \cos(m w_c t + n w_0 t)$$

y

$$v_{bz}(t) = V_{dc} + V_{dc} \cdot M \cdot \cos(w_0 t - \pi) +$$

$$+ 4 \cdot \frac{V_{dc}}{\pi} \cdot \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \frac{1}{m} J_n \left(m \frac{\pi}{2} M \right) \cdot \text{sen} \left([m+n] \frac{\pi}{2} \right) \cdot \cos(m w_c t + n [w_0 t - \pi])$$

Por tanto, la tensión de salida y sus componentes armónicas serían:

$$v_{ab}(t) = 2 \cdot V_{dc} \cdot M \cdot \cos(w_0 t) +$$

$$+ 8 \cdot \frac{V_{dc}}{\pi} \cdot \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \frac{1}{2m} J_{2n-1} (m \pi M) \cdot \text{sen}([m+n+1]\pi) \cdot \cos(2m w_c t + [2n-1]w_0 t)$$

Esta expresión muestra que los armónicos impares y de banda laterales presentes en la tensión de fase debidos a la señal triangular, son completamente cancelados en el tren de pulsos de la tensión de línea de salida. En ella quedan sin embargo los términos impares (2n-1) debidos a la señal de referencia y los términos pares (2m) de la señal triangular.

Físicamente, dicha cancelación puede observarse detallada en la figura anterior, ya que la frecuencia de activación de la tensión de línea es dos veces la frecuencia de la señal triangular.

La siguiente figura ilustra el espectro frecuencial de las tensiones de fase y de línea de salida expuestas anteriormente:

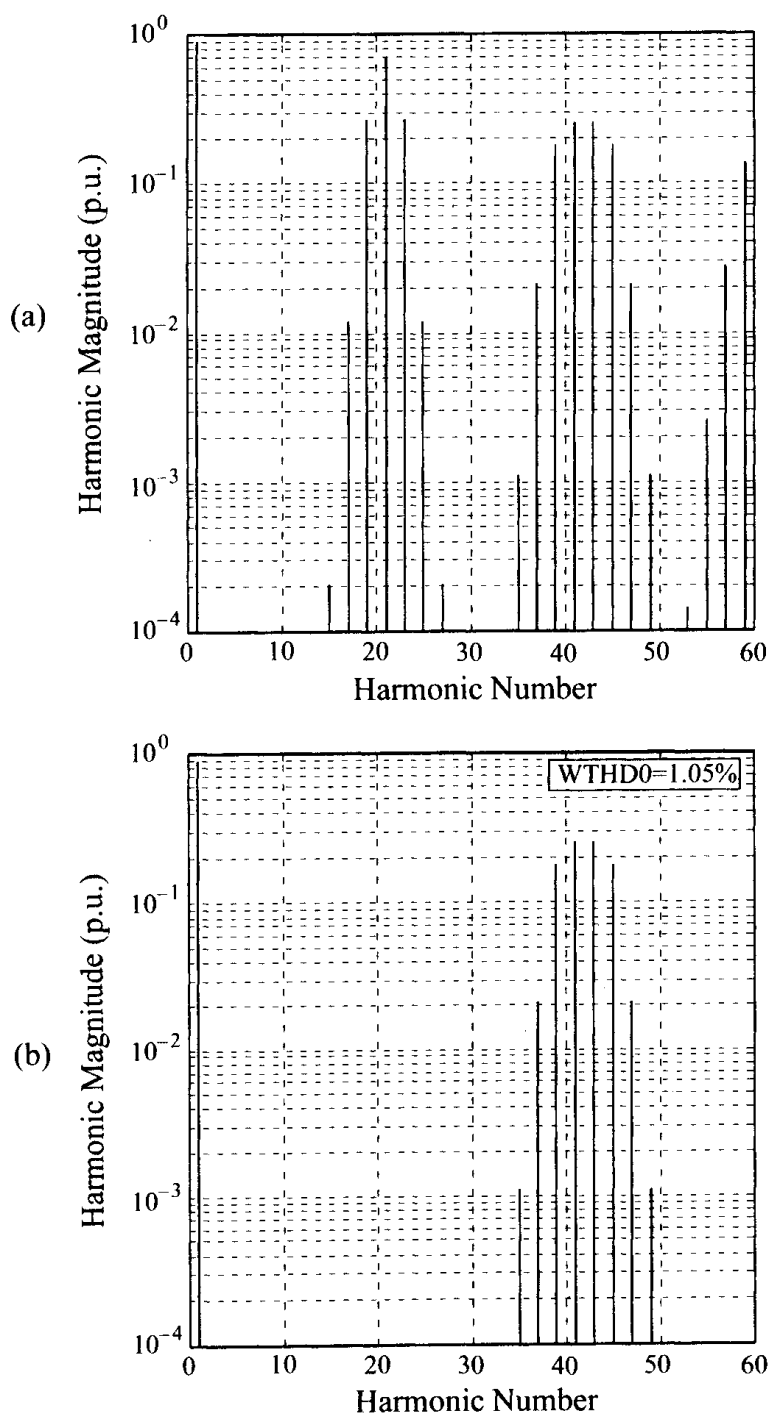


Figura. Espectro armónico teórico de un inversor monofásico modulado por PWM: (a) Fase a y (b) Tensión de línea de salida, $M=0.9$, $f_c/f_o=21$.

Las técnicas de modulación por ancho de pulso (PWM) más frecuentes son:

1. Modulación por ancho de un solo pulso.
2. Modulación por ancho de pulsos múltiples.
3. Modulación por ancho de pulso senoidal.
4. Modulación por ancho de pulso senoidal modificado.
5. Control por desplazamiento de fase.

Las más utilizadas en aplicaciones industriales son la tercera y, sobre todo, la cuarta, debido a su mejor factor de potencia y baja distorsión armónica, por lo que nos centraremos en ellas. Empecemos por la **modulación por ancho de pulso senoidal**, ya presentada anteriormente:

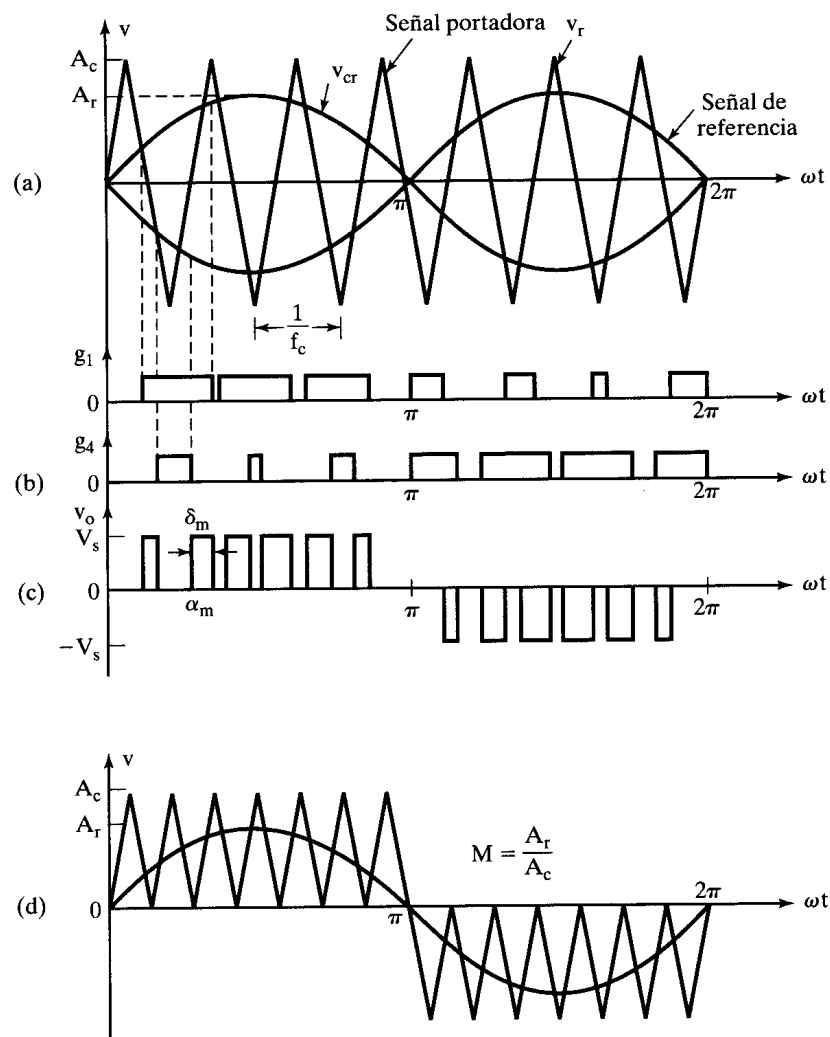


Figura. Modulación por ancho de pulso senoidal.

En lugar de mantener igual el ancho de todos los pulsos, como en el caso de la modulación de varios pulsos, se hace variar el ancho de cada pulso en proporción con la amplitud de una onda senoidal. El DF y la LOH se reducen en forma apreciable. Dichas señales de control (g_1 , g_2 , etc.) de los dispositivos semiconductores, como se ve en la figura anterior, se generan comparando una señal senoidal de referencia con una onda portadora triangular de frecuencia f_c . La tensión de salida es $v_o = V_s (g_1 - g_2)$. La cantidad de pulsos por medio ciclo, p , depende de la frecuencia de la portadora.

$$p = \frac{f_c}{2f_0} = \frac{m_f}{2}$$

donde $m_f = f_c/f_0$ se define como la **relación de modulación de frecuencia**.

Esta clase de modulación elimina todas las armónicas menores o iguales a $2p-1$. Para $p=5$, la LOH es la novena.

Se pueden generar las mismas señales de disparo con una onda portadora triangular unidireccional como se ve en el caso (d) de la figura anterior. Es más fácil de implementar este método, y es preferible.

Si δ_m es el ancho del m -ésimo pulso, se puede determinar la tensión eficaz de salida mediante la siguiente expresión:

$$V_0 = V_s \left(\sum_{m=1}^{2p} \frac{\delta_m}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}}$$

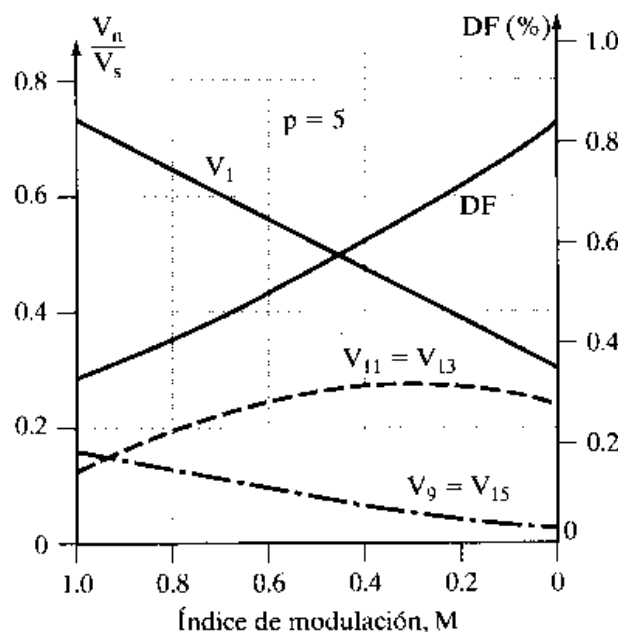


Figura. Perfil de armónicos con modulación por ancho de pulso senoidal.

La representación (c) de la figura anterior indica que los anchos de los pulsos más cercanos al pico de la onda senoidal no cambian mucho al variar el índice de modulación. De esta manera, la técnica anterior se puede modificar para que se aplique la onda portadora durante los primeros y últimos intervalos de 60° por medio ciclo. Esta **modulación por ancho de pulso senoidal modificada** (*modified sinusoidal pulse-width modulation*, MSPWM) se ve en la siguiente figura. Aumenta la componente fundamental, y mejora sus características armónicas. Reduce la cantidad de conmutación de los dispositivos de potencia, y también reduce las pérdidas por conmutación.

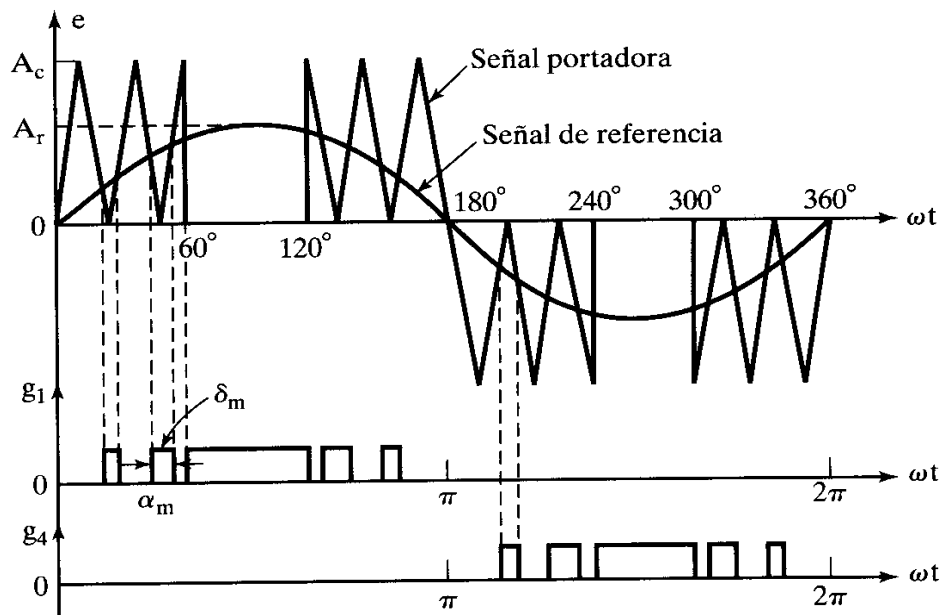


Figura. Modulación por ancho de pulso senoidal modificada.

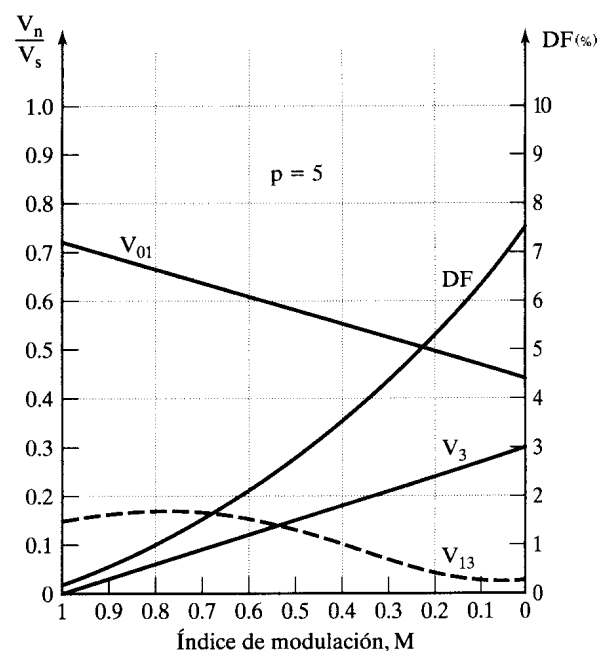


Figura. Perfil de armónicos con modulación por ancho de pulso senoidal modificado.

La cantidad q de pulsos en el periodo de 60° se relaciona normalmente con la relación de frecuencias, en particular en inversores trifásicos, mediante

$$\frac{f_c}{f_o} = 6q + 3$$

2.9.1 Técnicas avanzadas de modulación.

Las técnicas anteriores de modulación padecen de una baja tensión de salida o el inconveniente de cierta distorsión armónica. Sin entrar en mayor detalle, las siguientes técnicas ofrecen mejores especificaciones:

1. Modulación trapezoidal.

Las señales de compuerta se generan comparando una onda portadora triangular con una onda moduladora trapezoidal como se ve en la siguiente figura.

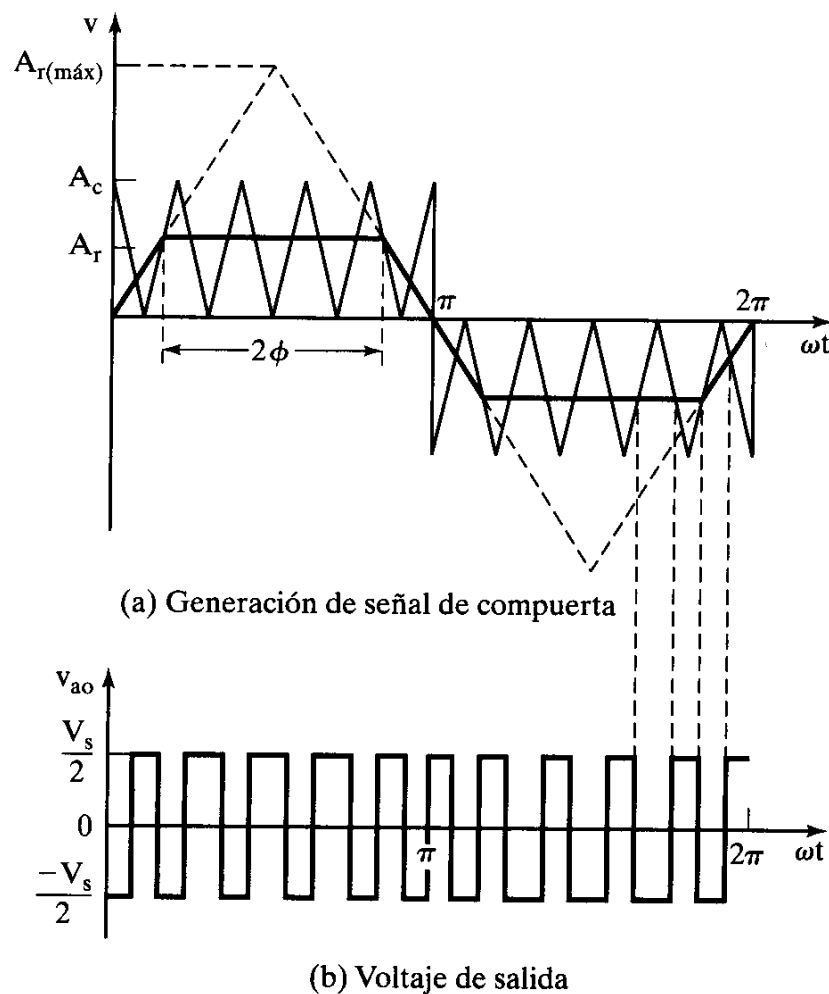
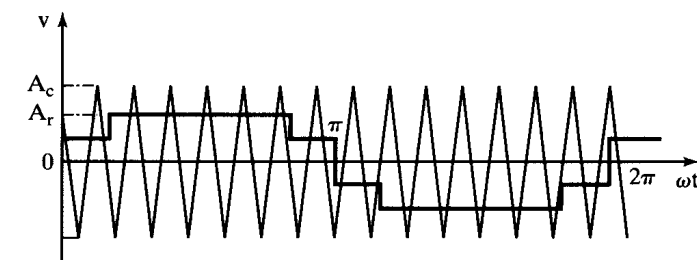


Figura. Modulación trapezoidal.

