

CETENMA

Centro Tecnológico
de la Energía y del
Medio Ambiente



Fundación
Desarrollo
Sostenible



GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA

POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTAS EN LA REGIÓN DE MURCIA

Documento	ENER 05-12	Fecha	JUNIO DE 2012
Cliente	Asociación Empresarial de Energías Renovables y Ahorro Energético de Murcia (AREMUR)		
Domicilio	C/. del Metal nº 4, 30009 MURCIA		

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN	6
1.1 Motivación	6
1.2 Objetivo	7
2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA. ANTECEDENTES Y ESTADO DEL ARTE	8
2.1 Introducción.....	8
2.2 Definición	11
2.3 Tecnologías de GD.....	13
2.3.1 Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles.....	14
2.3.2 Turbinas de Gas	15
2.3.3 Microturbinas a gas	16
2.3.4 Microturbina hidráulica.....	17
2.3.5 Pilas de combustible	18
2.3.6 Generadores eólicos.....	19
2.3.7 Energía Solar Fotovoltaica.....	20
2.3.8 Resumen	24
2.4 Ventajas de la Generación Distribuida.....	25
2.4.1 Ventajas.....	25
2.4.2 Barreras al desarrollo.....	29
3 Situación actual en GD	32
3.1 GD en España.....	33

3.2	<i>GD en Región de Murcia</i>	42
4	Energía fotovoltaica en sistemas de GD	46
4.1	<i>A nivel internacional</i>	46
4.2	<i>Europa</i>	47
4.3	<i>España</i>	49
4.4	<i>Región de Murcia</i>	55
5	EVOLUCIÓN REGULATORIA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO	58
6	AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO	64
6.1	<i>Paridad de red</i>	64
6.1.1	<i>Cálculo de llegada de la paridad de red</i>	66
6.2	<i>El autoconsumo por Balance Neto. Definición</i>	71
6.3	<i>Experiencias anteriores</i>	74
6.3.1	<i>Mercados de referencia: Políticas internacionales existentes en la actualidad de GD</i>	75
6.3.2	<i>Resumen y conclusiones</i>	94
7	NORMATIVA SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	97
7.1	<i>Contexto Europeo</i>	97
7.2	<i>Contexto Nacional</i>	99
8	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA EN LA REGIÓN DE MURCIA	106
8.1	<i>Potencial físico</i>	106
8.2	<i>Potencial geográfico</i>	108
8.3	<i>Potencial técnico</i>	112
8.4	<i>Estimación de potencial físico</i>	115

8.5	<i>Estimación de la superficie de cubiertas disponibles</i>	116
8.6	<i>Estimación de la producción fotovoltaica sobre cubierta</i>	118
8.6.1	Instalación con estructura fija	119
8.6.2	Instalación con seguidor solar en un eje	126
9	Impacto socioeconómico y medioambiental	134
9.1	<i>Impacto socioeconómico</i>	134
9.1.1	Instalación Fija	135
9.1.2	Instalación con seguidor solar en un eje	139
9.2	<i>Impacto medioambiental</i>	143
1.1.1	Instalación Fija	144
1.1.2	Instalación con seguidor solar en un eje	145
10	CONCLUSIONES	147
11	BIBLIOGRAFÍA	150

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El pasado 8 de Diciembre de 2011, el Consejo de Ministros aprueba el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Este RD que traspone a nuestra legislación parte de la Directiva Europea 2009/28/CE, relativa al fomento de las de energías renovables (EERR), se suma a la ya existente en este capítulo y tiene como finalidad simplificar la tramitación exigida para acelerar la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de pequeño tamaño regulando las condiciones administrativas y técnicas básicas para la conexión de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración de pequeña potencia.

Con estas medidas, se pretende el desarrollo de la generación distribuida (GD), que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Del mismo modo, en este RD se anuncia una próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor, para su propio consumo, que incentivará el **autoconsumo**.

Tradicionalmente, el concepto de autoconsumo o consumo propio de energía eléctrica (consumo por la misma persona física o jurídica que genera la energía) se ha venido aplicando en instalaciones de cogeneración, dentro del régimen especial de producción de energía eléctrica.

Ya en 2009, según datos estimados por IDAE, alrededor del 30% de la energía eléctrica generada por los equipos de cogeneración es consumida por los centros de consumo asociados a las centrales, lo que significa que en torno a 9.240 GWh se utilizan para autoconsumo.

Actualmente, otras tecnologías diferentes de la cogeneración, podrían estar en condiciones de suministrar energía eléctrica para autoconsumo de una manera competitiva, según el recurso disponible y coste de instalación.

Una de estas tecnologías que se puede expandir como GD modular, es la energía solar fotovoltaica (FV) conectada a la red. La energía FV presenta una naturaleza distribuida, que sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que su aparición en el consumo del usuario final sea muy factible.

Este hecho, junto con la reciente entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012, que ha supuesto la paralización, por tiempo indefinido, del sistema de fomento de las EERR existente hasta la fecha en España (basado en tarifas de inyección a red), ha despertado el interés por este concepto de consumidores eléctricos y, por tanto, de instaladores y promotores.

Dentro de este ámbito, la Asociación de Empresas de EERR de la Región de Murcia (AREMUR), encarga al Centro Tecnológico de Energía y Medio Ambiente (CETENMA) y a la Fundación Desarrollo Sostenible (FDS), la preparación de este informe, donde se pretende realizar una estimación del potencial de implantación de la energía solar fotovoltaica integrada sobre cubierta.

Desde el punto de vista de la Región de Murcia, dados los elevados niveles de irradiación que presenta, se ha considerado que una de las EERR de mayor potencial de implantación es la energía solar FV integrada sobre cubierta.

1.2 Objetivo

El objeto final del trabajo propuesto es la realización de un estudio que permita estimar el potencial de implantación de GD, en la Región de Murcia, mediante sistemas de generación FV integrados sobre cubiertas existentes.

Partiendo de la estimación realizada se valorará su impacto desde el punto de vista técnico, económico y social. Adicionalmente, se ha realizado un estudio del estado del arte de sistemas de generación.

2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA. ANTECEDENTES Y ESTADO DEL ARTE

2.1 Introducción

El propósito del Sistema de Energía Eléctrica (SEE) es generar energía eléctrica y entregarla a los usuarios. Este sistema, bastante complejo, está formado por un conjunto de varios componentes diferentes y se pueden dividir en los subsistemas principales de: generación de energía eléctrica, transporte, distribución y utilización.

Estos subsistemas operan a diferentes niveles de tensión y, por lo tanto, las líneas que los unen necesitan transformadores o subestaciones de transformación, donde el nivel de voltaje se cambia y, en consecuencia, se ajusta al nivel deseado; La concepción tradicional de un SEE, tal como se muestra en la [Ilustración 1](#), viene dado por las siguientes etapas en el esquema de flujos de energía:

- Nivel 1: Generación
- Nivel 2: Transmisión
- Nivel 3: Distribución
- Nivel 4: Consumo o utilización

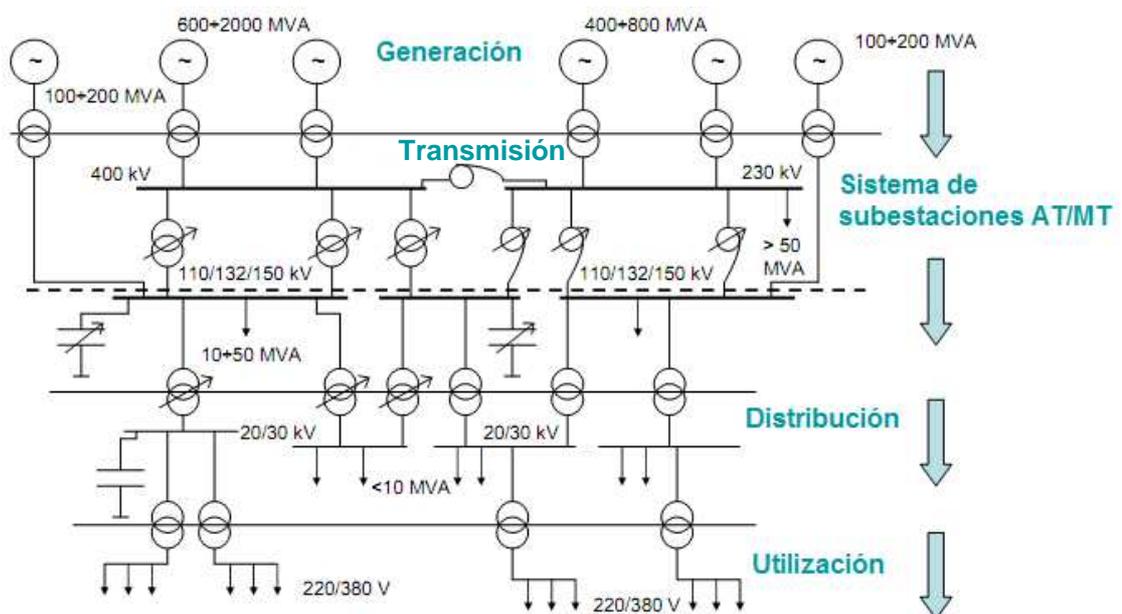


Ilustración 1.- Detalle de un sistema tradicional de energía eléctrica

Este esquema de flujo de energía y abastecimiento de la demanda eléctrica surge, principalmente, por el hecho de la existencia de economías de escala en el nivel de generación derivadas del crecimiento de la eficiencia con el aumento de la potencia de los generadores.

Estas economías de escala han fundamentado, durante largo tiempo, la estructura actual de los SEE, pues al ser más conveniente desde un punto de vista económico, se había dejado de lado las antiguas tendencias de tener pequeñas unidades de generación cercanas a los puntos de consumo.

Con el paso del tiempo, se han producido nuevos panoramas dentro del mundo económico y de la industria eléctrica. El crecimiento del mercado eléctrico, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso tecnológico acelerado han hecho que el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación disminuya, en relación al tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada. En esta situación, surgen condiciones en el sector de la generación, para que su desarrollo pase a ser coordinado por el mercado. A esto, se suma el énfasis generalizado de promover la competencia en el mercado de generación, en particular, en el suministro de grandes consumidores.

Es esta nueva situación a la que apuntan todos los procesos de desregulación, que se están dando en el mundo, con mayor o menor velocidad.

Con el paso del tiempo y gracias al desarrollo tecnológico, se han producido importantes variaciones en los costes de generación, especialmente, en centrales térmicas en el periodo de 1930-1990, tal como se muestra en la [Ilustración 2](#).

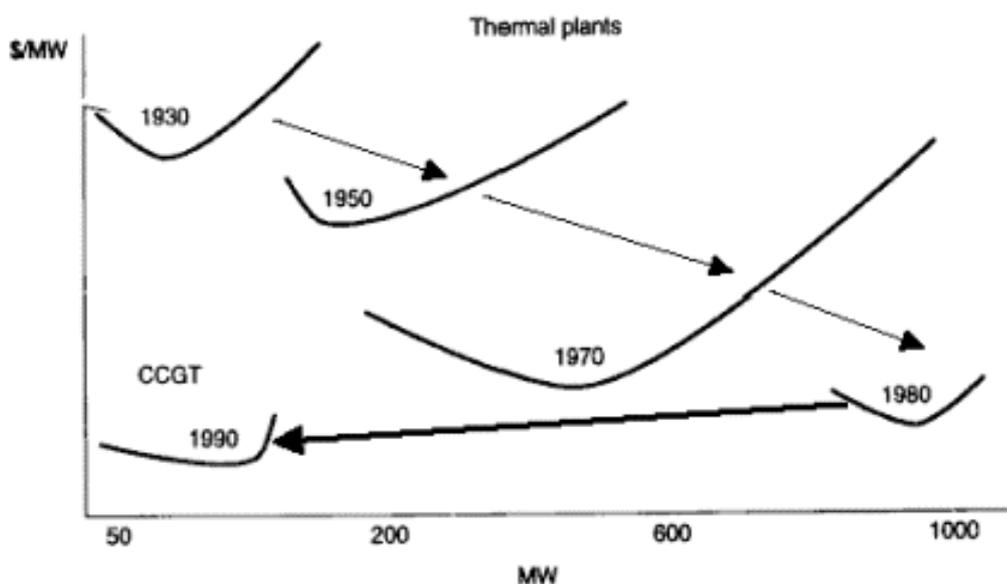


Ilustración 2.- Evolución de curvas de plantas generadoras frente a potencia en centrales térmicas. 1930-1990

La **Ilustración 2** confirma que la evolución histórica hacia la instalación de grandes generadores se basa en que, desde la década de los 30 hasta fines de la década de los 80, existe una clara tendencia a un aumento de la potencia de los generadores para la obtención de un mínimo coste por MW generado.

Sin embargo, desde la década de los 90, los avances en las tecnologías de generación a gas han hecho que el coste mínimo, por unidad de potencia generada, se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada, que las enormes centrales que sustentaban el esquema tradicional del SEE.

Junto con el antecedente de los costes, se agrega el hecho de que muchas tecnologías no producen cambios importantes en la eficiencia al tener generadores de menor potencia.

Esto último era, justamente, lo que no sucedía en el pasado, donde había una importante pérdida de eficiencia al hacer uso de generadores pequeños, con el acarreo de pérdidas económicas adicionales, que hacían en ese entonces aún más justificable el uso de grandes generadores.

Adicionalmente, y debido al tamaño menor de los nuevos generadores, no es necesario hacer grandes inversiones en los sistemas de transmisión, por la clara

posibilidad de conectarse directamente en el nivel de distribución; en otras palabras, generar directamente donde es necesario el consumo de energía.

Este concepto es lo que actualmente conlleva un cambio de la topología de los circuitos eléctricos de los SEE, conocido como Generación Distribuida o GD.

En esta nueva concepción de la industria eléctrica, la generación no es exclusiva del Nivel 1 y el flujo de potencia no es unidireccional como en la [Ilustración 1](#). Por el contrario, se presenta un esquema como el detallado en la [Ilustración 3](#).