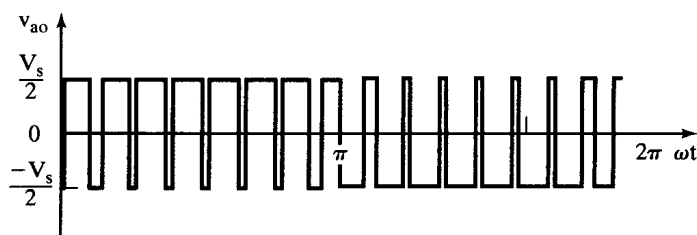
Esta clase de modulación aumenta la tensión pico fundamental de salida hasta a $1.05 V_s$, pero la salida contiene armónicos de orden menor (LOH).

2. Modulación por escalera.

La señal de modulación es una onda escalonada como se ve en la figura. La escalera no es una aproximación muestreada de una onda senoidal. Los niveles de los escalones se calculan para eliminar armónicos específicos.



(a) Generación de señal de compuerta



(b) Voltaje de salida

Figura. Modulación por escalera.

La relación de frecuencias de modulación m_f y la cantidad de escalones, se seleccionan para obtener la calidad deseada de la tensión de salida. Es una PWM optimizada y no se recomienda con menos de 15 pulsos en un ciclo. Se ha demostrado que para alta tensión fundamental de salida y bajo DF, la cantidad óptima de pulsos en un ciclo es 15, para dos niveles, 21 para tres niveles y 27 para cuatro niveles. Esta clase de control suministra una tensión de salida de alta calidad, con valor de la fundamental hasta de $0.94 \cdot V_s$.

3. Modulación por pasos.

La señal moduladora es una onda en escalera. Esta onda no es una aproximación de la onda senoidal. Se divide en intervalos especificados, por ejemplo de 20° , y cada intervalo es controlado en forma individual para controlar a su vez la magnitud de la componente fundamental y eliminar armónicas específicas. Esta clase de control produce poca distorsión, y una mayor amplitud de la fundamental, en comparación con la del control PWM normal.

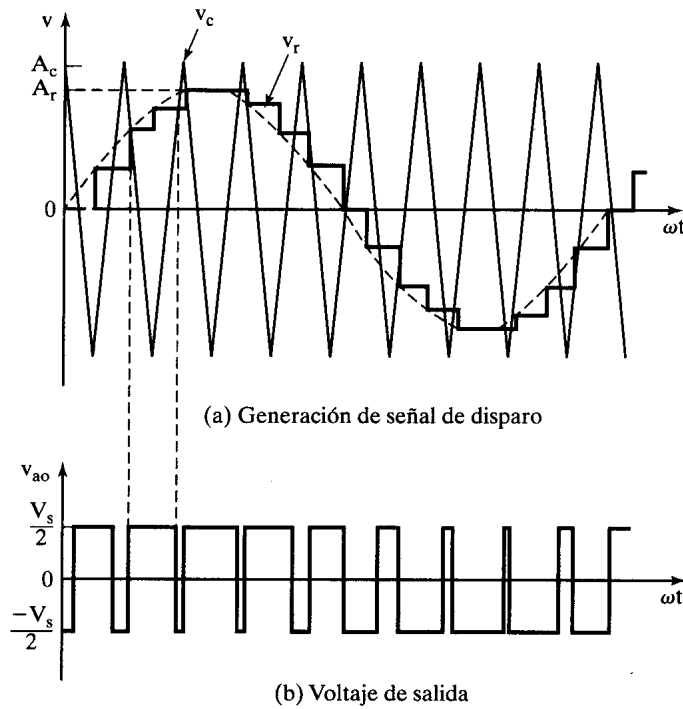


Figura. Modulación por pasos.

4. Modulación por inyección armónica.

La señal moduladora se genera inyectando, a la onda senoidal, armónicas seleccionadas. Da como resultado una forma de onda con una cresta plana, y reduce la cantidad de sobremodulación.

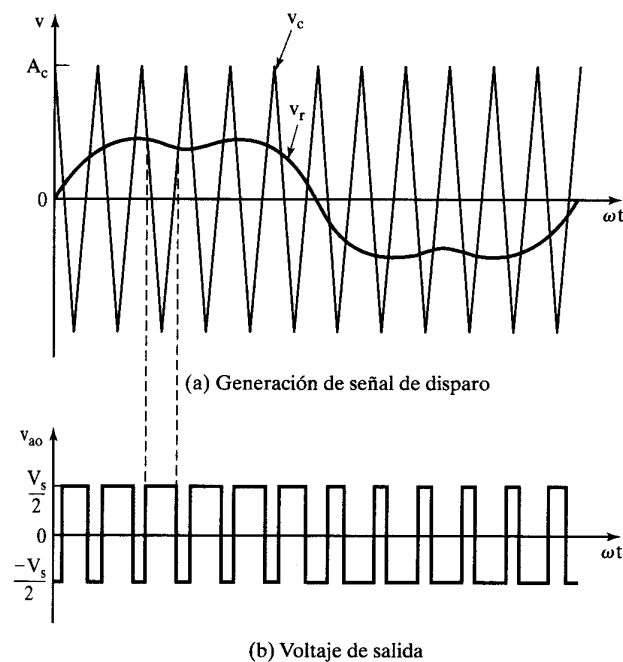


Figura. Modulación por inyección armónica.

Produce una amplitud mayor de la fundamental y baja distorsión de la tensión de salida. La señal moduladora con inyecciones de tercer y noveno armónicos se ve en la figura anterior. Se debe notar que la inyección de las $3n$ -ésimos armónicos no afecta la calidad de la tensión de salida, porque la salida de un inversor trifásico no contiene armónicos triples.

5. Modulación delta.

En la modulación delta se deja oscilar una onda triangular dentro de una ventana definida ΔV , arriba y abajo de la onda senoide de referencia v_r . La función de conmutación del inversor, que es idéntica a la tensión de salida v_o , se genera desde los vértices de la onda triangular v_c , como se ve en la figura. También se llama *modulación por histéresis* o *bang-bang*. Si cambia la frecuencia de la onda moduladora, manteniendo constante la pendiente de la onda triangular, cambia la cantidad de pulsos y de anchos de pulso de la onda modulada.

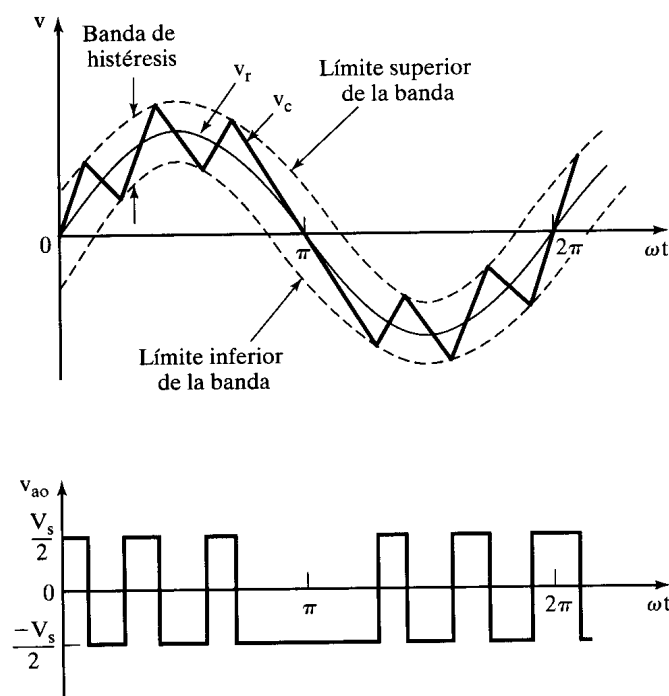


Figura. Modulación delta.

La tensión fundamental de salida puede ser hasta $1 \cdot V_s$, y depende de la amplitud pico A_r y de la frecuencia f_r de la tensión de referencia. La modulación delta puede controlar la relación de tensión a frecuencia, lo que es una característica deseable, en especial para controlar motores.

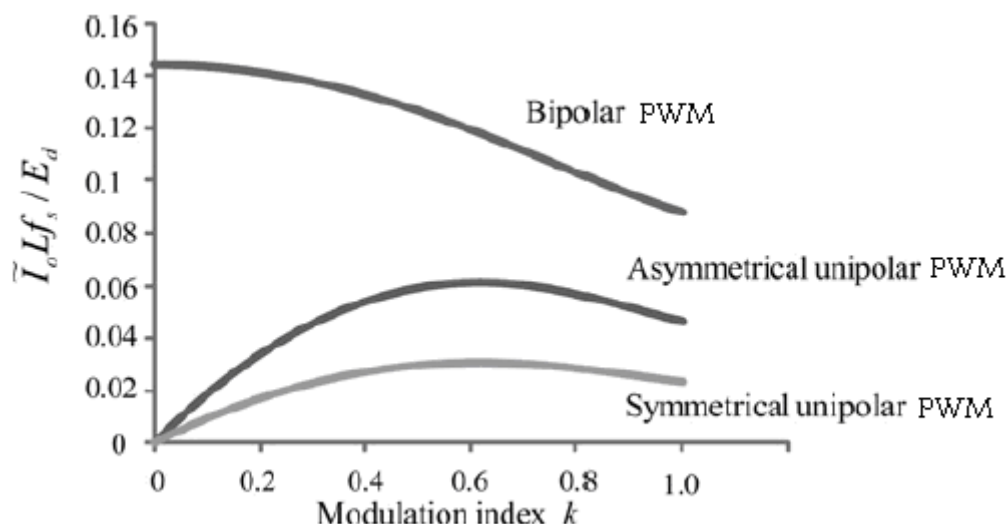


Figura. Rizado de corriente de salida como una función del índice de modulación.

La forma de onda de la tensión de salida bajo modulación delta es similar a la generada mediante PWM bipolar.

2.10 Seguimiento del punto de máxima potencia.

Debido a las características de la célula solar, diferentes tensiones de operación del conjunto de células solares de un módulo fotovoltaico dará lugar a diferentes potencias de salida, y la célula solar obviamente presenta un único punto donde la potencia es máxima. El método de seguimiento del punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking*, MPPT) es importante.

Muchas tecnologías de MPPT han sido propuestas, tales como el método de retroalimentación de tensión (*voltage feedback method*), el método de perturbación y observación (*perturbation and observation method*), el método de aproximación lineal (*linear line approximation method*), el método de control lógico borroso (*fuzzy logic control method*), el método de redes neuronales (*neural network method*) y el método práctico de medida (*practical measure method*).

Entre todos ellos, los métodos de perturbación y observación son los más populares, debido a su fácil implementación.

Método de perturbación y observación

En el convertidor elevador (*boost converter*), donde la tensión en el condensador y la intensidad en la inductancia son troceadas por el controlador, es provechoso estimar la potencia de salida del módulo fotovoltaico o del conjunto de módulos fotovoltaicos por la potencia de entrada al convertidor elevador. Hay un error de estimación de potencia debido a la variación de energía almacenada en el condensador cuando ocurre una perturbación de tensión. Existe de esta manera un fallo de dirección de seguimiento en ciertas condiciones de operación y el MPPT no funciona adecuadamente. Un modo de mejorar la precisión del MPPT consiste en el control con realimentación de la energía almacenada.

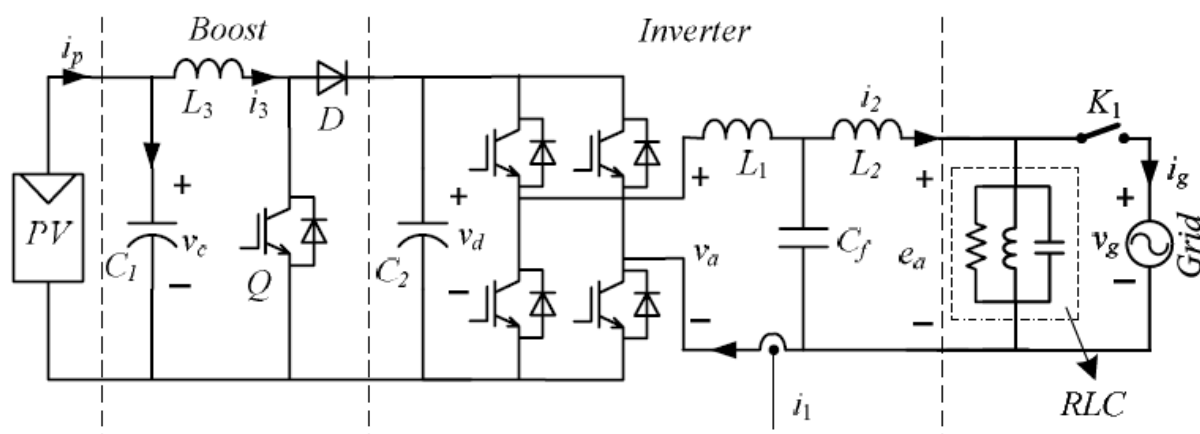


Figura. Topología de un inversor fotovoltaico de dos etapas y carga local RLC.

A continuación se muestra el diagrama de control básico del convertidor elevador con lazo cerrado de tensión de salida, lazo cerrado de corriente y control MPPT.

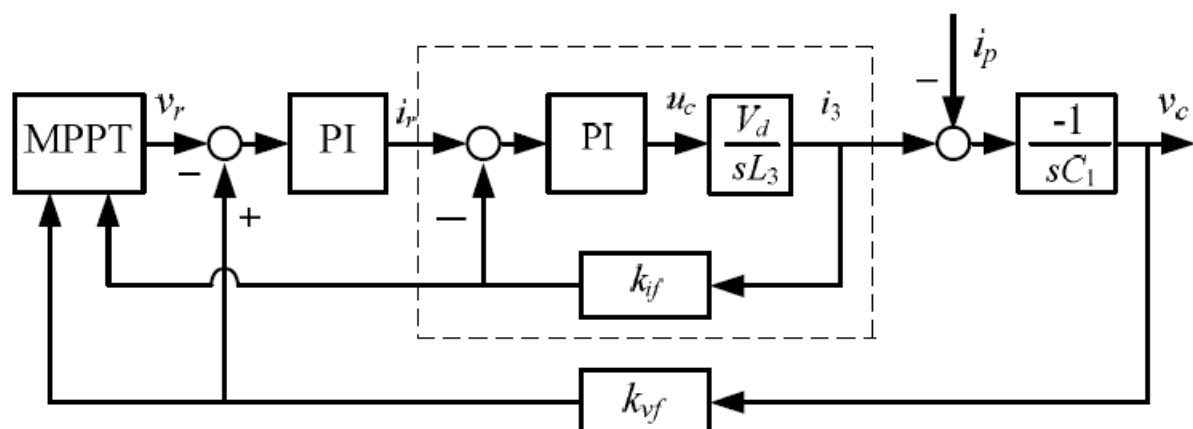


Figura. Diagrama de control del convertidor elevador.

La relación I-V de un conjunto de paneles fotovoltaicos compuestos por N_s módulos en serie bajo ciertas condiciones ambientales es aproximada por la siguiente expresión,

$$I_p = I_{ph} - I_o \exp(KV_c / N_s)$$

donde I_p es la corriente fotovoltaica de salida, I_{ph} es la corriente generada por la irradiación, I_o es la corriente de saturación y K es un parámetro dependiente de la temperatura. La potencia de salida del conjunto de módulos fotovoltaicos puede ser dada por:

$$P_p = V_c \cdot I_p = V_c (I_{ph} - I_o \exp(KV_c / N_s))$$

El cambio de potencia de salida del sistema fotovoltaico bajo una perturbación de tensión puede ser dado por:

$$\Delta P_p = \frac{dP_p}{dV_c} \cdot \Delta V = (I_{ph} - I_o (1 + KV_c / N_s) \exp(KV_c / N_s)) \cdot \Delta V$$

donde ΔV es el paso de perturbación de tensión.

El cambio de la energía almacenada en el condensador C_1 depende del paso de perturbación de la tensión y el periodo MPPT, y la potencia P_c en un periodo MPPT es dada por,

$$P_c = \frac{\Delta W_c}{T} = \frac{C_1 \cdot V_c \cdot \Delta V}{T}$$

donde V_c es la tensión en C_1 y T es el periodo MPPT. La precisión del MPPT puede ser mejorada disminuyendo el paso de tensión o aumentando el periodo MPPT. Estas medidas, sin embargo, disminuyen la velocidad de respuesta del MPPT.

En la siguiente figura se muestra una curva P-I de un sistema fotovoltaico compuesto por 8 módulos de 130 Wp en serie bajo condiciones de radiación solar 750 W/m^2 , 1.5 masa de aire y 25°C de temperatura. Además, se representa P_c , ΔP_p y la curva de cambio de potencia en el bus DC $\Delta P_i (\Delta P_p - P_c)$, con paso de tensión 1.56 V y periodo MPPT de 160 ms.

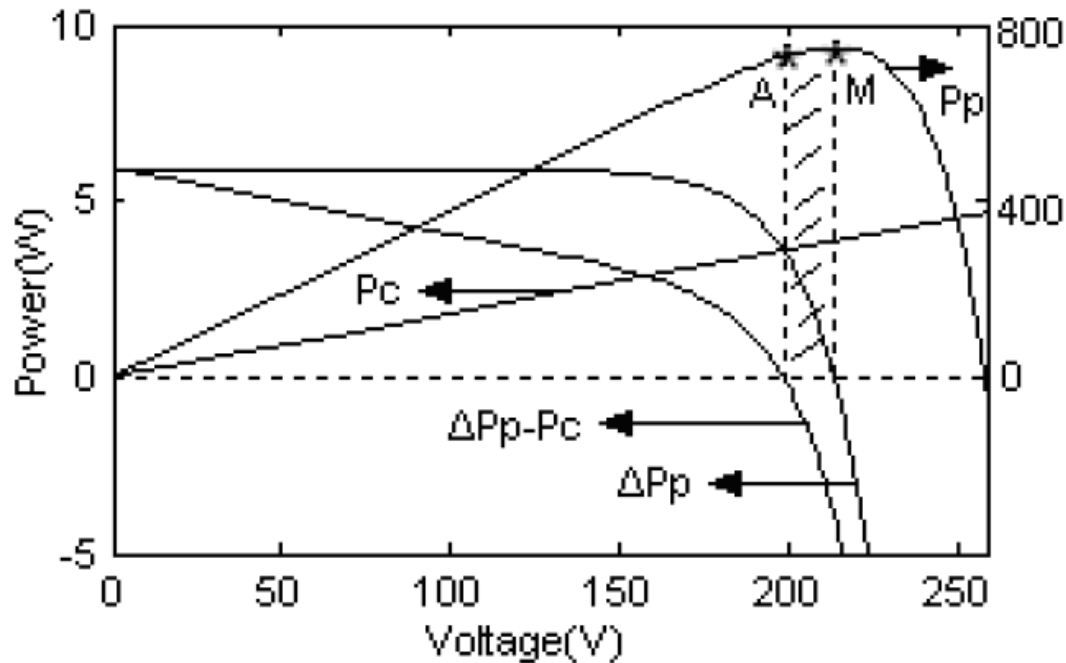


Figura. Tensión de operación y variación de potencia.