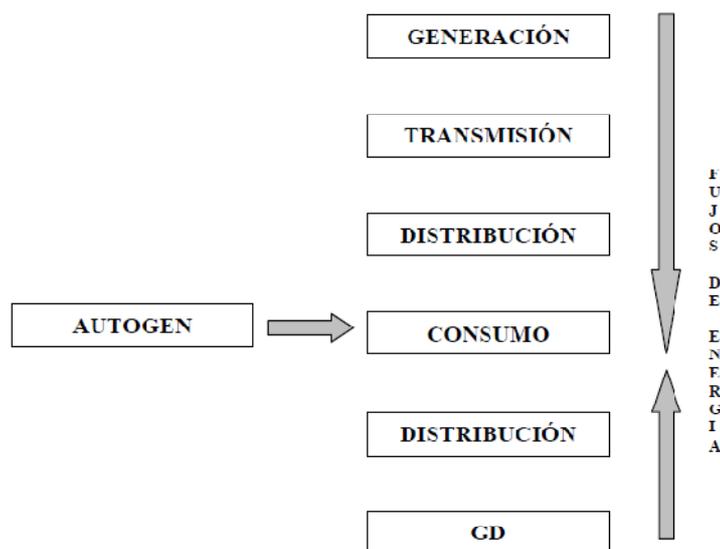


Ilustración 3.- Nueva concepción de la industria eléctrica

En este nuevo esquema, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante GD. Se diferencia, en el esquema, la autogeneración de energía, es decir, aquellos casos donde un consumidor produce energía eléctrica para sí mismo, aunque puede ser considerado, también, GD.

2.2 Definición

No existe aún una definición genérica y totalmente consensuada para la GD. En las publicaciones existentes al respecto, las definiciones de GD guardan similitud pero no son únicas y difieren en algunos aspectos. Además, para el mismo tipo de generación se emplean diferentes términos, por ejemplo, generación incrustada, generación dispersa, generación descentralizada, etc.

A continuación, se exponen algunas de las definiciones que se encuentran en la bibliografía consultada:

- El Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE) define la GD como todos los generadores con una capacidad máxima entre 50 MW a 100 MW, conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada. Esto último, implica que la GD no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte. Por tanto, no considera GD a los generadores instalados por las compañías eléctricas y que son despachados por el operador de la red eléctrica de transporte [38].
- La Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency), en 2002, la define como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución, en baja tensión [40]. Asimismo se asocia a tecnologías como motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar FV.
- La definición de GD más consensuada es la de Ackermann y colaboradores [39]. Estos autores proponen una definición de GD según su propósito, ubicación, potencia, tecnología, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la GD.

Sin embargo, los aspectos considerados más relevantes son el propósito de la GD y la ubicación, proponiéndose la siguiente definición: ***“GD es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores”***.

La distinción entre red de distribución y red de transporte la dejan supeditada a lo establecido legalmente en cada país.

En general, y teniendo en cuenta aspectos regulatorios para el sector eléctrico español, se puede decir que en **España** se entiende por GD [40]:

- Pequeña potencia y ubicación en puntos cercanos al consumo.
- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida (“técnicamente”) por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución.
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.
- La GD no controlada se considera aquella de potencia menor o igual a 10 MW.

En España, puede “asimilarse” la GD al Régimen Especial (RE) [40].

A nivel Europeo y, sobre todo, de Estados Unidos, casi tanto como el concepto de GD, se utiliza el concepto Recurso de Energía Distribuida (Distributed Energy Resource, DER, en inglés) que agrupa tanto la GD como el almacenamiento de Energía [14].

2.3 Tecnologías de GD

A continuación, se realiza una breve descripción de las distintas tecnologías más empleadas asociadas al concepto de GD.

Cabe destacar, que la tecnología en sí no puede ser considerada como GD, sino que sólo pasan a ser parte del concepto cuando se acoplan a la red de distribución.

Las tecnologías de generación se pueden dividir en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas de gas.

Las segundas se refieren a las EERR, como la minihidráulica, eólica, pila de combustible y la solar fotovoltaica.

2.3.1 Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles

Estos motores corresponden a una tecnología, comúnmente, utilizada para GD; en este tipo de generación, se utilizan esencialmente dos tipos de motores: los motores de gas natural y los generadores de diesel.

Existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20.000 kW; emplean diesel, gasóleo o gas natural; alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; la temperatura de gases de combustión es de 400°C; tienen un bajo costo de inversión de capital, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles, crecimiento modular, rango de operación alto, capacidad de partida rápida, conversión eléctrica relativamente elevada y una alta confiabilidad de su funcionamiento.

El equipo de generación típico tiene una potencia de 1 MW.

Su principal desventaja son las altas emisiones de NO_x, y tienen altas expectativas de alcanzar un 50% de rendimiento, para el año 2010. En la [Ilustración 4](#), se muestra un motor alternativo.



Ilustración 4.- Detalle de Motor diesel. Fuente: Guascor

Cabe destacar que, los motores y turbinas de combustión interna se interconectan a la red de distribución mediante generadores síncronos.

2.3.2 Turbinas de Gas

Las turbinas de gas han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad, esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD.

Las turbinas de gas o, a veces, denominadas turbinas de gas de ciclo abierto, debido a su hermano mayor de ciclo combinado, se basan en el Ciclo de Rankine.

El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas licuado de petróleo (GLP) o diesel. Sus capacidades van de 265 kW a 50.000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo coste de inversión, un tiempo de arranque corto (10 minutos) y requieren un mínimo de espacio físico.

Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.



Ilustración 5.- Turbina de gas de 4,6 MW. Leche Pascual (izquierda) y turbina de gas de 3,8 MW. Papelera del Oria

El coste de mantenimiento es un poco inferior al de los motores de combustión y alcanzan eficiencias máximas cercanas al 35%. Destaca su limpieza de funcionamiento, pues las emisiones son algo inferiores a los motores.

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia.

2.3.3 Microturbinas a gas

Son turbinas de combustión con potencias desarrolladas a partir de la tecnología de turbosoplantes de la industria automovilística y los pequeños turborreactores de la industria aeronáutica.

Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente, montados en un único eje. Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y una menor emisión de ruidos y emisiones que una turbina de gas. Su principal desventaja es su alto coste.

En la [Ilustración 6](#), se muestra una microturbina empleada en una EDAR, para quemar el biogás generado en la digestión de lodos, procedentes del proceso de depuración de agua residual, cogenerando calor y electricidad.



Ilustración 6.- Microturbina Capstone

Sus principales características son: rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad; frecuencia de 1.600 Hz; mantenimiento mínimo; sus unidades ocupan muy poco espacio; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40.000 a 75.000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano, y biomasa.

Esta tecnología permite reducir la emisión de contaminantes: 9 ppm de NO_x, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.

2.3.4 Microturbina hidráulica

La forma más común de hidroelectricidad consiste en el aprovechamiento de la energía potencial al embalsar un río. Gracias a la diferencia de alturas, se tiene agua a alta presión, que es conducida hacia una turbina hidráulica desarrollando en la misma un movimiento giratorio, que acciona un alternador donde se genera una corriente eléctrica.

Todas las plantas hidroeléctricas utilizan el agua pluvial como recurso renovable, sin embargo, la construcción de grandes plantas hidroeléctricas, las que tienen una cortina de más de 15 m de altura, por lo general generan serios impactos ambientales y sociales debido a la gran superficie que ocupa el embalse y a la necesidad de reubicar a la población desplazada.

Debido a estos inconvenientes ambientales y a los altos costos que implica el mitigar esos impactos la generación con grandes centrales hidroeléctricas es una opción a la que, cada vez, se recurre menos.