El signo de ΔP_p indica el cambio de dirección de la potencia fotovoltaica, y $\Delta P_p=0$ indica que el sistema alcanza el punto máximo M. ΔP_i es la estimación de ΔP_p para MPPT. En la región sombreada marcada por el punto A y el punto de máxima potencia M, ΔP_i y ΔP_p tienen signo opuesto, lo que indica que hay un error de estimación para el control MPPT. Si el punto de operación origen se encuentra en el rango izquierdo de la sombra, ΔP_i y ΔP_p tienen igual signo, el punto de operación se mueve hacia el punto A según el control MPPT. Para el punto de operación origen en el rango de V_a y V_m , el control MPPT puede no funcionar adecuadamente debido al error de estimación de potencia, y el punto de operación estable es también A. Para el punto de operación origen en el lado derecho de M, el punto de operación se moverá hacia el punto M, pero M no es un punto de operación estable. En una palabra, el punto A es el punto de operación estable de MPPT, y la eficiencia de MPPT puede ser dada por,

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_A}{P_m} \times 100\%$$

donde P_A es la potencia fotovoltaica del sistema en el punto A, y P_m es la potencia fotovoltaica del sistema en el punto M. El control MPPT puede costosamente funcionar debido a la baja eficiencia del MPPT cuando el nivel de radiación es claramente bajo.

La precisión del MPPT puede ser mejorada con alimentación hacia delante de la potencia del condensador del filtro. El algoritmo MPPT puede ser dado como sigue,

$$V_c = V_c(k-1) + \Delta V(k-1) \cdot \text{sign}(\Delta P_i + P_c)$$

donde $V_c(k-1)$ es la tensión fotovoltaica en el último periodo, $\Delta V(k-1)$ es la perturbación de tensión en el último periodo, ΔP_i es el cambio de potencia de entrada al convertidor entre dos periodos, y P_c es la potencia de entrada del condensador C_i .

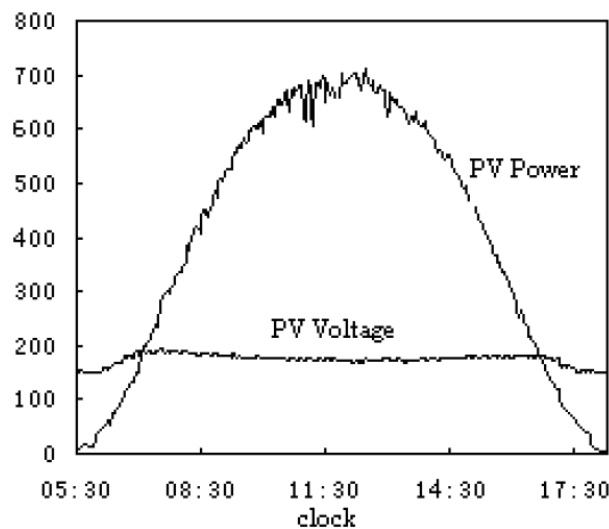


Figura. Potencia y tensión de salida del sistema fotovoltaico en todo el día.

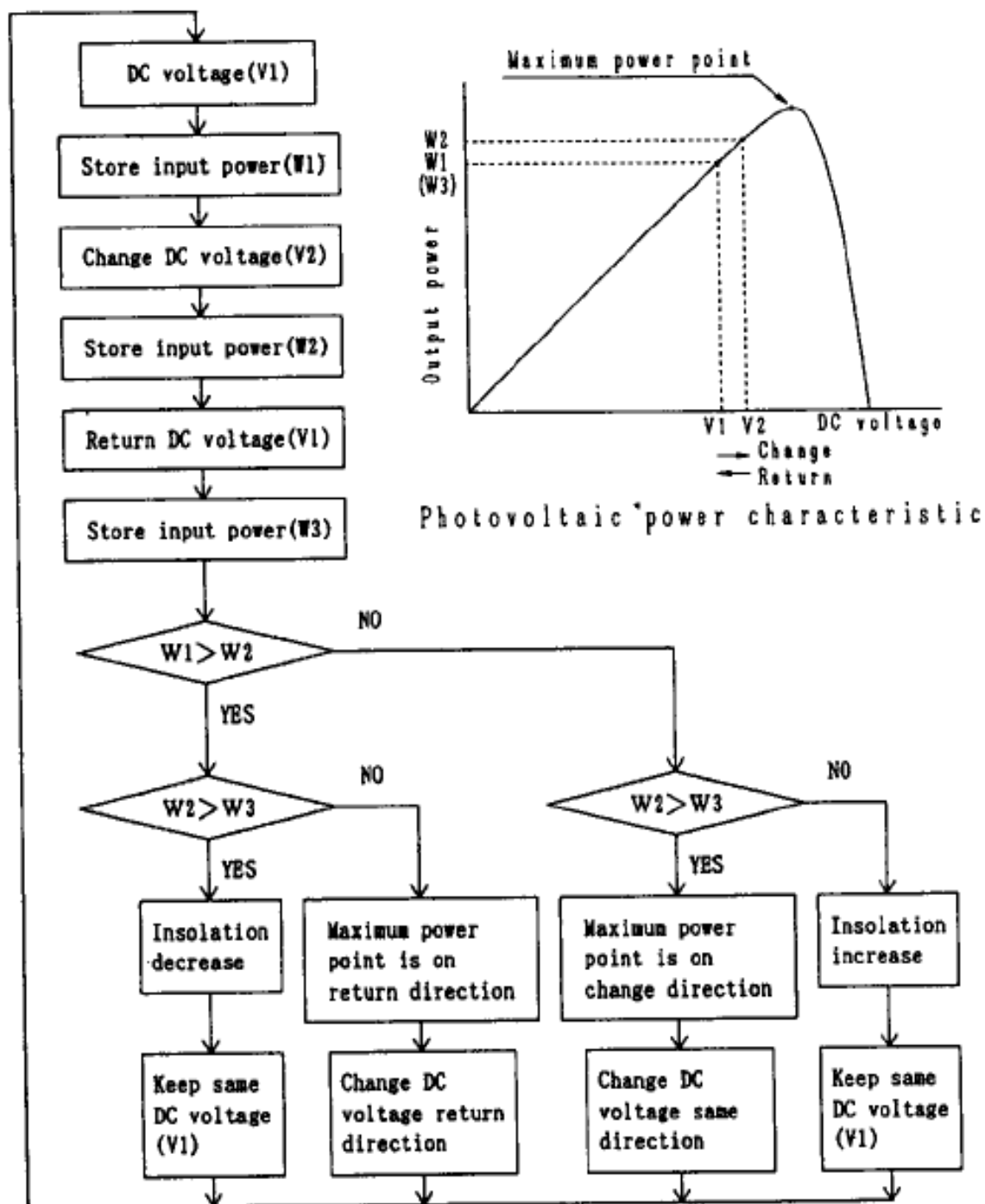


Figura. Diagrama de flujos del control MPPT ‘perturbación y observación’.

2.11 Teoría pq.

El desarrollo de convertidores electrónicos de potencia basado en dispositivos de estado sólido ha supuesto un nuevo reto en la interpretación física y el cálculo del flujo de energía en un sistema o circuito eléctrico, debido principalmente al comportamiento no lineal de estos dispositivos y a una presencia cada vez más significativa frente a las cargas lineales tradicionales.

La velocidad de respuesta de estos convertidores y el modo en que generan potencia reactiva y componentes armónicas exige un análisis en el dominio del tiempo para lograr el entendimiento de la naturaleza física del flujo de energía, no siendo suficiente el estudio convencional de valores medios o eficaces de las variables eléctricas.

Las teorías que tratan con potencias instantáneas pueden ser clasificadas fundamentalmente en dos grupos. El primero de ellos se basa en la transformación de las fases abc a tres ejes ortogonales, y el segundo opera directamente sobre las fases abc . La primera, que será llamada *teoría pq*, se basa en la transformación abc a $\alpha\beta o$. En el ámbito que nos ocupa, la teoría pq evidencia un tratamiento más eficiente con corrientes no senoidales que la anterior, particularmente cuando están presentes componentes de secuencia cero. Además, desde el punto de vista de la compensación, la teoría pq permite la compensación separada de las potencias activa p , y reactiva q , además de potencia activa de secuencia cero, p_o , siendo esta la razón por la que esta teoría puede compensar incluso bajo tensiones distorsionadas y/o desequilibradas.

En resumen, la teoría pq se basa en un conjunto de potencias instantáneas definidas en el dominio del tiempo. No impone restricciones a las formas de onda de tensión o corriente, y puede ser aplicada a sistemas trifásicos con o sin cable neutro. Por tanto, no solo es válida en estados equilibrados, sino también en regímenes transitorios. Esta teoría es muy eficiente y flexible en el diseño de controladores para acondicionadores de potencia, basados en dispositivos electrónicos de potencia. Su primera versión fue publicada en Julio de 1982 en Japón, en una jornada local del IEEE.

2.11.1 La transformación de Clarke.

La transformación $\alpha\beta o$ ó transformación de Clarke convierte las tensiones trifásicas instantáneas v_a , v_b , y v_c , a los ejes $\alpha\beta o$, obteniéndose las tensiones instantáneas v_α , v_β y v_o .

$$\begin{bmatrix} v_o \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_o \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix}$$

Igualmente, las intensidades instantáneas de línea pueden ser transformadas a los ejes $\alpha\beta o$, esto es:

$$\begin{bmatrix} i_o \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

y su transformada inversa:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_o \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}$$

Como se aprecia, una ventaja de la transformación $\alpha\beta o$ es la posibilidad de separar las componentes de secuencia cero de las componentes de fase abc. Así, al no existir corrientes de secuencia cero en sistemas trifásicos sin neutro, i_o puede ser eliminado del sistema de ecuaciones anterior. Igualmente se puede proceder para v_o si el sistema trifásico es equilibrado en tensiones. La transformación de Clarke y su transformación inversa quedan de esta manera como sigue:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}$$

y

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix}$$

2.11.2 Potencias instantáneas de la teoría pq.

La teoría pq, como se ha expuesto anteriormente, se define para sistemas trifásicos con o sin conductor neutro.

Tres potencias instantáneas (la potencia instantánea de secuencia cero p_o , la potencia activa instantánea p , y la potencia reactiva instantánea q) se desprenden de los ejes $\alpha\beta o$ a partir de las corrientes de línea y tensiones de fase:

$$\begin{bmatrix} p_o \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_o & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix}$$

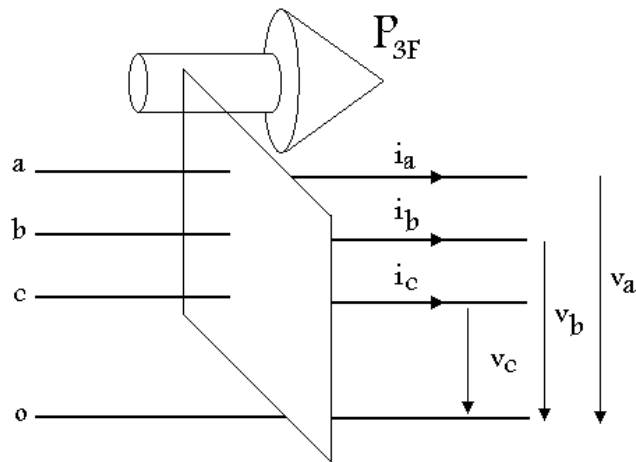


Figura. Potencia activa instantánea trifásica.

De la expresión anterior, y teniendo en cuenta sistemas trifásicos sin neutro y tensiones equilibradas, las corrientes $\alpha\beta$ pueden expresarse como:

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}$$

2.11.3 Control pq.

En este apartado se muestra un esquema detallado de la realización del control pq.

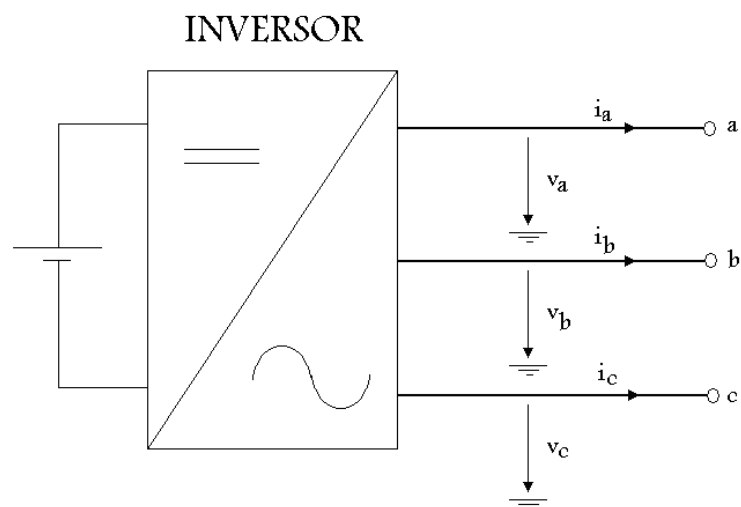


Figura. Esquema de variables eléctricas que forman parte del control pq.

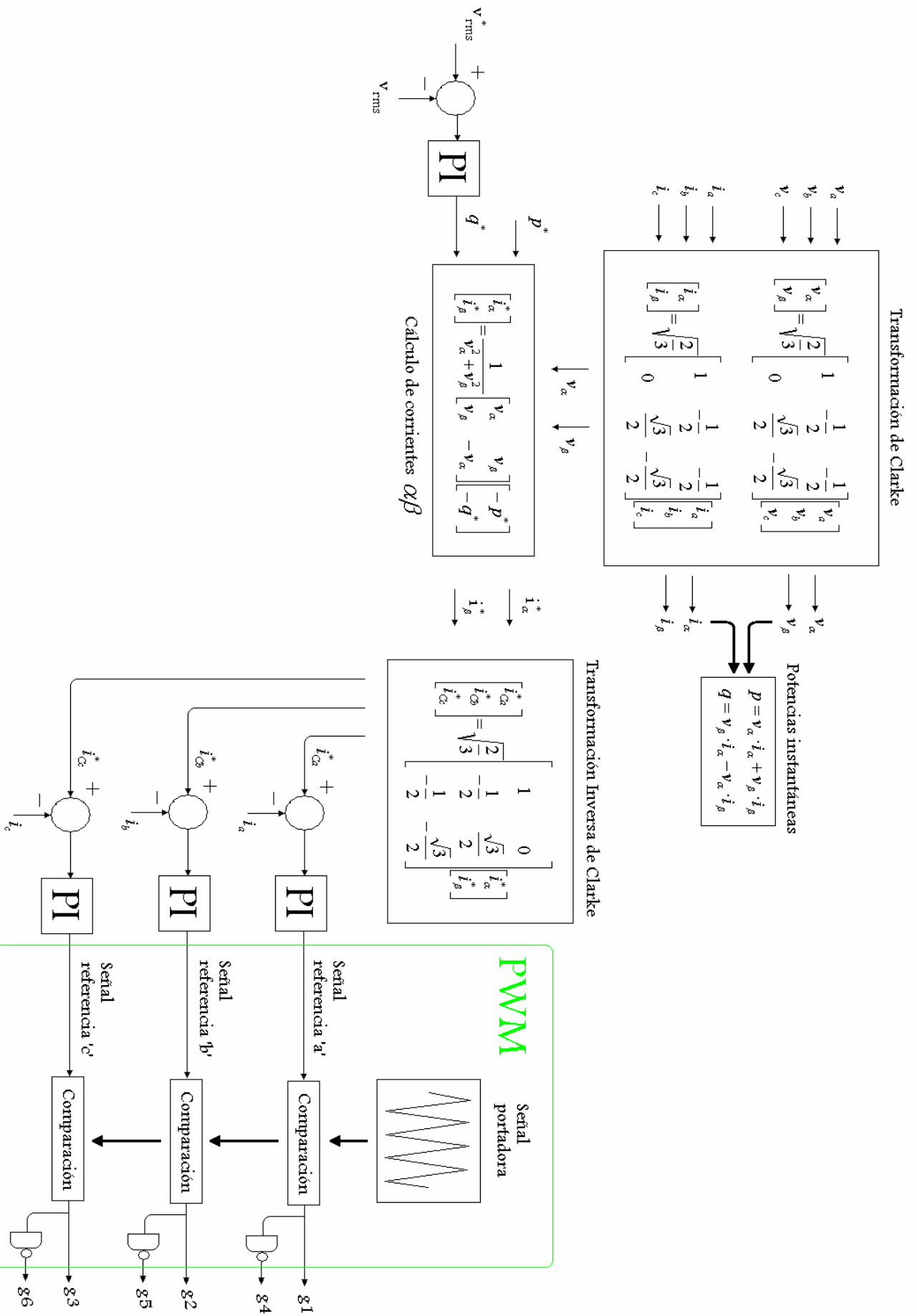


Figura. Esquema de control pq.

2.12 Métodos de detección en isla.

Los sistemas de generación de energía eléctrica distribuida (*Distributed Power Generation Systems*, DPGS) pueden dividirse en sistemas de **generación distribuida** (*Distributed Generation*, DG) y sistemas de almacenamiento distribuida (*Distributed Storage*, DS). Entre los primeros cabe destacar:

- Fotovoltaica.
- Eólica.
- Células de combustible.
- Microturbinas.
- Generadores con motor de combustión interna alternativo.
- Cogeneración.

Estas tecnologías juegan ya un papel importante en los picos de generación, durante las horas de mayor demanda, cuando los costes eléctricos son altos. Junto a otros beneficios, y a pesar de ello, hay límites técnicos asociados con la proliferación de unidades de generación distribuida, como puede ser el funcionamiento en isla.

¿Qué es el funcionamiento en isla?

Se trata de la generación de energía eléctrica por parte de estas unidades cuando la red eléctrica se encuentra, aguas arriba, desconectada, debido a una operación de falta, un evento planeado de mantenimiento, o al fallo de algún equipo o dispositivo de la aparamenta del sistema eléctrico.

Los **problemas** asociados a la generación en isla de estos sistemas de generación pueden expresarse como sigue:

- Comprometer la seguridad pública o poner en peligro a los trabajadores de mantenimiento.
- Daño a equipos eléctricos, debido a una menor calidad de la energía suministrada: pérdida de control sobre tensión y frecuencia.

- Causar el mal funcionamiento de los relés de protección o descoordinación entre los mismos.
- Conexión de puesta a tierra inadecuada.
- Para faltas temporales, la actuación de apertura y cierre repetida del interruptor automático requiere de una red eléctrica no energizada. Además, una vez reconectada la red eléctrica, la tensión del sistema DG puede no estar en fase con aquella: recierre asíncrono. La unidad DG también se podría ver dañada.

En el oeste de Dinamarca, el 18 de febrero de 1996, un cortocircuito entre dos fases en una línea de 150 kV condujo a la desconexión de 47 unidades locales de cogeneración, alguna de las cuales se encontraba a 150 km del suceso, lo que supuso la salida repentina de 347 MW, además de un número desconocido de unidades inferiores a 2 MW. Ello fue causado por un ajuste del método de detección en isla demasiado sensible, basado en el límite inferior de tensión (*under-voltage protection*, UVP). Esto ilustra porqué los operadores del sistema de transmisión hoy exigen requerimientos de conexión también a las pequeñas unidades.

La clave de la protección en isla se encuentra en la detección.

Como para todos los equipos de protección, el rendimiento de la protección en isla puede ser cuantificada mediante los siguientes parámetros:

- Dependencia. Probabilidad de pérdida de operación.
- Seguridad. Probabilidad de operación indeseada.
- Tiempo de operación.

Dependencia y seguridad vienen determinadas por el principio de operación y ajuste. En general, los ajustes son un compromiso entre ambos parámetros. Sin embargo, tanto el propietario de la red de distribución como el propietario de la unidad DG conceden una mayor importancia a la ‘dependencia’. Considerando el tiempo de operación, éste ha de ser inferior al tiempo de apertura y cierre del interruptor automático aguas arriba, el cual suele ser del orden de segundos.