En cambio, las pequeñas centrales hidroeléctricas, debido a su menor tamaño, generan menos impactos ambientales y dado a sus beneficios sociales, que incluye la prevención de inundaciones, la disponibilidad de agua para riego y uso doméstico, usualmente, tienen una mejor aceptación social.

Según la capacidad instalada, la generación a pequeña escala se divide en pequeñas centrales hidroeléctricas (mayores a 5 MW y menores a 30 MW), minihidroeléctricas (entre 1 y 5 MW) y microhidroeléctricas (menores a 1 MW).

En el caso concreto de la microturbina hidráulica, se distinguen por ser de baja potencia, inferiores a 1 MW.

Sus beneficios son la poca contaminación ambiental, su nivel de mantenimiento mínimo y su rendimiento superior al de las demás tecnologías de GD.

2.3.5 Pilas de combustible

La definición más congruente sobre de las pilas de combustible es que es un dispositivo capaz de convertir la energía química, directamente, en energía eléctrica. Se basan en una reacción química en la que a partir de hidrógeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad.

Su funcionamiento es parecido al de una pila convencional, con dos electrodos y un electrolito conductor de iones. Al ánodo llega el combustible, el hidrógeno, donde pierde un electrón, gracias a la colaboración de un catalizador que dopa el electrodo. De esta manera, el ión H⁺ resultante inicia su migración a través del electrolito hacia el cátodo, donde se combina con el oxígeno, allí presente, para formar agua y, en una reacción exotérmica generar, adicionalmente, calor.

Las pilas de combustible se pueden considerar como motores compactos, que utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad sobre la base de reacciones químicas. Poseen una eficiencia de conversión muy alta comparadas con tecnologías convencionales (35%-65%). Su eficiencia limita las emisiones de CO₂, no hay contribución al efecto invernadero y permite una gran seguridad de suministro.

A diferencia de las baterías, donde el “combustible” es interno (por lo que hay que proceder periódicamente a su recarga), en la pila se suministra desde una fuente externa. En este sentido, la pila de combustible puede funcionar de modo continuo e ininterrumpido.

El combustible básico para la pila es el hidrógeno. Para poder aportar este combustible, normalmente se procede al reformado de algún combustible de origen fósil, generalmente el gas natural. En la [Ilustración 7](#), se muestra una celda de combustible.

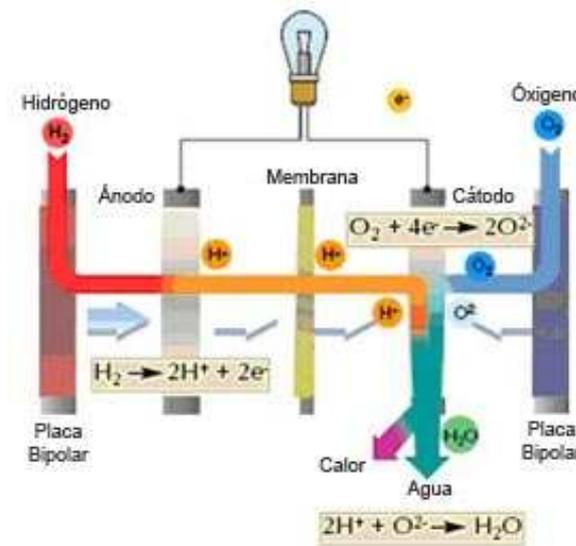


Ilustración 7.- Esquema de funcionamiento de una célula de combustible

2.3.6 Generadores eólicos

Esta tecnología de GD usa la energía eólica y la transforma en energía eléctrica. La potencia de dichos equipos se sitúa, en la actualidad, en rangos que van desde unos 30 kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%, con el crecimiento más rápido como parte del suministro mundial de electricidad.

Las estadísticas anuales del mercado, publicadas por el Consejo Mundial de Energía Eólica (Global Wind Energy Council – GWEC), muestran que la industria eólica instala poco más de 41.000 MW nuevos de energía eólica en el año 2011, con lo que la capacidad total instalada a nivel mundial supera los **238.000 MW a finales de 2011**. Hoy en día, alrededor de 75 países de todo el mundo tienen instalaciones comerciales de energía eólica, con 22 de ellos sobrepasando el nivel de 1 GW [41].

El potencial del viento es, algunas veces, considerado como GD, debido al tamaño y localización de algunos parques eólicos, adecuados para la conexión con las tensiones de distribución. La **Ilustración 8** muestra un ejemplo de generador eólico.



Ilustración 8.- Aerogenerador de 6 kW. Fuente: LABEN-TECNALIA

Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica de las palas en energía eléctrica, una mediante generador síncrono y la otra con generador asíncrono. La tendencia actual va hacia generadores asíncronos controlados por convertidores de pulsos (generadores doblemente alimentados). La conexión a la red de distribución se realiza mediante generadores de inducción o en su defecto por vía de inversores.

Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de energía reactiva. Esta opción es muy útil cuando el equipo generador se conecta a redes débiles, donde una fuerte inyección de potencia puede elevar la tensión del punto de conexión a valores por encima de los rangos tolerables. Además, la construcción de las palas con la posibilidad de variar su ángulo de ataque permite regular la potencia activa generada.

2.3.7 Energía Solar Fotovoltaica

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material

semiconductor que constituye las células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua.

Originalmente orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, ha evolucionando hacia sistemas conectados a la red.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.

En la actualidad, las tecnologías más empleadas para la construcción de un generador fotovoltaico son las de silicio cristalino y capa fina. Los módulos solares cristalinos representan alrededor del 80%, transformando entre el 14 y el 22% de la luz solar, que les llega, en electricidad [45]. Casi el 50% de los modelos de módulos fotovoltaicos, que existen actualmente en el mercado, son policristalinos, y un 42,2% monocristalinos [63].

La capa fina tiene una representación del 6,9%, en el mercado, y es previsible que esta cuota aumente en los próximos años dados los menores costes de producción y el mayor margen de aumento de la eficiencia respecto a la cristalina. La tecnología de silicio amorfo representa en torno al 4,6%, en tanto que el peso de CIS y CIGS es del 2,3% [63].

La [Tabla 1](#) muestra un resumen de la eficiencia que presentan las tecnologías de energía solar FV, existentes en el panorama comercial.

Tecnología	Capa Fina					Silicio Cristalino		CPV ¹
	a-Si	CdTe	Cl(G)S	A-Si/μc-Si	Células con tinte fotosensible	Mono	Poli	III-V Multi-unión
Eficiencia célula	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%	2-4%	16-22%	14-18%	30-38%
Eficiencia módulo						13-19%	11-15%	~25%
Área necesaria/kW (para módulos)	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²	-----	~7m ²	~8m ²	-----

Tabla 1.- Eficiencia de los módulos FV comerciales. FUENTE: EPIA 2010. Photon International, marzo de 2010, el análisis de EPIA. Eficiencia sobre la base de condiciones de ensayo estándar

El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación; por ello, los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.

Dado el carácter modular de la tecnología fotovoltaica, ésta presenta una eficiencia independiente del tamaño o la escala de las instalaciones, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales. Por ello, la tecnología fotovoltaica tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilovatios pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megavatios pico (MWp).

En función de la potencia, expresada en Wp (CEM: 25 °C; 1000 W/m²), se puede clasificar tres tipos de instalaciones de generación FV, además de una cuarta tipología, correspondiente a centrales:

- **Instalaciones pequeñas de 3 kW como planta tipo (con rango hasta 5 kW):** Son normalmente aplicaciones 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 kW se cubre el consumo propio de una

¹ FV de Alta Concentración

casa tipo medio, en el que viven 2-3 personas, excluyendo el consumo de calefacción y aire acondicionado. (Ilustración 9).



Ilustración 9.- Detalle de un sistema solar fotovoltaico. Fuente: CRES

- **Instalaciones medianas de 15 kW como planta tipo (con rango entre 5 y 20 kW):** Son instalaciones en edificios o naves industriales, normalmente, integrados en la arquitectura de los mismos. Una instalación de 15 kWp en un edificio supone cubrir las necesidades eléctricas de 5 viviendas medias.
- **Instalaciones grandes de 100 kW como planta tipo (con rango entre 20 kW y 100 kW):** Son, generalmente, instalaciones de superficies grandes, promovidas 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 100 kW cubre el consumo de un edificio de tipo medio.
- **Centrales FV de 3 MW como planta tipo (con rango superior a 100 kW):** Son centrales de generación promovidas, generalmente, por empresas o consorcios de empresas, siendo una de ellas la empresa local de distribución, normalmente. Estas empresas desean conseguir un rendimiento económico y una componente de generación verde. Una planta de 3 MW cubre el consumo de una población o urbanización de, aproximadamente, 500 vecinos.

Esta tecnología presenta costes de inversión de entre 2.500-2.800 €/kW en 2010 [45], pero sin coste en combustibles. Sus ventajas son que no necesitan mantenimiento y que permiten alimentar consumos alejados de redes de distribución.

2.3.8 Resumen

A continuación, en la **Tabla 2** se resume las características más importantes de cada tecnología descrita anteriormente:

Tecnología	Funcionamiento Sin Emisiones (Si/No)	Capacidad Cogeneración (Si/No)	Rango Potencias Disponible	Modularidad (Si/No)	Interrumpibilidad (Si/No)	GD /Centraliza (D/C)
Motor de combustión Interna	No	Si	> 5 kW	No	No	D/C
Turbina de gas	No	Sí	265 kW ÷ 50MW	No	No	D/C
Microturbina	No	Sí	20÷500kW	No	No	D
Pila de Combustible	No	Sí	1 kW ÷ 5 MW	Sí	No	D/C
Micro/Minihidráulica	Sí	No	> 25 kW	Sí	Sí	D/C
E. Eólica	Sí	No	< 1 kW ÷ 6 MW	Sí	Sí	D/C
E. Fotovoltaica	Sí	No	< 1 kW ÷ 14 MW	Sí	Sí	D

Tabla 2.- Tecnologías de generación distribuida

2.4 Ventajas de la Generación Distribuida

2.4.1 Ventajas

El empleo de GD en el sistema eléctrico presenta numerosas ventajas. Estas se pueden clasificar en tres grupos: ventajas técnicas, económicas y medioambientales.

1) Técnicas

- Aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, ya que se reducen las probabilidades de fallos por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- La GD puede ayudar en la demanda en horas punta y en los programas de gestión del consumo.

Puede evitar la sobrecapacidad instalada, puesto que un aumento en la carga no se compensaría a través de grandes plantas centralizadas (fósiles o renovables), ya que las pequeñas plantas de GD son más apropiadas para responder a los cambios de la demanda.

Igualmente, puede ayudar en la fiabilidad y continuidad del sistema, ya que la implantación de GD conlleva muchos lugares de generación y no solamente una gran generación centralizada. La GD, ante cortes en el suministro centralizado, puede trabajar en “isla”.

- La GD puede aumentar la calidad de la onda eléctrica mediante su conveniente localización y las características de la energía inyectada a la red.
- La GD puede reducir las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte. La adecuada ubicación de los sistemas de GD reduce el flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones. La reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de energía eléctrica aumenta la capacidad de distribución de la red eléctrica. En nuestro país, más del 10% de la electricidad producida por el sistema centralizado se pierde en su transporte y distribución.

Para un sistema de distribución determinado, las pérdidas de energía evolucionan en forma de “U” con la penetración (**Ilustración 10**).

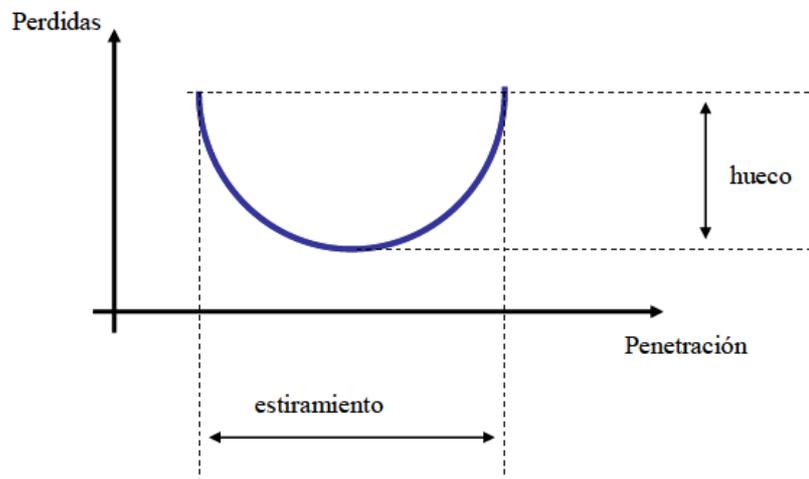


Ilustración 10.- Curva tipo U. Pérdidas en red de distribución en función del grado de penetración de la GD [64]

Esto significa que para una red sin generación la conexión de GD implica reducción en pérdidas. Sin embargo, conforme aumenta la producción se puede llegar a un punto donde las pérdidas pueden aumentar, debido al exceso de generación. Por lo tanto, es necesario que la carga (demanda) aumente de manera coordinada con la GD, para de esta manera, trabajar en el punto más bajo en cuanto pérdidas. Se debe trabajar con el perfil de generación que mejor se adopte al perfil de demanda [64].

- La GD interviene en la estabilidad del sistema, ya que se puede utilizar como suministro de reserva de la energía necesaria. Puede suministrar diversos servicios auxiliares como: la inyección/consumo de potencia reactiva para estabilizar tensión, gestión de posibles congestiones a través de potencia activa o participación en los mercados de ajuste y reservas.
- Se fomenta las EERR: 21% de electricidad en la UE, en 2010; 30-50% en electricidad y 20% E.P, en 2020.
Se facilitará la integración de generación renovable, gracias a la implementación de sistemas bidireccionales de control y monitorización del consumo (redes inteligentes. Smart grids, en inglés).

- Los sistemas de GD son modulares y proporcionan flexibilidad al sistema eléctrico de distribución. Esto implica una instalación sencilla y en un corto período de tiempo. Además, proporciona una gran ventaja en el funcionamiento y en el mantenimiento del sistema, así como, en la flexibilidad de su capacidad total, aumentando o disminuyendo el número de módulos (variabilidad de su tamaño y localización).