Los requerimientos y especificaciones técnicas de detección en isla se exponen en las siguientes normas:

- UL 1741-2001
- IEEE 1547.1-2005
- IEEE Std. 929-2000

Los métodos de detección en isla de sistemas fotovoltaicos conectados a red pueden dividirse en los siguientes:

1. **Métodos pasivos residentes en el inversor.**
2. **Métodos activos residentes en el inversor.**
3. **Métodos basados en sistemas de comunicación.**
4. **Métodos residentes en la red eléctrica.**
5. **Métodos híbridos.**

2.12.1 Métodos pasivos residentes en el inversor.

Los métodos pasivos residentes en el inversor (*passive inverter-resident methods*) consisten en la detección de tensión, frecuencia o fase anormal en el punto de conexión común (*Point of Common Coupling*, PCC) entre el inversor y la red eléctrica.

2.12.1.1 UVP/OVP y UFP/OFP.

Todos los inversores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica poseen métodos de protección U/O V/F (*Under/Over Voltage* y *Under/Over Frequency*). Se basan en la monitorización de la amplitud y frecuencia de la tensión en el punto de conexión común con la red eléctrica, y su comparación con unos límites umbrales predeterminados, los cuales pueden encontrarse en las normas anteriormente especificadas. Si la tensión o frecuencia se encuentran fuera de estos límites el inversor se desconecta del sistema eléctrico.

Si la potencia eléctrica suministrada por el inversor, y por tanto por la planta fotovoltaica, es similar a la potencia total consumida por las cargas aguas abajo, la variación de tensión y frecuencia en el PCC son menos evidentes cuando opera en isla. En tales casos, estos métodos pierden su efectividad, al incurrir en una zona de no detección (*Non-Detection Zone*, NDZ).

En sistemas de Generación Distribuida principalmente se usan dos esquemas de control: **control de potencia constante** y **control de corriente constante**. En el primero, tanto la potencia activa como reactiva se controlan para que se mantengan constantes en cada periodo. En los sistemas DG que emplean el esquema de control de corriente constante, se pretende mantener constante el valor eficaz de la corriente inyectada a la red. Este último esquema de control se caracteriza por una rápida respuesta dinámica, una elevada exactitud de control, y su capacidad de respuesta ante cortocircuitos.

La literatura especializada demuestra que la NDZ es diferente dependiendo del esquema de control.

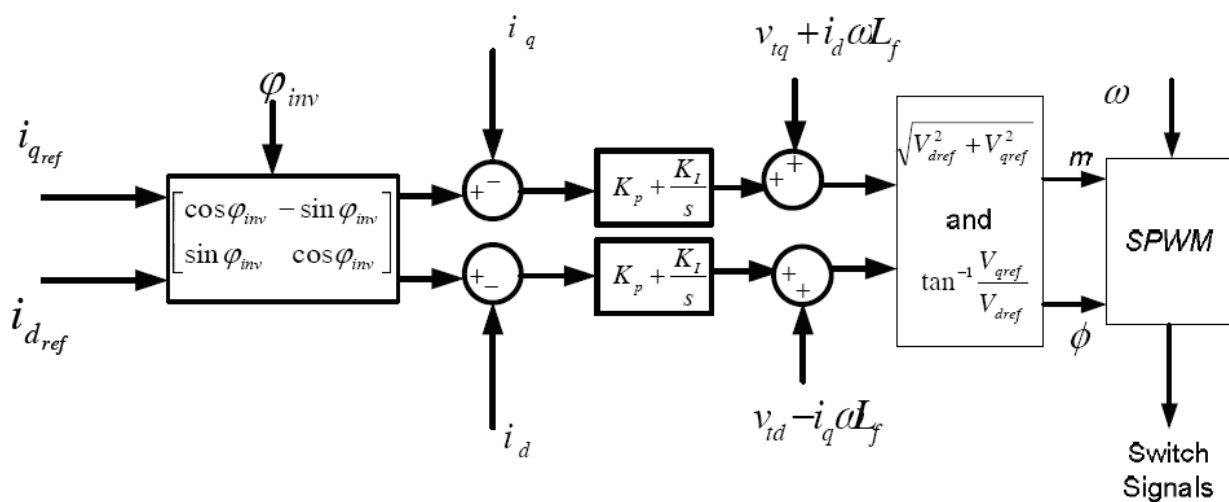


Figura. Control por corriente constante.

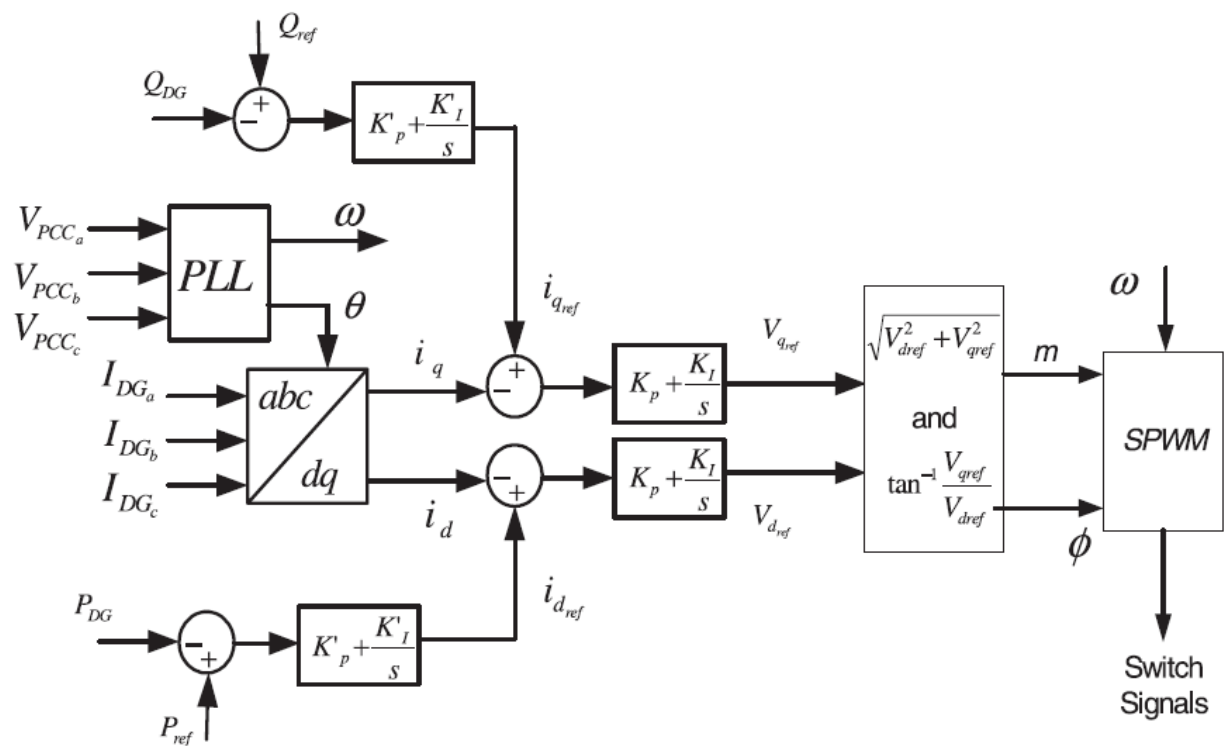


Figura. Control por potencia constante.

NDZ del método pasivo OVP/UDP con control por corriente.

En la siguiente figura se muestra un sistema eléctrico monofásico similar al definido como prueba y estudio por las normas UL 1741 y IEEE Std. 1547-2003

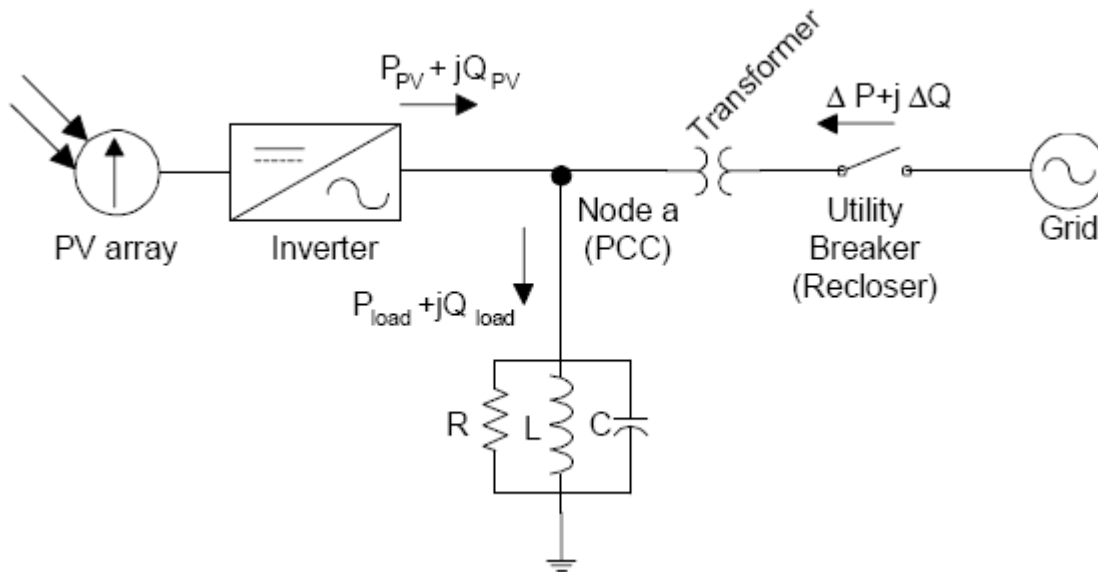


Figura. Sistema eléctrico de potencia objeto de estudio.

El sistema DG opera con un factor de potencia unidad, para conseguir suministrar el máximo de potencia y reducir las pérdidas. Así,

$$I_Q = 0$$

Como se ha expuesto, la función del OVP/UDP se basa en la monitorización de la amplitud de la tensión en el punto de acoplamiento común, y compararla con los umbrales de tensión definidos en el IEEE Std. 1547.

Antes de la desconexión de la red, se tiene:

$$P_{LOAD} = P + \Delta P$$

$$Q_{LOAD} = Q + \Delta Q$$

La corriente de salida del sistema DG y la impedancia RLC es:

$$I = \frac{P}{V}$$

$$\|Z_{LOAD}\| = \left\| \frac{V^2}{P + \Delta P + j(Q + \Delta Q)} \right\| = \frac{V^2}{\|P + \Delta P + j\Delta Q\|}$$

Después de la desconexión de la red, el cambio de la impedancia de la carga RLC puede ser ignorado, ya que la frecuencia de la corriente de salida del inversor está limitada a un estrecho margen (esta puede ser controlada por un lazo de bloqueo de fase, PLL). Este puede ser de 49 Hz a 51 Hz. En la siguiente figura, la relación entre la desviación de impedancia y el factor de calidad es clara. La desviación de la impedancia es solo de un 0.5 % a la frecuencia de 49 Hz o 51 Hz. La norma IEEE Std. 1547-2003 supone un factor de calidad menor o igual 2.5.

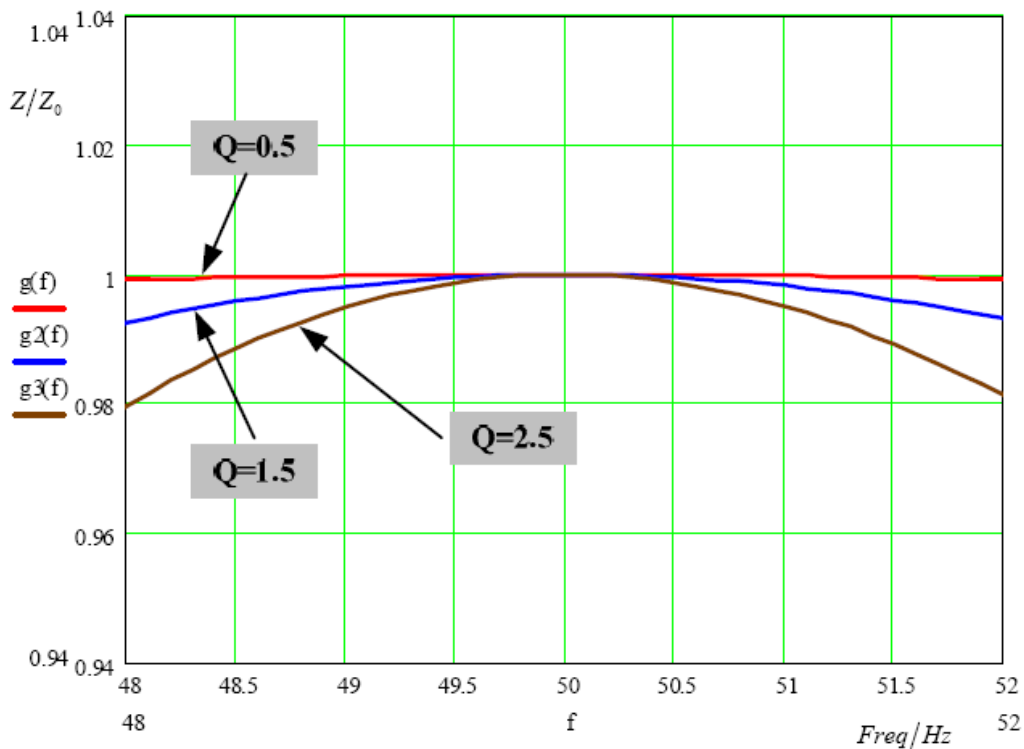


Figura. Desviación de la impedancia en función de la frecuencia

y del factor de calidad de la carga.

Por tanto, para $Q < 2.5$ puede decirse:

$$\|Z'_{LOAD}\| \approx \|Z_{LOAD}\|$$

La nueva amplitud de la tensión en el punto de conexión común es:

$$V' = I \cdot \|Z'_{LOAD}\| \approx I \cdot \|Z_{LOAD}\| = \frac{V}{\sqrt{\left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q}{P}\right)^2}}$$

Reescribiendo la ecuación anterior tenemos:

$$\left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q}{P}\right)^2 = \left(\frac{V}{V'}\right)^2$$

La zona de no detección del método OVP/UVF para DG controlada por corriente es:

$$\left(\frac{V}{V_{\max}}\right)^2 \leq \left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q}{P}\right)^2 \leq \left(\frac{V}{V_{\min}}\right)^2$$

Sabemos de la norma IEEE Std. 1547 que la tolerancia respecto a la amplitud normal de tensión es 88 % ~ 110 %:

$$V_{\min} = 0.88 \cdot V$$

$$V_{\max} = 1.10 \cdot V$$

Sustituyendo en la ecuación anterior tenemos:

$$0.91^2 \leq \left(1 + \frac{\Delta P}{P}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q}{P}\right)^2 \leq 1.14^2$$

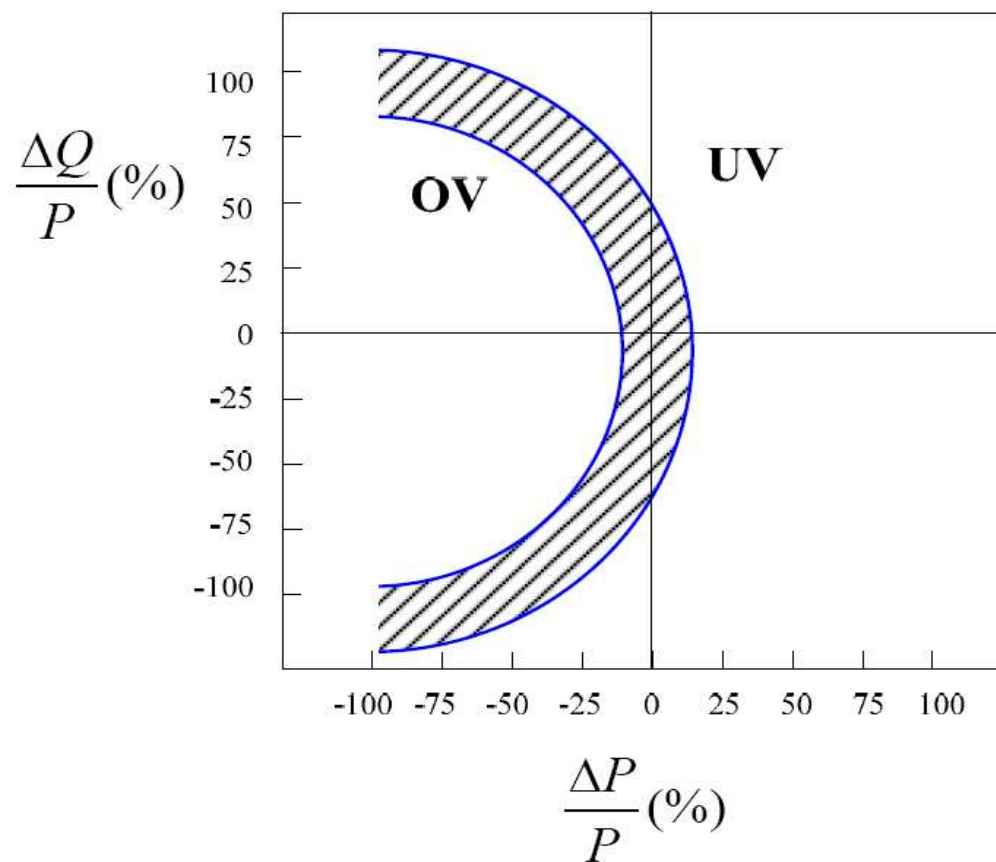


Figura. NDZ del método OVP/UV para sistemas DG controlados por corriente.

NDZ del método pasivo OFP/UFP con control por corriente.