2) Económicas

- Reducción de las inversiones en infraestructura eléctrica. La GD puede suministrar los aumentos de carga local necesarios, instalándolas en localizaciones determinadas, por lo que pueden reducir o evitar la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, mejorar los sistemas eléctricos existentes y reducir la capacidad de los sistemas de transporte y distribución durante la etapa de planificación. Instalando GD se reduce la construcción de centrales eléctricas convencionales. Esta reducción de costes, derivados de la implantación de GD, permite reducir el precio de la electricidad.
- Disminución de los costes de operación y mantenimiento. La GD aumenta la vida útil de los transformadores y de los equipos del sistema de transporte y distribución, y facilita el ahorro de combustible.
- Reducción de los costes de combustible debido a la mejora de la eficiencia, en el caso de aplicaciones de cogeneración, usando calor residual para calefacción, para refrigeración o para aumentar su eficiencia mediante la generación de más energía eléctrica. Ahorro de energía primaria.
- La GD se puede acoplar gradualmente al sistema y suministrar la demanda exacta que necesite el cliente.
- Incremento de la seguridad y fiabilidad para las cargas críticas. Este beneficio está directamente relacionado con el aumento de la calidad de la onda eléctrica.

- Según las diferentes tecnologías de GD, los tipos de recursos energéticos y combustibles utilizados están diversificados. Por lo tanto, no hay más interés por un cierto tipo de combustible que por otro.
- Ante las grandes plantas, se requieren tiempos mucho menores de instalación, menores inversiones y, por lo tanto, menores riesgos financieros, con el potencial de reducir los costes globales del servicio eléctrico.
- Participación de un gran número de pequeñas y medianas empresas locales en negocios de generación de energía, ya que por lo regular la generación, en escala convencional, está limitada a empresas extranjeras multinacionales de gran capital de aporte.

3) Medioambientales

- El uso de sistemas de GD renovables reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera. No obstante, cualquier sistema de GD puede influir en la emisión de contaminantes debido a la reducción de pérdidas energéticas que ocasiona.

CO₂ en 2012: -8% de reducción respecto 1990.

CO₂ en 2020: -20%
- La ventaja económica de disminución en redes de transporte y centros de transformación, implica una reducción del impacto visual, mejor aceptación social y menores inversiones.

Como resultado, los sistemas de GD poseen una opción de mayor valor añadido que las grandes plantas productoras, además de que las zonas para las grandes plantas productoras cada vez son más escasas.

2.4.2 Barreras al desarrollo

Las principales partes interesadas (promotores-instaladores y los operadores del sistema de distribución -OSD-) tienen identificado **varios obstáculos o inconvenientes**, para el pleno desarrollo de las tecnologías distribuidas (principalmente renovables).

- Las normas o límites de conexión (especialmente, límites de cortocircuito) son vistas como conservadoras por los promotores, y en muchos casos requieren de una tensión más alta para conectarse, que la que se había planeado inicialmente. Exigencias exageradas para poder interconectarse a la red de distribución.
- Las redes de distribución son, típicamente, radiales: Es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la GD requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto, surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

Por lo tanto, la red de distribución tiene alta resistencia de cortocircuito (red débil) en comparación con la de transporte (red fuerte), y si a esto se une los bajos niveles de tensión en la misma, la GD conectada puede afectar significativamente a los mismos y, también, a las pérdidas de energía.

- Los equipos de comunicación y seguimiento pueden representar una barrera tecnológica en caso de tratar de acceder al mercado. Todavía, existe una falta de conocimiento de las tecnologías de GD; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto coste asociado.
- En el caso de los aerogeneradores, su capacidad para hacer frente a huecos de tensión / frecuencia sin disparo, puede llegar a ser esencial.
- La capacidad de la red para el suministro de EERR: Los recursos renovables, especialmente, parques eólicos, no siempre se encuentra cerca de la red eléctrica y pueden requerir construcción de líneas de alta tensión. El proceso de aprobación para la construcción de la línea puede ser lento debido a las cuestiones ambientales y las demoras en la construcción puede ser tan largo como cinco años.

- Los OSD perciben a la GD, como un complejo añadido en sus redes, que no proporcionan ningún beneficio económico adicional y trae problemas operacionales y de planificación, tales como: explotación de la red y seguridad del personal de mantenimiento, impacto en la explotación de la red respecto a los niveles de corto circuito, el control de tensión e interrupciones debidas a fallas, el impacto sobre los refuerzos de la red, para adecuarse a las nuevas conexiones de GD; desviaciones imprevisibles de energía con respecto el programa previsto, y dificultad para mantener ciertos factores de energía, en puntos de consumo en la red de transmisión.

De manera general, el OSD se enfrenta con la responsabilidad de planificar, operar y mantener la red de distribución. No es responsable de suministrar la electricidad a los consumidores finales (realizado por los comercializadores), pero si es responsable de entregarla bajo unas condiciones estipuladas.

En un mercado liberalizado, con operadores de red y generadores independientes, esto llega a ser incluso un mayor problema, ya que los generadores están más preocupados con respecto a las señales del mercado o la maximización de beneficios, debidos a los mecanismos de apoyo, que en otros requerimientos de red.

- Se espera una revisión a fondo de los reglamentos del sistema de distribución (barreras de regulación y mercado), en España. Las partes interesadas esperan que la expansión de GD se considere como una componente integral del proceso de planificación de la red global. El reglamento revisado debe proporcionar a los OSD opciones para recuperar el coste de los refuerzos de la red debido a la conexión de la GD. Importantes cambios de conexión se imponen, actualmente, en proyectos de GD en España, lo que crean problemas para la expansión de renovables.

Un mayor coste para los OSD puede actuar como barrera, para la continuidad en la integración de GD en el sistema eléctrico, a no ser que la GD se encuentre incluida en el diseño y aplicación de la regulación a establecer para la red. Por lo tanto, es muy importante tener un buen conocimiento de cómo la regulación de la red afecta a una mayor integración para la GD [48].

- Un procedimiento de gestión de la congestión de la distribución para despachar la GD, en el caso de congestión en la red, debe ser diseñado e implementado.
- Debe aclararse la definición de OSD, con funciones asociadas, en línea con la Directiva 2003/54/CE. Los procedimientos de operación, para los OSD, deben ser claramente fijados, como se hizo para el caso de los operadores del sistema de transporte (OST) [29].
- Impacto en la red de distribución
 - Tensiones, estabilidad, faltas, inversión. Flujos
 - Planificación: Pérdidas según % penetración
- No participa en el Control y Gestión de Red
 - Tensiones y Reactiva. Pérdidas
 - Incidencias
 - “Espada de Damocles”
- Potencia no despachable: cobertura, estabilidad
- Necesidad de complejas estructuras de Control
 - microredes, VPP
 - Despachos Agregados

3 SITUACIÓN ACTUAL EN GD

Actualmente, no existe una estadística oficial que considere exclusivamente datos de GD como tal, sino que se dispone sólo de estadísticas públicas sobre tecnologías concretas (independientemente de si son GD) o bien estadística sobre el régimen especial (aquellos productores de electricidad que utilizan la cogeneración, las fuentes de EERR y los residuos en instalaciones de potencia no superior a 50 MW, así como hidráulica hasta 10 MW-minihidráulica-) [57].

Como se ha definido anteriormente, en el **apartado 2.2**, la GD es aquella generación eléctrica conectada a la red de distribución de pequeña potencia y cercana a los puntos de consumo. Dicha generación suele ser consumida en la misma instalación y el resto es exportado a la red. No existe una planificación centralizada de la GD y no suele despacharse centralizadamente.

La GD se considera aquella de potencia menor o igual a 10 MW, no controlada por el Centro de Control de Régimen Especial (CECRE) [40].

El régimen especial engloba la mayor parte de las instalaciones de GD presentes en España, por ello, **en este estudio se analiza y muestra, principalmente, los datos publicados sobre el régimen especial, en la Comisión Nacional de Energía (CNE), como un referente de GD**, sin embargo se tienen en cuenta ciertas restricciones, de acuerdo con la definición propuesta, y no se consideran instalaciones de GD:

- La mayor parte de las instalaciones de energía eólica instaladas, ya que en la mayoría de los casos los parques eólicos superan los 10 MW, no pudiendo considerarlos como unidades modulares relativamente pequeñas. Además, al superar los 10 MW, estas instalaciones están conectada al CECRE, lo cual es contrario a la definición de GD.
- En ciertos casos, las instalaciones de energía solar (independientemente de la tecnología), con potencia superior a 10 MW, o bien situados muy alejados de los puntos de consumo. En los datos del régimen especial se incluyen centrales solares no considerables como GD (*apartado 2.3.7*).

- En muy pocos casos, alguna otra tecnología que no cumpla con la definición propuesta.

Por todo lo anterior, se considera estas restricciones a la hora de interpretar los datos que, a continuación, se muestran, ya que en ellos se incluyen todas las instalaciones que se acogen al régimen especial, incluidas las que no son GD [57].

3.1 GD en España

POTENCIA

En este apartado, se expone la evolución anual y acumulada de la potencia instalada de GD (régimen especial), en España, desde los años 1990-2011 (Ilustración 11).

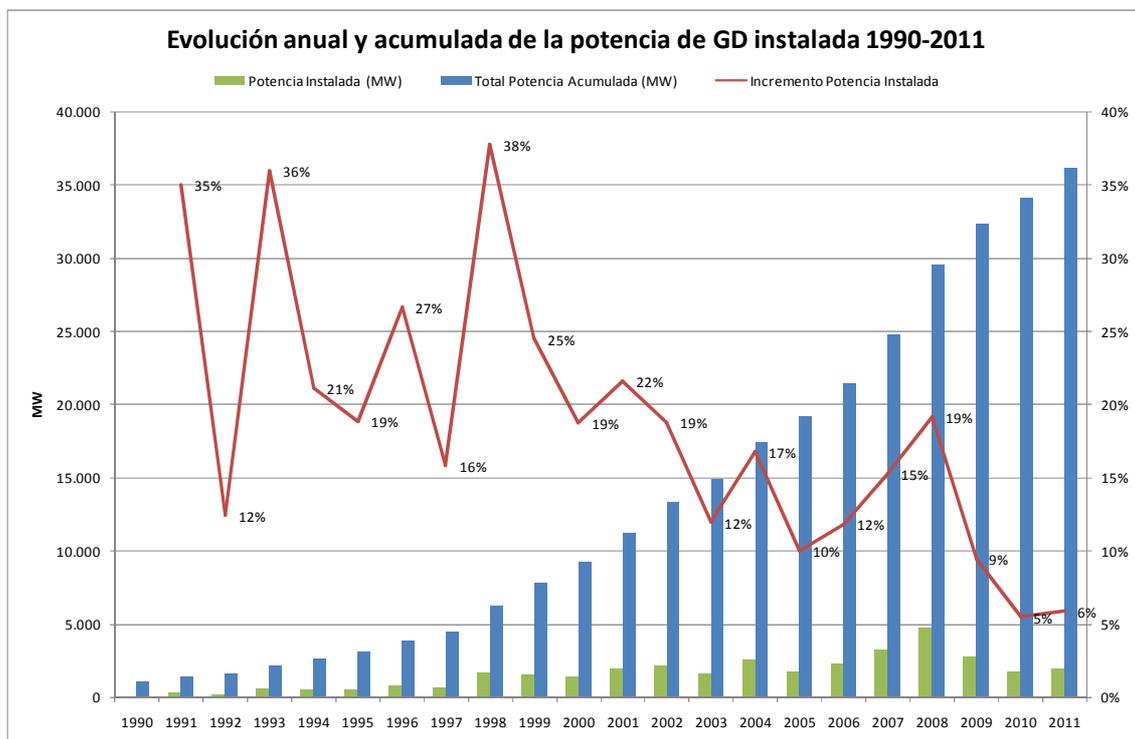


Ilustración 11.- Evolución anual y acumulada de la potencia instalada de GD en España.
Fuente: CNE

Se observa una potencia total acumulada de GD (régimen especial) de **36.135 MW**, para el año 2011.

La potencia instalada aumenta en 2.016 MW (6%), en 2011, respecto al año 2010.

En la **Ilustración 12**, se agrupa estos valores de potencia total acumulada por comunidad autónoma, para el año 2011.

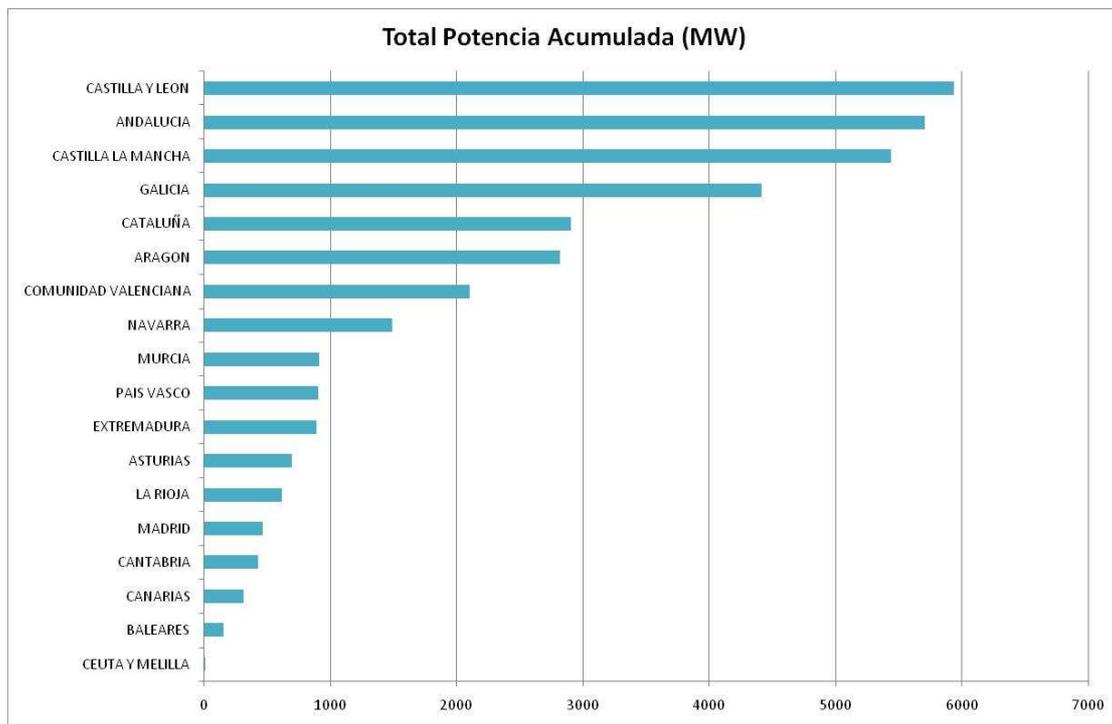


Ilustración 12.- Potencia instalada de GD por Comunidad Autónoma, en 2011. Fuente: CNE

Se observa que la comunidad autónoma con mayor potencia instalada de GD (régimen especial) es Castilla y León, con el 16,4%, seguida de Andalucía con un 15,8% y Castilla La Mancha con un 15,0%.