Antes de la desconexión de la red, las potencias activa y reactiva de la carga pueden escribirse como sigue:

$$P_{LOAD} = \frac{V^2}{R} = P + \Delta P$$

$$Q_{LOAD} = \Delta Q = V^2 \left(\frac{1}{2\pi f L} - 2\pi f C \right)$$

Después de la desconexión de la red y bajo el esquema de control de corriente, la corriente reactiva es cero. Para mantener el suministro de energía eléctrica a factor de potencia unidad, con la ayuda de la función PLL, la frecuencia de la tensión en el PCC será la frecuencia resonante f' de la carga RLC, es decir:

$$f' = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

Dividiendo las ecuaciones anteriores, se tiene:

$$\frac{\Delta Q}{P_{LOAD}} = R \sqrt{\frac{C}{L}} \left(\frac{1}{2\pi f \sqrt{LC}} - 2\pi f \sqrt{LC} \right)$$

Y sustituyendo:

$$\frac{\Delta Q}{P_{LOAD}} = \frac{\Delta Q}{P} \left(1 + \frac{\Delta P}{P} \right)^{-1} = Q_f \left(\frac{f'}{f} - \frac{f}{f'} \right)$$

donde Q_f es el factor de calidad de la carga RLC.

$$Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}}$$

Cuando la nueva frecuencia de la tensión en el PCC queda en un intervalo de frecuencias predeterminado, el método pasivo OFP/UFP no actuará ante el funcionamiento en isla del inversor DG. Así que la NDZ de OFP/UFP para DG controlado por corriente es:

$$Q_f \left(\frac{f_{\min}}{f} - \frac{f}{f_{\min}} \right) \leq \frac{\Delta Q}{P} \left(1 + \frac{\Delta P}{P} \right)^{-1} \leq Q_f \left(\frac{f_{\max}}{f} - \frac{f}{f_{\max}} \right)$$

donde $f_{\max}$ y $f_{\min}$ son los valores predeterminados del umbral de frecuencias antes mencionado. De la norma IEEE Std. 1547, conocemos que la tolerancia de frecuencia de la tensión normal es 98.83 %~100.83 %, considerando una red de 50 Hz, tenemos

$$f_{\min} = 49.4 \text{ Hz}$$

$$f_{\max} = 50.4 \text{ Hz}$$

Sustituyendo estos valores en la inecuación anterior, obtenemos la representación matemática de la región NDZ de OFP/UFP mediante la siguiente expresión:

$$-0.024 * Q_f \leq \frac{\Delta Q}{P} \left(1 + \frac{\Delta P}{P} \right)^{-1} \leq 0.016 * Q_f$$

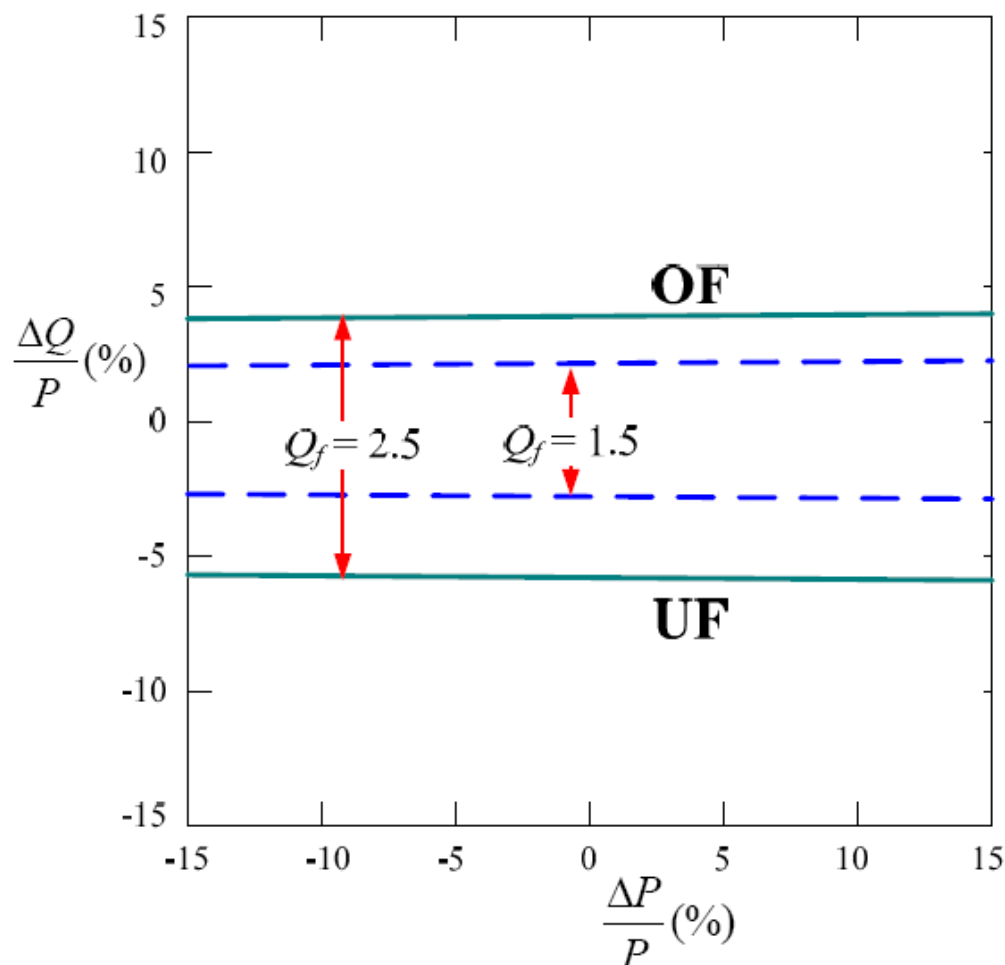


Figura. NDZ del método OFP/UFP para sistemas DG controlados por corriente.

De la desigualdad anterior y de la propia figura podemos ver que, bajo un esquema de control de corriente constante, la NDZ de OFP/UFP está relacionada con el factor de calidad Q y el intercambio de energía reactiva entre la red y la carga, ΔQ . El intercambio de potencia activa entre la red y la carga, sin embargo, tiene poco efecto en la NDZ de OFP/UFP. Un mayor factor de calidad Q_f genera una mayor NDZ.

Tabla. Requerimientos para la detección en isla según IEEE 929-2000.

	Tiempo de disparo
$\Delta P \geq 50 \%$	10 ciclos
Fdp carga aislada < 0.95	10 ciclos
$\Delta P \geq 50 \%$ + Fdp carga aislada < 0.95	10 ciclos
$\Delta P < 50 \%$ + Fdp carga aislada > 0.95	2 seg

2.12.1.2 Detección de salto de fase de la tensión (*Voltage Phase Jump Detection*).

Implica la monitorización de la diferencia de fase entre la tensión en los terminales del inversor y su corriente de salida. Se detecta así cambios repentinos en dicho parámetro. Si este error de fase es mayor que un cierto valor umbral, el controlador puede interrumpir el suministro de energía.

Su implementación requiere simplemente modificar el lazo de bloqueo de fase (*Phase Lock Loop*, PLL) usado para la sincronización del inversor con la red eléctrica. Este método no afecta a la calidad de la energía eléctrica suministrada y puede ser empleado en sistemas con múltiples inversores. Desafortunadamente, es difícil determinar el error de fase correcto que ofrezca alta fiabilidad de detección en isla. La elección de un error de fase inadecuado supondría molestas interrupciones de suministro. Por otra parte, se ha de hacer notar que ciertas cargas pueden causar transitorios que den lugar a saltos de fase, propiciando la salida de la planta fotovoltaica del sistema eléctrico de potencia. Además, su zona de no detección es relativamente significativa.

2.12.1.3 Detección de armónicos (*Detection of Harmonics*).

Este método consiste en la monitorización de la distorsión armónica total (THD) de la forma de onda de la tensión en los terminales del inversor. En este caso, la interrupción del suministro de energía eléctrica se produce si el THD excede un determinado valor umbral.

La existencia de armónicos generados por los inversores se pone de manifiesto en mayor medida en el punto de conexión común (PCC) cuando ocurre el fenómeno de isla, debido a la interacción de aquellos con la impedancia de la carga.

Este método tiene la ventaja de no poseer zona de no detección cuando la potencia de consumo de la carga es similar a la potencia de suministro del inversor. Sin embargo, no siempre es posible fijar un valor umbral de THD que proporcione una protección en isla fiable. Además, este método no puede ser usado cuando múltiples inversores están conectados en isla.

2.12.2 Métodos activos residentes en el inversor.

En este caso los métodos de detección en isla inducen un cambio en la tensión, corriente o frecuencia en el punto de conexión común cuando se produce una situación de suministro en isla. Ello exige la monitorización de dichas magnitudes en el PCC, como sucede para los métodos pasivos.

En general, la potencia de cortocircuito de la red eléctrica puede ser de diez a varios cientos de veces mayor que la capacidad de generación eléctrica de los sistemas distribuidos. El efecto de un aumento de tensión en la carga debido a una pequeña fluctuación provocada por la unidad DG en el sistema eléctrico puede carecer de importancia. Si la red eléctrica es sin embargo débil, fluctuaciones originadas por el sistema de generación distribuida pueden causar importantes inestabilidades.

Como se ha comentado anteriormente, los métodos pasivos son generalmente efectivos cuando ΔP y ΔQ son suficientemente grandes. Las unidades DG, sin embargo, tienden a operar en sistemas eléctricos con pequeños desequilibrios, ΔP y ΔQ , de potencia. La efectividad de estos métodos pasivos de detección en isla puede representarse mediante una NDZ definida por ΔP y ΔQ .

Los métodos activos tratan de superar las dificultades de detección en isla de los métodos pasivos mediante la inyección de una perturbación en el sistema eléctrico, causando una condición anormal de las magnitudes eléctricas bajo condiciones de funcionamiento en isla. La representación en el espacio ΔP - ΔQ de la NDZ no es adecuada para los métodos activos, ya que para un determinado intercambio de potencia reactiva, ΔQ , diferentes combinaciones de L y C son posibles. Algunas de estas combinaciones resultan en funcionamiento en isla y otras no.

Un modo de resolver esta situación consiste en tener en cuenta un espacio de parámetros de la carga, tales son: el factor de calidad y la frecuencia de resonancia (Q_f/f_0). De esta manera, basta una curva para representar la NDZ de todas las posibles combinaciones de cargas RLC.

Todos los métodos de detección en isla activos deben cumplir las normas internacionales a tal efecto. Así, la distorsión armónica total (THD) de la corriente suministrada por los inversores distribuidos debe ser menor de un 5 %. Ello conduce a un incremento del tiempo de detección y afecta a la fiabilidad de la operación.

Características de frecuencia de una carga paralela RLC.

El valor de la frecuencia y magnitud de la tensión en el PCC después de la desconexión de la red eléctrica depende en gran medida de las características de las cargas locales.

Según el IEEE Std. 929-2000, el factor de calidad Q_f está definido como 2π veces la relación entre la máxima energía almacenada y la energía disipada por ciclo a una frecuencia dada:

$$Q_f = \frac{2\pi \left(\frac{1}{2} \cdot C \cdot R^2 \cdot I^2 \right)}{\pi \cdot R \cdot I^2 / \omega_0} = \omega_0 \cdot R \cdot C = \frac{R}{\omega_0 \cdot L} = R \cdot \sqrt{\frac{C}{L}}$$

donde

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

frecuencia resonante en rad/s.

La magnitud y fase de la impedancia de una carga paralela RLC a una frecuencia arbitraria f , en función del factor de calidad Q_f y la frecuencia resonante f_0 de la carga, son dadas por:

$$|Z_{LOAD}| = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R^2} + \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C\right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{1 + Q_f^2 \left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0}\right)^2}}$$

$$\phi_{LOAD} = \tan^{-1} \left(R \cdot \frac{1 - \omega^2 LC}{\omega L} \right) = \tan^{-1} \left(Q_f \left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0} \right) \right)$$

Cabe destacar, en primer lugar, que la magnitud de la impedancia de carga cambia muy poco para cargas con $Q_f < 2.5$. Por otra parte, debido a que el margen de frecuencias de operación es relativamente pequeño, 59.4 Hz a 60.5 Hz, impuesto, entre otras, por la norma IEEE Std. 929-2000, se asume que la magnitud de tensión no varía con la frecuencia del sistema.

El ángulo de fase de la carga θ_{LOAD} ($\theta_{LOAD} = -\Phi_{LOAD}$) frente a la frecuencia caracteriza las curvas de cargas con diferentes factores de calidad y frecuencias de resonancia en la siguiente figura:

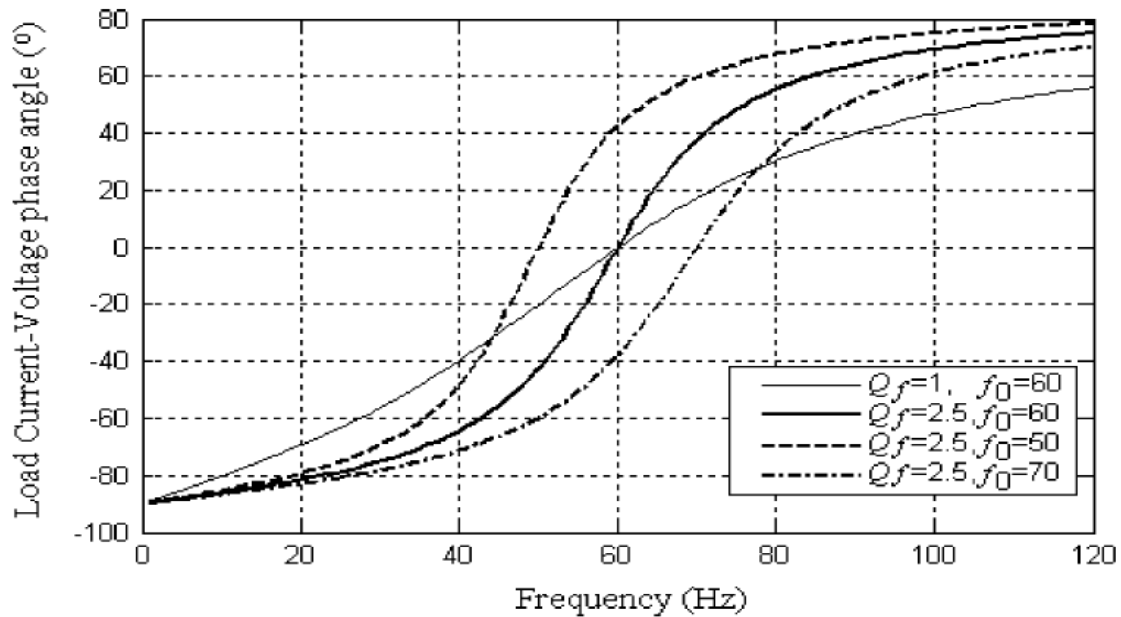


Figura. Variación del ángulo de fase de una carga RLC con la frecuencia para diferentes valores de frecuencia de resonancia (f_0) y factor de calidad (Q)

Las curvas muestran que a medida que aumenta el factor de calidad Q , hay una mayor variación del ángulo de fase de la carga θ_{LOAD} en torno a la frecuencia del sistema. Además, la intersección de las curvas, ángulo de fase cero, tiene lugar en la frecuencia de resonancia f_0 . Por otra parte, es interesante hacer notar que una carga cuya frecuencia de resonancia sea menor que la frecuencia de la red ($f_0 < f_g$) se muestra como una red capacitiva, ya que la corriente adelanta a la tensión ($\theta_{LOAD} > 0$). Igualmente, una carga con $f_0 > f_g$ es una red inductiva a la frecuencia de la red.

2.12.2.1 Medida de la impedancia (*Impedance Measurement*).

Las técnicas de medida de la impedancia a la salida del inversor intentan detectar el cambio de impedancia que se produce cuando la pequeña impedancia de la red de distribución es desconectada.

El inversor de una unidad DG puede considerarse como una fuente de corriente:

$$i_{DG_INV} = I_{DG_INV} \cdot \sin(w_{DG} \cdot t + \phi_{DG})$$

La potencia de salida es modificada perturbando la amplitud de la corriente de salida del inversor (I_{DG_INV}). Se monitoriza entonces el cambio en la tensión de salida, y se obtiene la impedancia del sistema eléctrico, esto es: dV/di .

La principal ventaja de este método es su extremadamente pequeña zona de no detección. Sin embargo, pueden exponerse un gran número de debilidades. Puede decirse que su efectividad decrece cuando existen varios inversores, a menos que estén perfectamente sincronizados. Además, es necesario establecer una impedancia umbral, por debajo de la cual el método asume que la red está conectada. Esto hace que el método sea poco práctico, ya que exige conocer con precisión el valor de la impedancia de la red.

2.12.2.2 Inyección de una señal (*Signal injection*).

Este método consiste en inyectar una señal conocida a la corriente de salida del inversor y monitorizar la respuesta en tensión en los terminales del mismo. La señal inyectada puede ser una corriente armónica con una frecuencia distinta a la frecuencia de la red.

Este método no posee zona de no detección cuando la carga es similar a la potencia de salida del inversor. Sin embargo, no siempre es posible seleccionar un umbral de disparo que proporcione una protección fiable frente al funcionamiento en isla. Por otra parte, en el caso de múltiples inversores, la inyección de una misma señal puede causar molestos disparos.

2.12.2.3 Inserción de carga (*Load insertion*).

Cuando el interruptor automático aguas arriba está abierto, en los terminales del inversor puede conectarse una carga y monitorizar los cambios que se produzcan. Por ejemplo, a la salida del inversor puede conectarse un condensador.

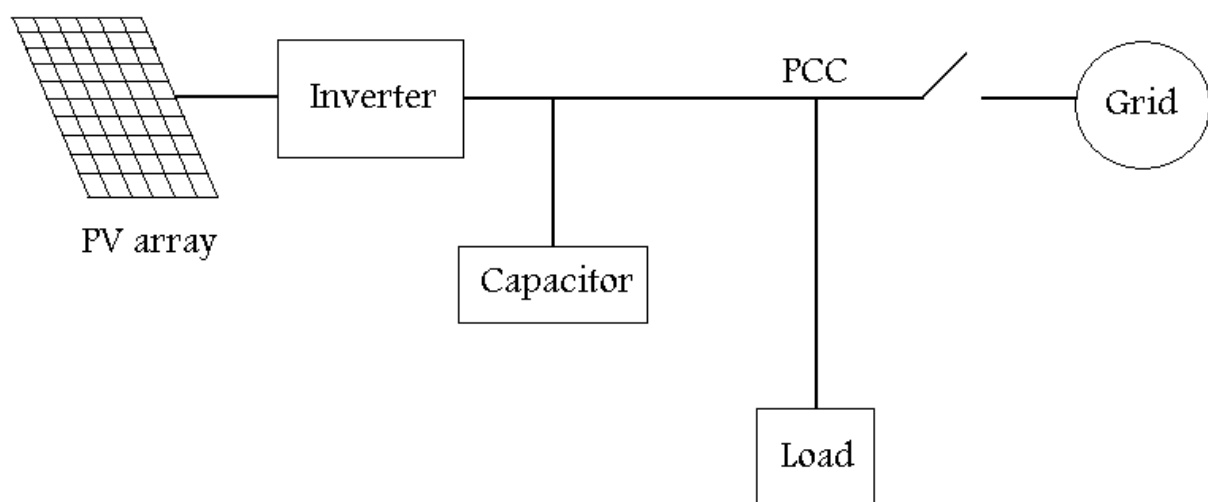


Figura. Configuración del sistema.

Este método es resistente a falsos disparos ocasionados por saltos de fase aleatorios en la tensión de la red. Por otro lado, se ha de tener en cuenta la posibilidad de interferencias entre múltiples unidades y la habilidad de detectar fiablemente cambios de impedancia con valores prácticos de la carga insertada.

2.12.2.4 Cambio de frecuencia en modo corredera (*Sliding Mode Frequency Shift, SMS*).

El principio del método Cambio de Frecuencia en Modo Corredera' (*Sliding Mode Frequency Shift, SMS*) es forzar la frecuencia de salida del inversor arriba o abajo para controlar el comienzo del ángulo de fase de la corriente del inversor. En este caso, el ángulo de fase entre la tensión y la corriente del inversor, en lugar de ser controlado para que sea cero, se considera como función de la frecuencia de la tensión en el PCC, como se muestra en la siguiente figura:

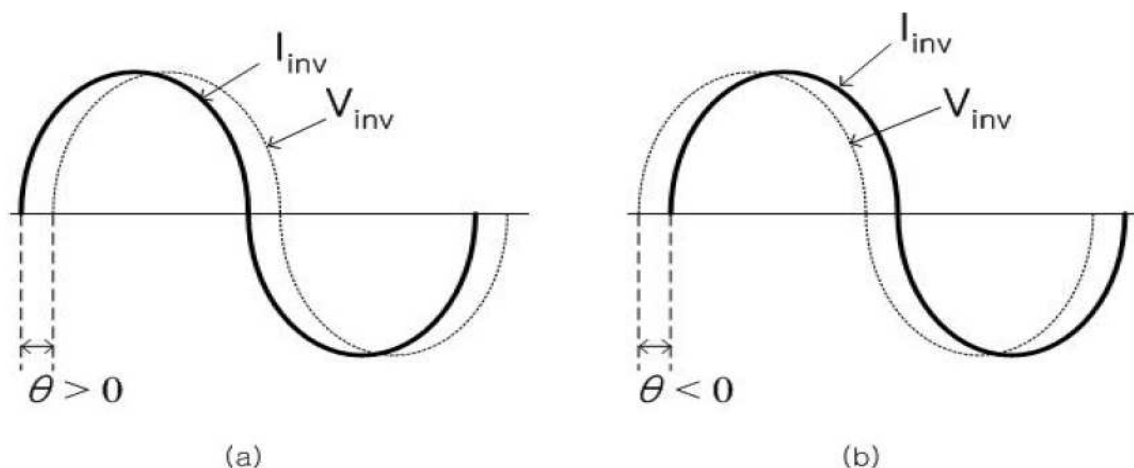


Figura. Forma de onda de salida del inversor usando el método SMS: (a) fase de adelanto de la intensidad, (b) fase de atraso de la intensidad.

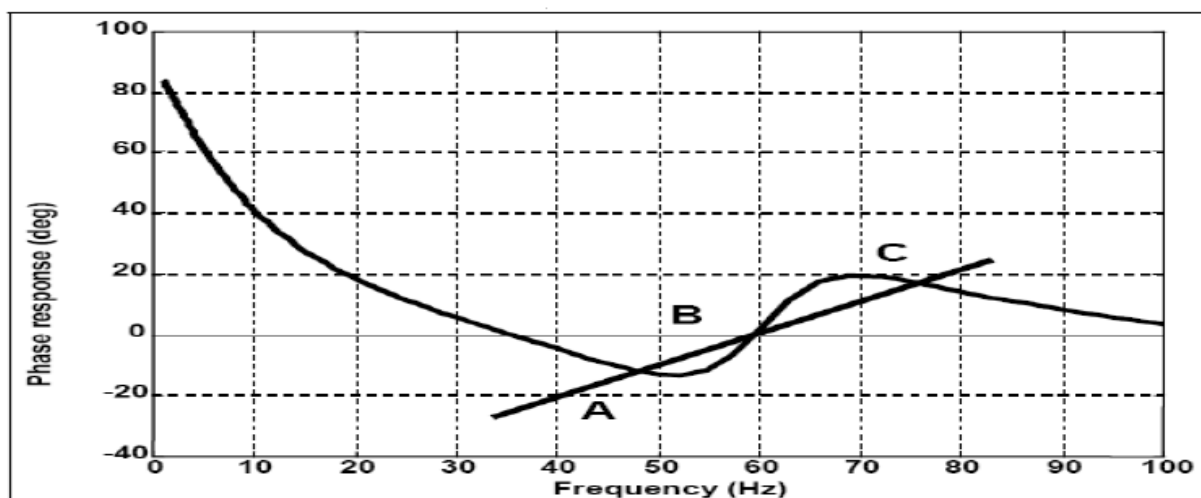


Figura. Ángulo de fase-Frecuencia.

Este método es relativamente fácil de implementar, ya que requiere solo una ligera modificación de un componente que ya es requerido, el PLL.

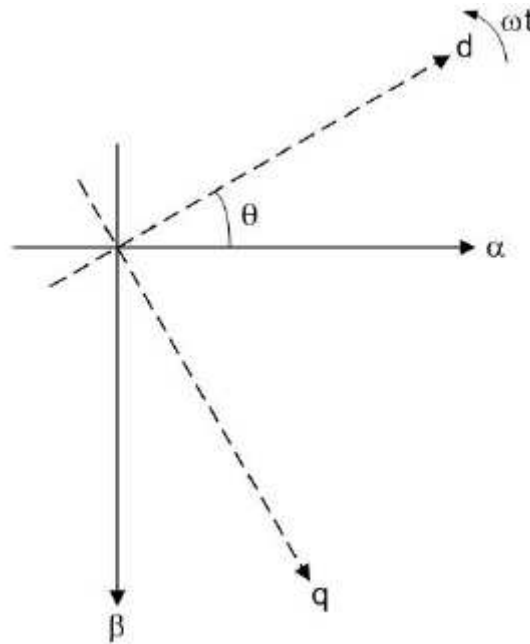


Figura. Marcos.

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix}$$

Figura. Transformación dq.

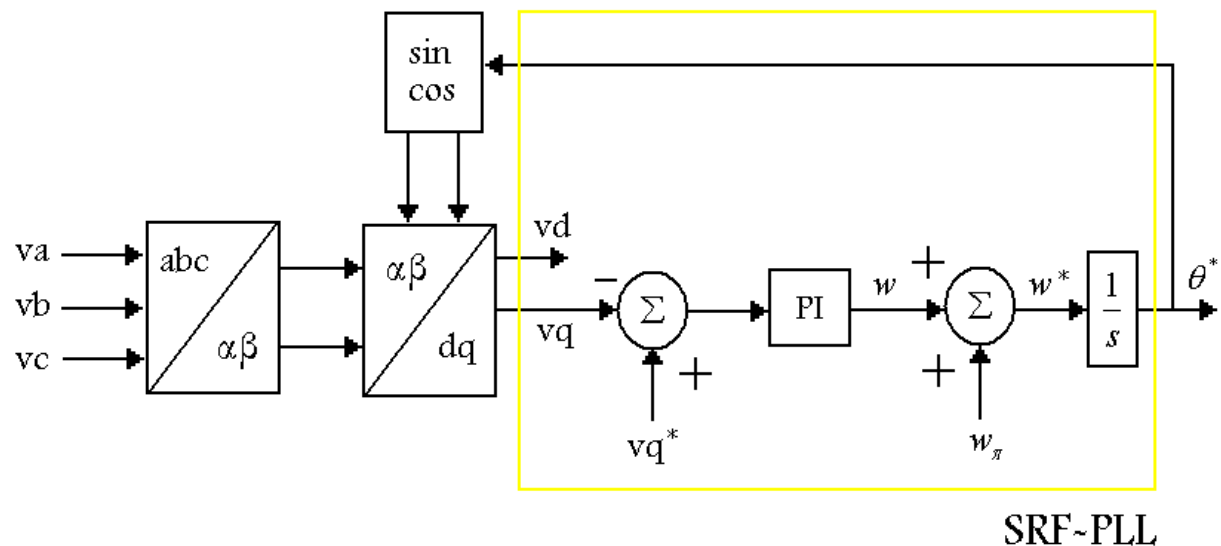


Figura. Esquema SRF-PLL (*Synchronous Reference Frame PLL*). Este esquema es simple y usado en casi todas las técnicas PLL para sistemas trifásicos.

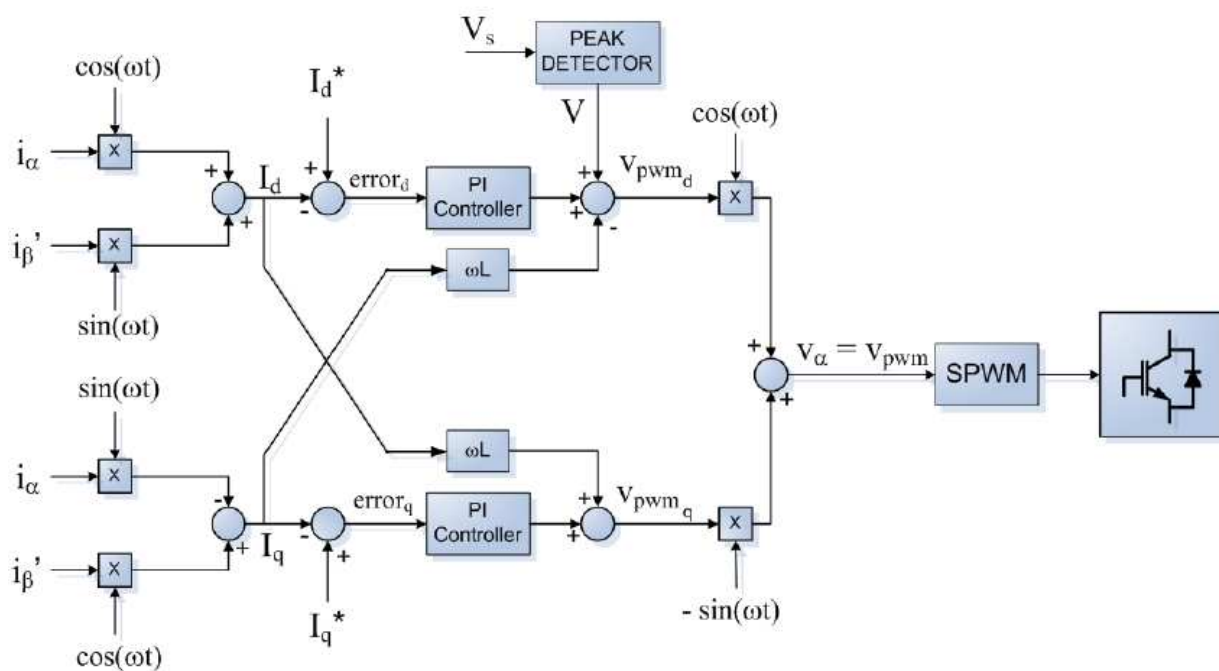


Figura. Diagrama de bloques de control de corriente dq monofásico.

La transformación dq no puede ser aplicada directamente en sistemas monofásicos, porque solo hay una variable. Esta desventaja puede ser resuelta creando una entrada de corriente ficticia.

Este método posee una pequeña ‘zona de no detección’.

El método es efectivo en aplicaciones con múltiples inversores, y requiere un buen compromiso entre la efectividad de la detección en isla, la calidad de la energía eléctrica suministrada, y su influencia en la respuesta transitoria del sistema eléctrico.

NDZ del método activo SMS.

El ángulo de fase de la corriente es controlado como una función de la desviación de la frecuencia del último ciclo, f_{vk-1} , desde la frecuencia fundamental de la red f_g :

$$i_k = \sqrt{2} I \sen(2\pi f_{vk-1} t + \theta_{SMS})$$

$$\theta_{SMS} = \theta_M \cdot \sen\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f - f_g}{f_m - f_g}\right)$$

donde f_m es la frecuencia a la cual sucede el ángulo de fase máximo, θ_M .

Después de la desconexión de la red, la frecuencia del sistema aislado se desviará del valor nominal f_g si:

$$\left. \frac{d\theta_{LOAD}}{df} \right|_{f=f_g} < \left. \frac{d\theta_{SMS}}{df} \right|_{f=f_g}$$

De esta expresión se deriva la siguiente ecuación de diseño:

$$\frac{\theta_{LOAD}}{f_m - f_g} \geq \frac{12 Q_f}{\pi^2}$$

donde Q_f es el valor máximo para el cual la condición de isla ha de ser detectada, y $f_m - f_g$ es tomada normalmente como 3 Hz.

La NDZ del SMS IDM en el espacio Q_f - f_o se obtiene usando el criterio de fase (*phase criteria*), esto es:

$$-\tan^{-1}\left[Q_f\left(\frac{f_o}{f_{is}}-\frac{f_{is}}{f_o}\right)\right]=\theta_M \cdot \text{sen}\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_{is}-f_g}{f_m-f_g}\right)$$

Por tanto,

$$f_o^2 - \frac{f_{is} \cdot \tan(\theta_{SMS}(f_{is}))}{Q_f} \cdot f_o - f_{is}^2 = 0$$

En la siguiente figura se muestra la NDZ resultante de esta ecuación, para diferentes valores de θ_M :

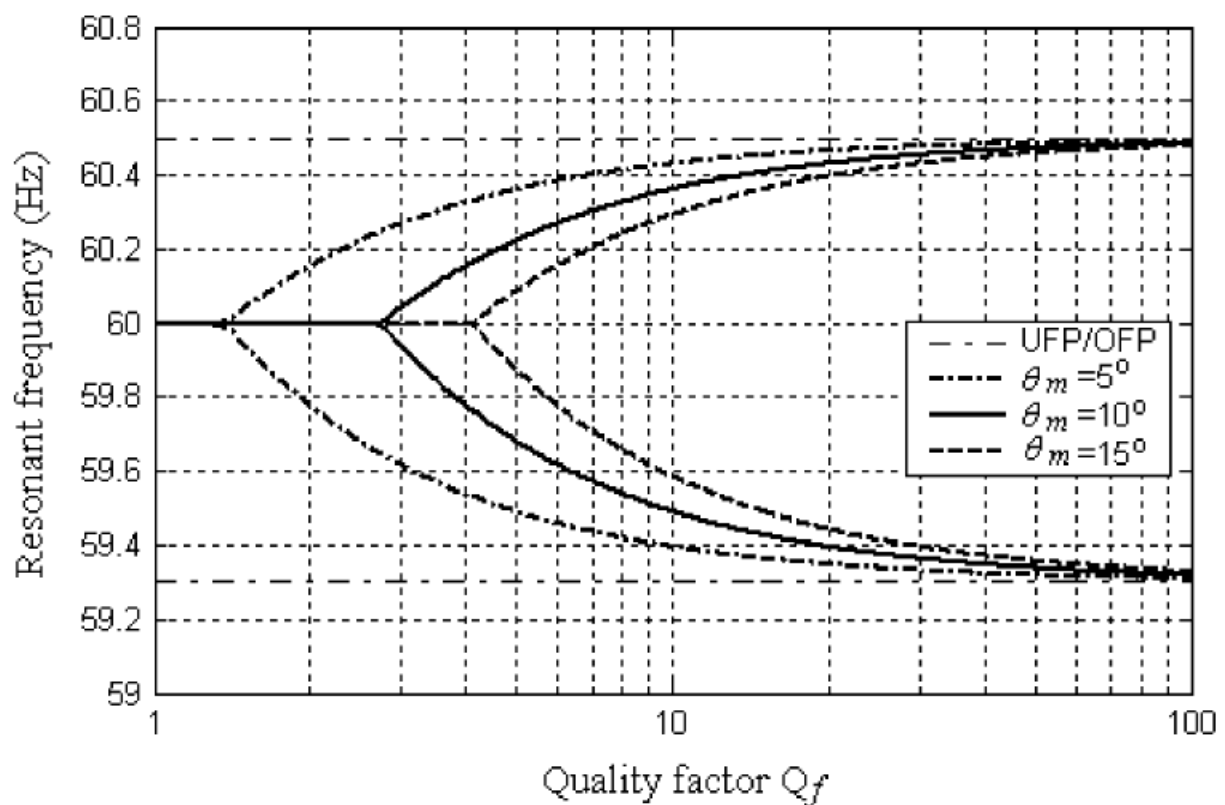


Figura. NDZs de SMS IDM para diferentes θ_M y con $f_m-f_g=3$ Hz.

Puede observarse que la NDZ es nula para $Q_f < 2.5$ cuando $\theta_M = 10^\circ$ y $f_m - f_g = 3$ Hz como especificaciones de diseño. Además, mientras θ_M disminuye, el factor de calidad para el cual el funcionamiento en isla no es detectado decrece. El rendimiento de este método es similar al método pasivo UFP/OFP ($\theta_M = 0^\circ$) para cargas con Q_f elevado.

2.12.2.5 Modificación activa de la frecuencia (*Active Frequency Drift, AFD*).

Este método se basa en subir o bajar la frecuencia de salida del inversor usando retroalimentación positiva para acelerar la frecuencia de la corriente del inversor. Inyectando en el PCC una forma de onda de la corriente que está ligeramente distorsionada cambia la frecuencia de la red. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de la forma de onda de la corriente de salida de un inversor DG que implementa AFD hacia arriba:

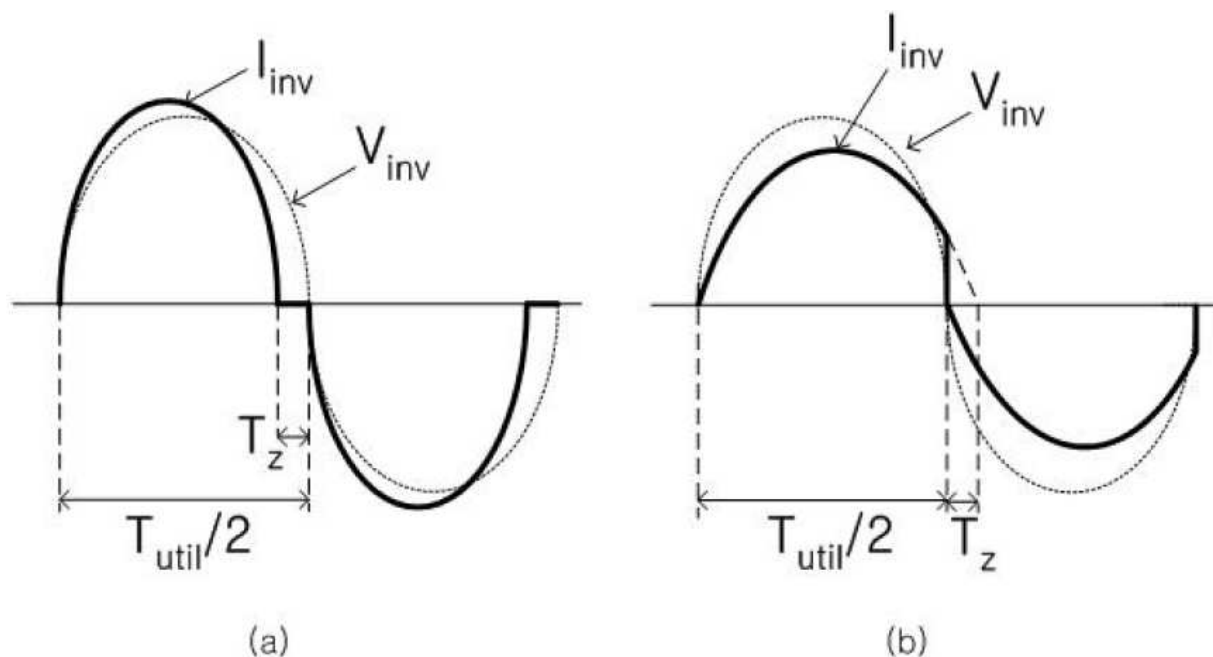


Figura. I_{PV} para AFD (a) hacia arriba (*drift up*) y (b) hacia abajo (*drift down*).

La relación entre el tiempo cero, t_z , y la mitad del periodo de la onda de tensión, $T_{vutil}/2$, se denomina fracción de corte (*chopping fraction, cf*):

$$cf = \frac{2t_z}{T_{vutil}}$$

Este método es fácil de implementar en un inversor DG con un controlador basado en un microprocesador, y puede ser usado en caso de múltiples inversores. Sin embargo, AFD requiere una pequeña degradación de la calidad de onda de salida del inversor DG y posee una NDZ que depende del valor de la fracción de corte.

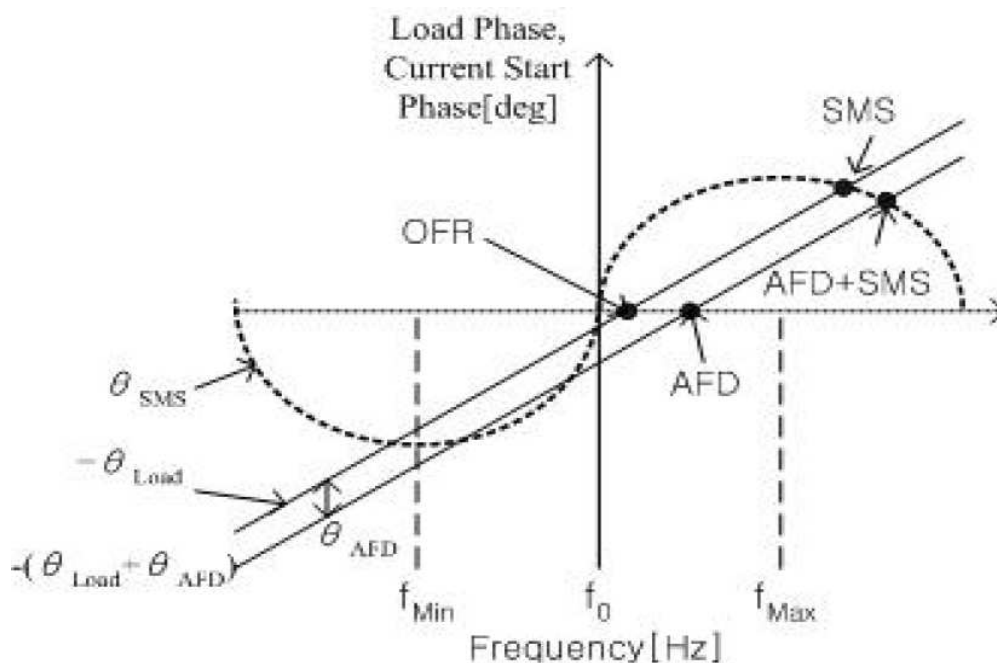


Figura. Punto de operación de OFR (Over Frequency Relay), AFD, SMS, y el método combinado entre AFD y SMS.

NDZ del método activo AFD.

En régimen permanente la magnitud V_{is} y frecuencia f_{is} en un sistema aislado con una carga local RLC pueden ser calculadas desde las siguientes ecuaciones:

$$P_{LOAD,is} = \frac{V_{is}^2}{R}$$

$$Q_{LOAD,is} = \frac{V_{is}^2}{X_{c,g}} \left[\left(\frac{f_o}{f_{is}} \right)^2 - 1 \right] = Q_{inv}$$

donde el subíndice 'is' se refiere a la condición de operación en isla y el subíndice 'g' a la condición de red conectada. Se aprecia de las ecuaciones anteriores que V_{is} depende solo de P_{inv} y R . AFD bajo funcionamiento en isla puede conseguirse variando P_{inv} , pero no es muy práctico porque V_{is} varía con la raíz cuadrada de aquel. Así, una variación significativa de P_{inv} es requerida para la detección de condición en isla de OVP/UMP. Sin embargo, uno puede controlar o modificar f_{is} variando Q_{inv} .

AFD puede ser implementado forzando la frecuencia de la corriente a ser δf (<1.5 Hz) por encima de la frecuencia de la tensión en el ciclo previo ($f_{ik}=f_{vk-1} + \delta f$), y manteniendo la corriente del inversor igual a cero desde el final de su semiciclo negativo hasta el paso por cero de la tensión positiva. Cuando la red eléctrica está conectada, ésta mantiene la frecuencia de la tensión. Cuando no es así, la frecuencia de la tensión en el PCC tiende a aumentar (*drift upward*), alcanzando valores por encima de f_o . En ambos casos, la componente fundamental de la corriente adelanta a la tensión un pequeño ángulo θ_{AFD} .

De esta manera, la corriente en cada ciclo puede expresarse como:

$$i_k = \sqrt{2} I \sin(2\pi(f_{vk-1} + \delta f)t)$$

En régimen permanente y bajo condiciones de funcionamiento en isla, el ángulo de fase del inversor θ_{INV} puede ser aproximado por

$$\frac{t_z / 2}{T_V} = \frac{\theta_{AFC}}{2\pi}$$

donde

$$t_z = \frac{1}{f_V} - \frac{1}{f_i} = \frac{1}{f} - \frac{1}{f + \delta f} = \frac{\delta f}{f(f + \delta f)}$$

El ángulo de fase del inversor para el método de detección en isla AFD es:

$$\theta_{AFC} = \pi \cdot f \cdot t_z = \frac{\pi \cdot \delta f}{f + \delta f}$$

Aplicando el criterio de fase ($\theta_{\text{LOAD}} = \theta_{\text{AFD}}$)

$$-\tan^{-1} \left[Q_f \left(\frac{f_o}{f_{is}} - \frac{f_{is}}{f_o} \right) \right] = \frac{\pi \delta f}{f_{is} + \delta f}$$

Por tanto,

$$f_o^2 - \frac{f_{is} \cdot \tan(\theta_{\text{AFD}}(f_{is}))}{Q_f} \cdot f_o - f_{is}^2 = 0$$

La siguiente figura muestra la NDZ de un AFD IDM (*method detection islanding*) para diferentes valores de δf :

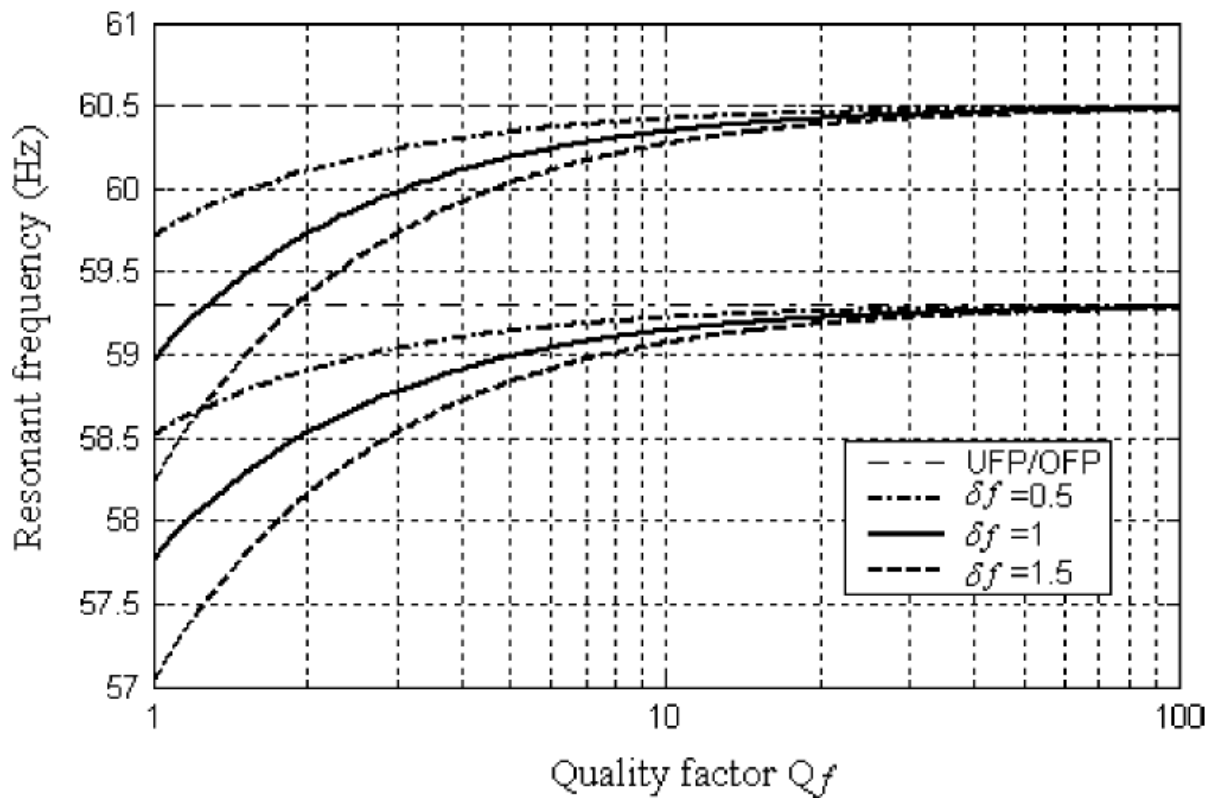


Figura. NDZs de AFD IDM para diferentes valores de δf .

Puede apreciarse, en la figura anterior, que la NDZ se desplaza hacia menores valores de frecuencia de resonancia cuando δf crece. Para $Q_f=2.5$ y $\delta f=0.5$ Hz, el método falla en la detección de funcionamiento en isla para cargas con $58.99 \text{ Hz} \leq f_o \leq 60.19 \text{ Hz}$. Para cargas con factores de calidad por encima de 2.5 este método activo no presenta ninguna mejora con respecto a la protección pasiva UFP/OFP, ya que la capacidad de desplazamiento de la frecuencia es significativamente reducida. Además, para cargas capacitivas ($f_o < 60 \text{ Hz}$) puede incurrir en fallos de detección en isla, como se observa en la figura. Sin embargo, ha de tenerse en cuenta que este método es bastante efectivo para cargas inductivas.

Conviene decir, por otra parte, que bajo estas condiciones de análisis ($\Delta P=0$ y $\Delta Q=0$, $V_{is}=V_g$) el modo de control del inversor, por corriente constante o por potencia constante, no tiene impacto sobre la NDZ.

2.12.2.6 Cambio Sandia de la Frecuencia (*Sandia Frequency Shift, SFS*).

Cambio Sandia de la Frecuencia o Modificación Activa de la Frecuencia con Retroalimentación Positiva se implementa haciendo que la fracción de corte sea una función del error de la frecuencia de la red:

$$cf = cf_0 + k(f - f_g)$$

Donde cf_0 es la fracción de corte cuando no hay un error de frecuencia y k es una ganancia de aceleración. Si la fracción de corte aumenta, la frecuencia del inversor fotovoltaico se incrementa, provocando la actuación del relé de salida del inversor.

Para $cf_0=0.05$, la distorsión armónica total (*Total Harmonic Distortion, THD*) de la corriente del inversor es igual a un 5 % de la frecuencia nominal.

Este método posee una de las más pequeñas zonas de no detección de todos los métodos de detección en isla activos. Además, no pierde efectividad si es empleado por múltiples inversores en isla, y puede ser extremadamente efectivo si es implementado en combinación con el método Cambio Sandia de la Tensión (*Sandia Voltage Shift, SVS*).

Sin embargo, con este método la calidad de la energía eléctrica de salida del inversor DG se reduce ligeramente. También, la forma de onda de referencia puede ser estimulada por ruido o armónicos.

NDZ del método activo SFS.

El principal efecto del segmento de corriente cero es adelantar la componente fundamental de la corriente del inversor con respecto a la tensión en el PCC. El ángulo de fase para el método SFS IDM (θ_{SFS}) puede ser calculado como:

$$\theta_{SFS}(f) = \frac{wt_z}{2} = \frac{\pi cf(f)}{2}$$

La NDZ de SFS IDM en el espacio Q_f - f_o se desprende de la expresión del criterio de fase ($\theta_{LOAD} = \theta_{SFS}$):

$$\tan^{-1} \left[Q_f \left(\frac{f_o}{f_{is}} - \frac{f_{is}}{f_o} \right) \right] = \frac{\pi}{2} \cdot [cf_o + k(f_{is} - f_o)]$$

Por tanto,

$$f_o^2 - \frac{f_{is} \cdot \tan(\theta_{SFS}(f_{is}))}{Q_f} \cdot f_o - f_{is}^2 = 0$$

A continuación se muestra gráficamente el resultado del cálculo de la NDZ del SFS IDM.

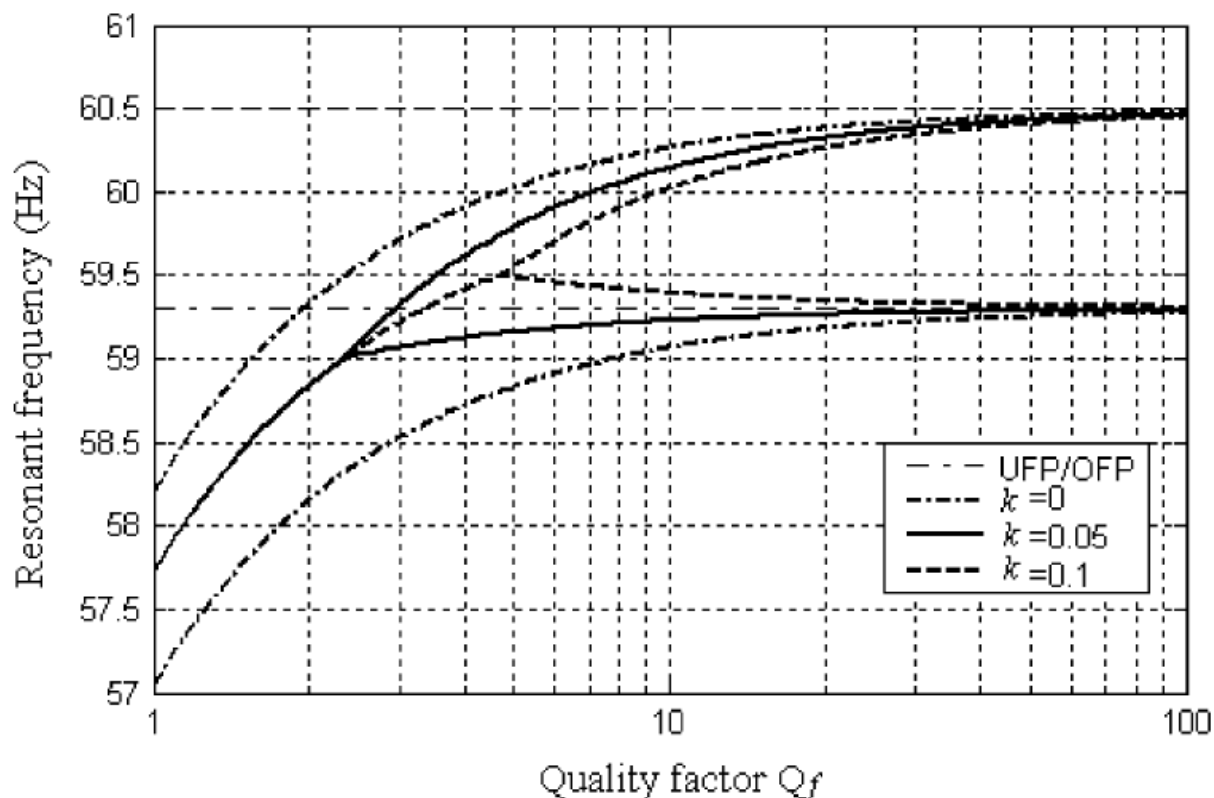


Figura. NDZs de SFS IDM par diferentes valores de k .

Se observa que la NDZ es nula para cargas con $Q_f < 4.8$ cuando $cf_0 = 0.05$ y $k = 0.1$. Por otra parte, a medida que k disminuye, el factor de calidad Q_f para el cual no se detecta el funcionamiento en isla también decrece. Para $k = 0$ este método llega a ser el AFD IDM, donde habrá cargas, mayormente capacitivas, para el cual no será posible la detección del funcionamiento en isla. Finalmente, cabe decir que el rendimiento de este método es similar al método pasivo UFP/OFP para cargas con elevados factores de calidad.

Conviene decir, además, que la NDZ en el espacio $Q_f - f_0$ derivada para un inversor puede ser directamente extendida para el caso de múltiples inversores, si emplean el mismo método activo y se encuentran razonablemente cerca. Sin embargo, uno debería usar un factor de calidad modificado para la carga local ($Q_{f_A\&P}$), que es dado por:

$$Q_{f_A\&P} = \frac{Q_f}{1 - PIDM}$$

2.12.2.7 Salto de frecuencia (*Frequency Jump*).

En este método, se insertan zonas muertas en la forma de onda de la corriente de salida, pero no en cada ciclo. En su lugar, la frecuencia es modificada según un patrón preasignado. Cuando la red eléctrica es desconectada, se detecta el funcionamiento en isla al forzar una desviación de la frecuencia de la tensión en el PCC.

El método es relativamente efectivo en la detección en isla de un solo inversor DG, si el patrón es suficientemente sofisticado. Además, casi no posee zona de no detección. Pierde efectividad, sin embargo, en caso de múltiples inversores, a menos que el patrón de cambio de la frecuencia sea de alguna manera sincronizado entre los diferentes inversores.

2.12.2.8 Disparo de Frecuencia Inestable (*Unstable Frequency Trip*).

Este método se basa en el cálculo de la variación de la frecuencia con respecto del tiempo ciclo a ciclo. El inversor interrumpe su operación si la tasa de cambio de la frecuencia excede un determinado umbral.

Este método complementa el método SFS anteriormente expuesto y puede ser usado en caso de múltiples inversores.

Este método presenta cierta dificultad de implementación debida a la elección del valor umbral. Un ajuste altamente sensible puede provocar molestos disparos de corte de suministro del inversor DG, sin embargo la fiabilidad de detección en isla depende de la correcta elección de este valor umbral.

2.12.2.9 Cambio Sandia de la Tensión (*Sandia Voltage Shift, SVS*).

Cambio Sandia de la Tensión (SVS) aplica retroalimentación positiva a la corriente o regulación de la potencia activa del inversor por lazo de control, para provocar un cambio repentino de la tensión hacia el umbral de detección de UVP/OVP cuando sucede el fenómeno de isla.

Este método es fácil de implementar a partir de un microcontrolador. Implementado junto con SFS, este método presenta una pequeña NDZ.

Como punto débil puede argüirse una pequeña reducción de la calidad de energía eléctrica suministrada. La penetración en el sistema eléctrico de inversores DG que implementan este método debe mantenerse, por ello, baja.

2.12.2.10 Esquemas de frecuencia eléctrica general (*General Electric Frequency Schemes, GEFS*).

Consisten en la inyección de una perturbación en el sistema eléctrico mediante controladores de corriente, en el marco DQ, y monitorizar el impacto de la perturbación en el PCC.

Dos aspectos pueden considerarse de la implementación DQ. Primero, la potencia activa es proporcional al eje D de componentes; segundo, la potencia reactiva es proporcional al eje Q de componentes.

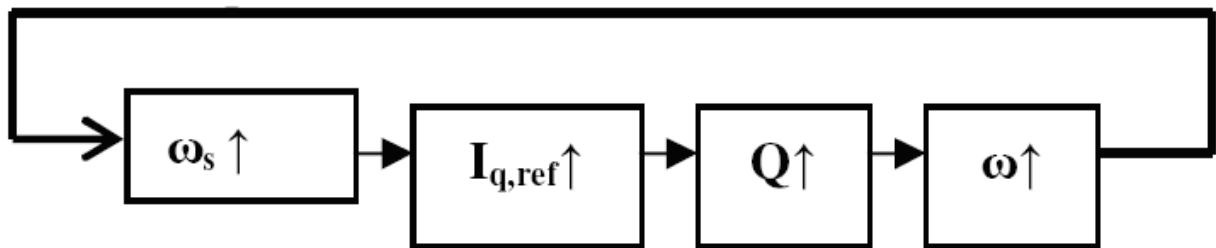


Figura. Retroalimentación en implementación DQ.

Este método es fácil implementar mediante un microprocesador, no posee NDZ, puede ignorarse su impacto en la calidad de la energía eléctrica, tiene un mínimo coste de implementación (solo el código software) y es muy robusto ante las perturbaciones de la red. Sin embargo, la magnitud de la señal perturbadora ha de ser tan pequeña como sea posible, además de cumplir un estrecho margen de frecuencia.

2.12.3 Métodos basados en sistemas de comunicación.

Los métodos basados en sistemas de comunicación se basan en la transferencia de datos desde la red eléctrica al sistema fotovoltaico. De esta manera se determina el cese o continuación del suministro de energía eléctrica por parte de las unidades DG.

2.12.3.1 Comunicaciones en la línea de potencia (*power line carrier communications*).

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de comunicación en la línea de potencia de para detección en isla.

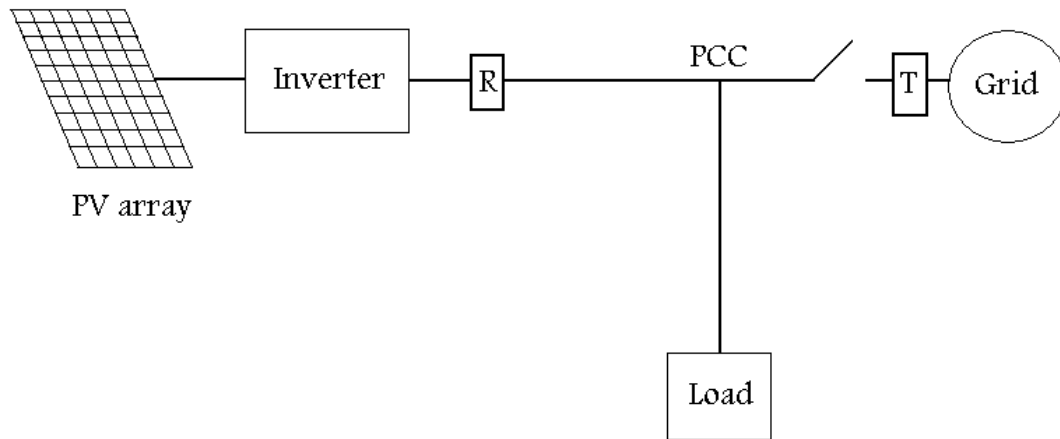


Figura. Configuración del sistema.

Para detectar una isla accidental, se prueba la continuidad de la línea de potencia enviando una señal por el transmisor (T). Cuando la señal PLCC se pierde el receptor (R) puede ordenar el cese de la operación del inversor o inversores, o puede abrir su propio interruptor para aislar la planta fotovoltaica de la carga del PCC.

Puede decirse que este método posee múltiples ventajas: no tiene una NDZ, la calidad de la energía eléctrica suministrada por el inversor DG no está degradada, el número de inversores en el sistema no afecta al rendimiento, y podría ser efectivo en cualquier nivel de penetración de inversores fotovoltaicos en la red. Sin embargo, se ha de considerar el coste del receptor y del transmisor. Además, existe la posibilidad de que una carga replique la señal PLCC siendo ésta la que detecte el dispositivo de detección, no permitiendo detectar la operación anormal en isla.

2.12.3.2 Desconexión por Señal Producida (*Signal Produced by Disconnect*).

Con este método, el interruptor automático de la red eléctrica se equipa con un transmisor, como se ilustra a continuación, el cual envía una señal al inversor fotovoltaico para que cese su operación cuando el interruptor está abierto.

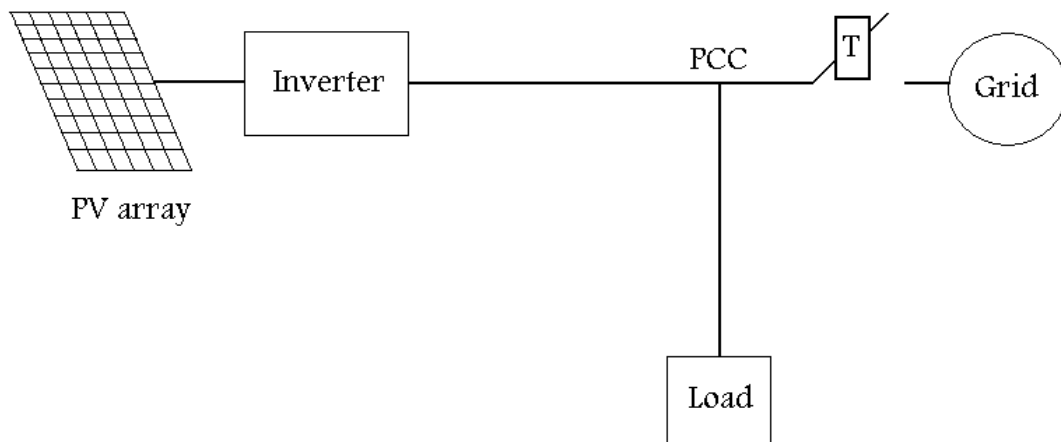


Figura. Configuración del sistema.

De este método cabe destacar la ausencia de zona de no detección y la posibilidad de ser utilizado en caso de múltiples inversores. Por otra parte, cada inversor DG requerirá cierto cableado adicional, aumentando el coste de la instalación y la complejidad del diseño.

2.12.3.3 Adquisición de Datos y Control de Supervisión (*Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA*).

El principio de la Adquisición de Datos y Control de Supervisión consiste en primer lugar en la monitorización de magnitudes del sistema eléctrico de distribución, tales como tensión y frecuencia. Esta información es enviada a través de sistemas de comunicación a una estación central. En el caso de operación en isla accidental de uno o varias unidades de inversores DG, es decir, de que la red haya sido desconectada accidentalmente, y se observe la monitorización de tensión o frecuencia en dicha área, puede considerarse detectado el funcionamiento en isla.

Si el sistema está adecuadamente instrumentado y controlado, puede afirmarse que este método es altamente efectivo para detectar islas accidentales. Además, carece de zona de no detección. El coste de implementación es sin embargo caro, ya que cada inversor DG ha de poseer la instrumentación necesaria para el envío de información a la estación central.

2.12.3.4 Esquema de Transferencia de Disparo (*Transfer Trip Scheme*).

La idea básica del Esquema de Transferencia de Disparo es monitorizar el estado de todos los seccionadores e interruptores automáticos que podrían aislar un sistema DG. Cuando una operación de interrupción produce la desconexión de una subestación, un algoritmo central determina las áreas aisladas. Una señal es entonces enviada para disparar los inversores de las áreas aisladas accidentalmente. La siguiente figura ilustra esta idea:

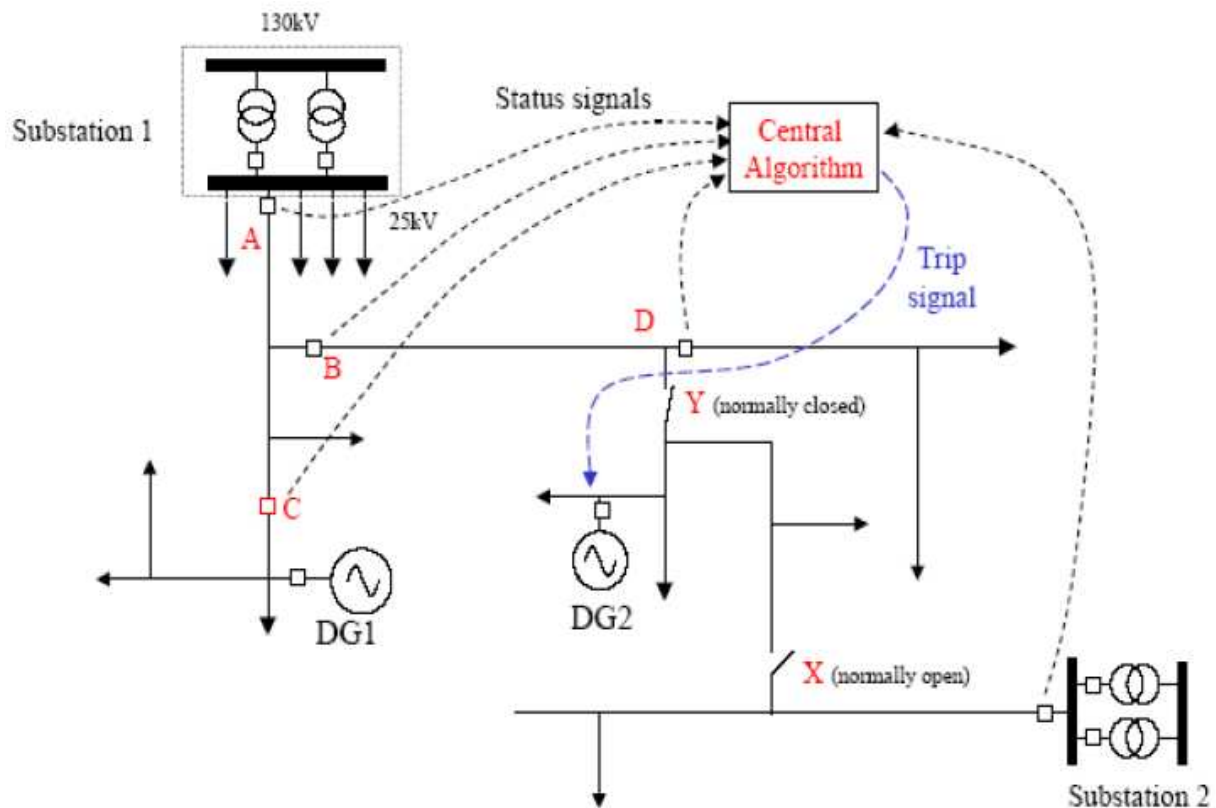


Figura. Esquema de transferencia de disparo.

Las compañías eléctricas poseen años de experiencia con este esquema para varias aplicaciones de protección. Esta nueva aplicación puede ser por tanto fácilmente aceptada. Este método, por otra parte, podría permitir la coordinación de las unidades DG y los recursos de la red eléctrica. El mismo sistema podría ser usado también para la reconexión de los generadores distribuidos una vez clareada la falta.

Su principal desventaja son los costes y potencial complejidad, ya que se hace necesario el empleo de transmisores de señal para todos los posibles puntos de desconexión del sistema. Si hay muchos interruptores automáticos y la topología de la red varía, un esquema de transferencia de disparo puede llegar a ser bastante complicado.

2.12.4 Métodos residentes en la red eléctrica.

Los métodos residentes en la red eléctrica también intentan activamente crear una tensión anormal en el PCC cuando la red eléctrica está desconectada.

2.12.4.1 Inserción de impedancia (*Impedance Insertion*).

Se trata de la conexión de una impedancia de bajo valor, tal como un banco de condensadores, en la subestación de distribución.

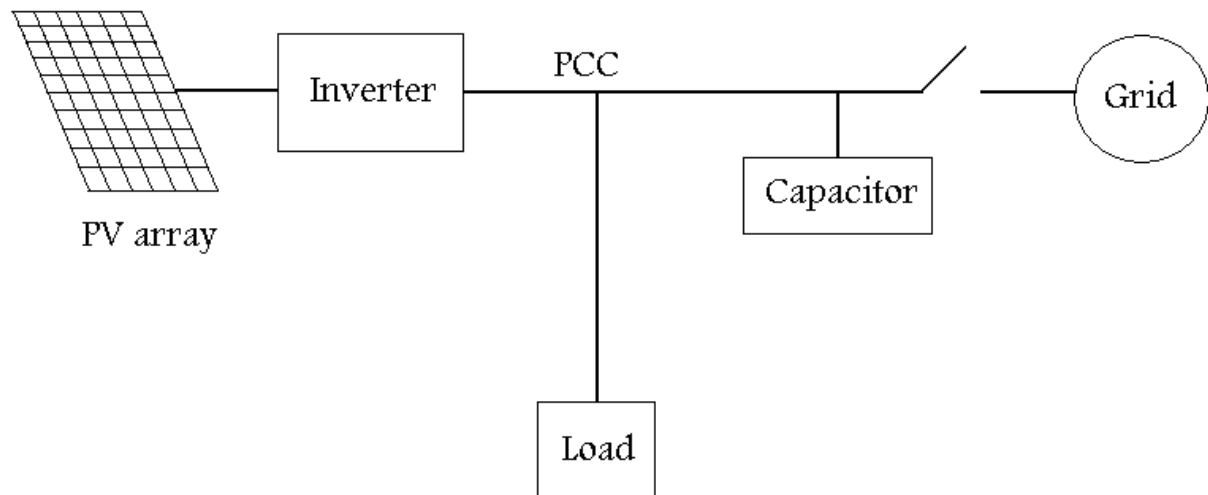


Figura. Configuración del sistema.

Cuando el interruptor automático inicia su apertura la repentina adición de la impedancia desequilibrará el requerimiento de potencia reactiva, disminuyendo de esta manera la frecuencia de la red. El relé de baja frecuencia puede detectar este hecho.

Este método presenta las siguientes ventajas: los bancos de condensadores requeridos están fácilmente disponibles en el mercado, las compañías eléctricas tienen una gran experiencia en ellos, pueden ser usados en caso de múltiples inversores, y no presenta zona de no detección. Por otra parte, no está claro qué parte podría ser responsable del gasto del banco de condensadores.

2.12.5 Métodos híbridos.

Entre los métodos híbridos propuestos en la bibliografía especializada, puede encontrarse la toma de medidas de las señales de tensión e intensidad en el PCC, tal y como era necesario realizar para la detección del fenómeno en isla mediante métodos pasivos, pero, además, se evalúan las componentes de alta frecuencia inyectadas por el inversor fotovoltaico para revelar la condición en isla de un modo similar a como lo hacen los métodos activos.

Un nuevo método propone la operación del inversor como una inductancia virtual, ya que la frecuencia de la tensión de salida del inversor es ligeramente superior a la frecuencia de la red. Cuando se produce un corte de suministro de energía eléctrica en la red, la amplitud o la frecuencia de la tensión en la carga cambia. El funcionamiento en isla de la unidad DG se asocia a este cambio, y la condición de operación en isla puede ser detectada.

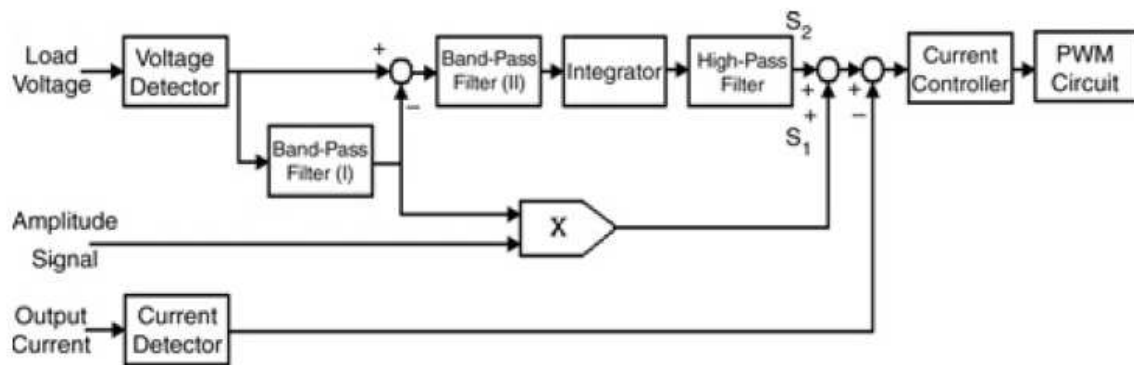


Figura. Diagrama de bloques de control del método de detección en isla basado en inductancia virtual.

El inversor es controlado en modo corriente. Se dispone así de dos componentes de intensidad. En cuanto al suministro de potencia activa, una componente de corriente se controla para que permanezca en fase con la tensión de la red. Para actuar como una inductancia virtual, la otra componente de corriente ha de ser proporcional a la integración de la tensión a una frecuencia ligeramente superior a la frecuencia fundamental.

La señal S_1 determina la cantidad de potencia activa suministrada por la unidad DG. El filtro paso-bajo (I) es usado para extraer la componente fundamental de la tensión de la carga. La amplitud de la señal depende de la energía generada por la fuente DC.

La señal S_2 es empleada para controlar el inversor conectado a red como una inductancia virtual. La frecuencia de operación de la inductancia virtual es ligeramente superior a la frecuencia fundamental de la red.

El filtro pasa-banda (II) posee una estrecha banda de paso, y está sintonizado a una frecuencia ligeramente superior a la frecuencia fundamental. Ya que la corriente de la inductancia es proporcional a la integración de la tensión, la salida de este filtro es enviada al integrador. El filtro paso alto es empleado para bloquear la componente de continua generada por el inversor.

Bajo condiciones normales de operación, S_2 es muy pequeña (casi cero). En este caso, el sistema de generación eléctrica distribuida suministra solo potencia activa. Sin embargo, la operación de inductancia virtual proporcionará una retroalimentación positiva. Así, en caso de funcionamiento en isla, provocará un cambio en la potencia reactiva general del sistema, incrementándose con el tiempo. Se consigue así un cambio significativo en la amplitud de la tensión en la carga. Ambos fenómenos, una variación en la amplitud y la frecuencia de la tensión en la carga, pueden ser detectados como condición de funcionamiento en isla.

También se ha presentado un método basado en un marco de referencia síncrono (DQ0) lazo fase-ancrada (PLL) para implementar un esquema de detección en isla cuasi-activo. Esta técnica permite un incremento del rendimiento de detección pasiva y la eliminación de zonas de no detección.

Debido a la dificultad de elección de la ganancia de retroalimentación positiva de los métodos SMS, AFD y SFS, un nuevo método que combina detección pasiva y activa se ha expuesto. En él, se usa un índice de covarianza como indicador pasivo para poner en marcha el método de detección en isla activo.

El concepto de ‘gen escondido’ (*hidden gene*) se ha introducido para combinar los méritos de los métodos pasivos y activos. Un filtro de media móvil es introducido en el controlador de modulación de frecuencia como un gen escondido, cuyo efecto no será perceptible en una situación de red eléctrica conectada. Sin embargo, la condición de operación en isla provocará que el gen escondido se exprese distintivamente, proporcionando un marcado indicador de isla.

Por último, pondremos de manifiesto la existencia de un método basado en retroalimentación positiva (técnica activa) y desequilibrio de tensión (técnica pasiva). Ello requiere la monitorización de las tensiones trifásicas. Si el desequilibrio de tensión (VU) se encuentra por encima de un cierto valor umbral, se modifica la frecuencia de salida del inversor DG. La frecuencia del sistema cambiará si la unidad DG ha sido aislada.

2.13 Factores de pérdidas energéticas.

Un sistema con un generador FV de potencia nominal 1 kWp instalado con una orientación y en una localidad tal que reciba una irradiación anual de 1800 kWh/m² produciría en ausencia de pérdidas 1800 kWh. La experiencia muestra que la energía inyectada a la red es sensiblemente inferior. Esta disminución puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas.

2.13.1 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$. Lamentablemente la potencia de cada uno de los módulos FV se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante.

2.13.2 Pérdidas de mismatch o de conexionado.

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto es debido a que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo.

Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada de potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos de 'bypass'.

2.13.3 Pérdidas por polvo y suciedad.

Tienen su origen en la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

2.13.4 Pérdidas angulares y espectrales.

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida: 1000 W/m² de irradiancia, 25 °C de temperatura de célula, una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación.

El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0 ° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son especialmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral).

2.13.5 Pérdidas por efecto Joule en el cableado.

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

2.13.6 Pérdidas por temperatura.

Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4 % por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento, y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior.

Esto implica que a igualdad de irradiación solar incidente, un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

2.13.7 Pérdidas por rendimiento del inversor DC/AC.

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.

Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV.

2.13.8 Pérdidas por rendimiento del MPPT del generador fotovoltaico.

El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV. Este punto de máxima potencia cambia con la irradiancia y la temperatura. Los algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes.

Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva I-V y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia.

2.13.9 Pérdidas por sombreado del generador FV.

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que, a veces, es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

2.13.10 Otras pérdidas.

Paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, así como de otros componentes del sistema fotovoltaico.