Murcia se encuentra en un noveno lugar, con un 2,52% con respecto a la potencia total de GD en España.

Estos valores de potencia instalada tienen en cuenta las siguientes tecnologías de GD: cogeneración, solar FV, solar termoeléctrica (SOLAR TE), eólica, minihidráulica, biomasa, residuos, tratamiento de residuos y otras tecnologías renovables.

La **Ilustración 13** expone la evolución de potencia anual instalada en las diferentes tecnologías de GD (régimen especial), en España, desde los años 1990-2011.

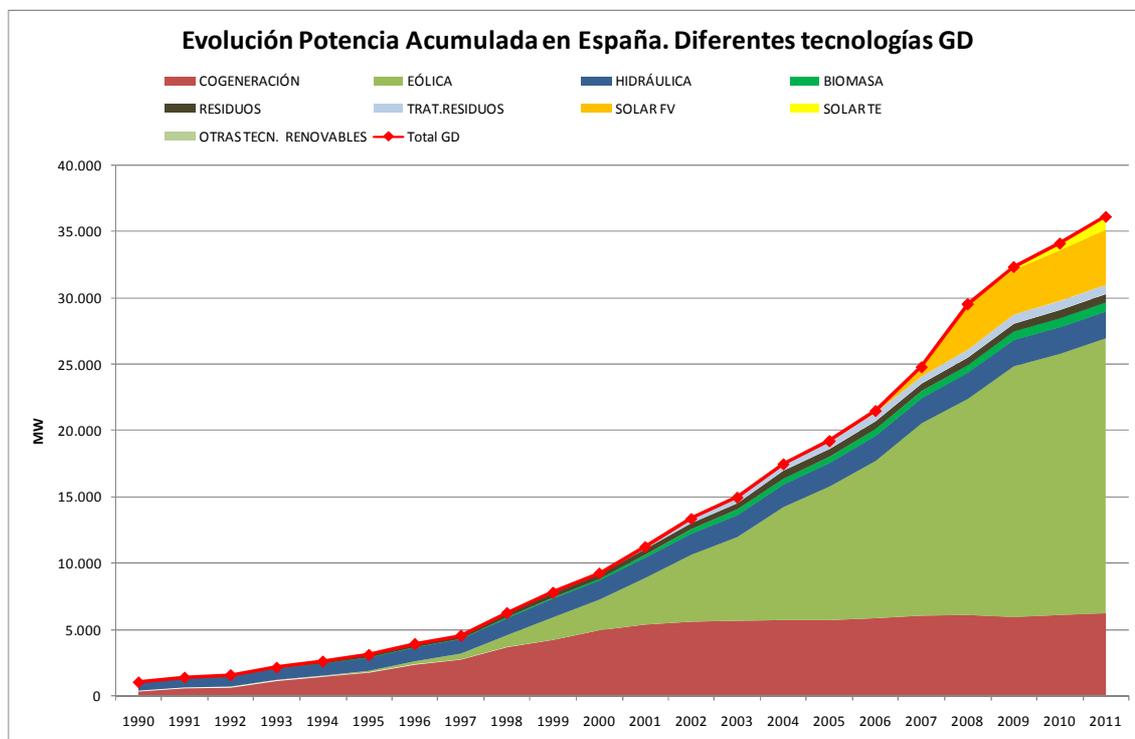


Ilustración 13.- Evolución de la potencia instalada de las diferentes tecnologías de GD en España. Fuente: CNE

Se observa como las tecnologías que más auge han tenido, en España, han sido la energía eólica, seguida de la cogeneración y la energía solar FV.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio potencia acumulada/área, expresado en kW/km² (**Ilustración 14**).

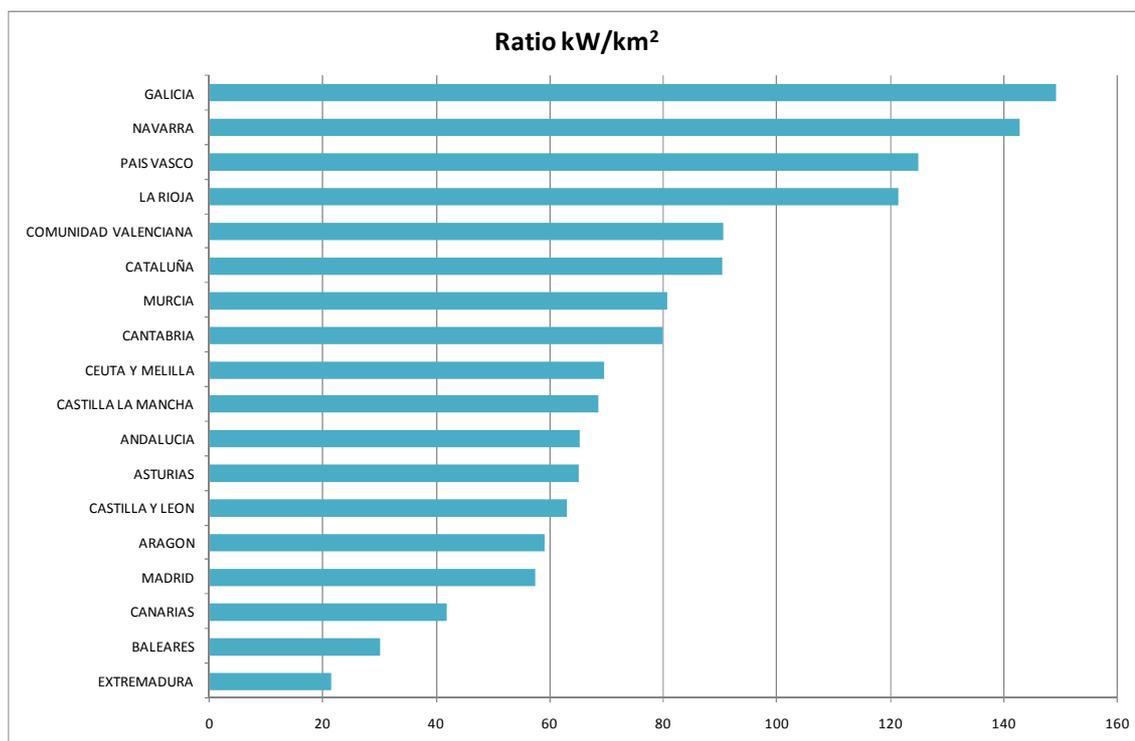


Ilustración 14.- Ratio potencia acumulada/área, año 2011. Fuente: CNE

La comunidad de **Galicia** presenta el **mayor ratio de Potencia acumulada/Área, con un valor de 149,19 kW/km²**, seguida de Navarra y País Vasco, con 142,76 kW/km² y 124,87 kW/km², respectivamente.

Murcia se encuentra en un **séptimo lugar con 80,62 kW/km²**.

Se observa como la comunidad autónoma con mayor área territorial, no siempre presentan un mayor ratio Potencia Acumulada/Área (**Ilustración 14**).

ENERGÍA

La **Ilustración 15** muestra la evolución de la energía anual en España en GD (régimen especial), durante los años 1990-2011.

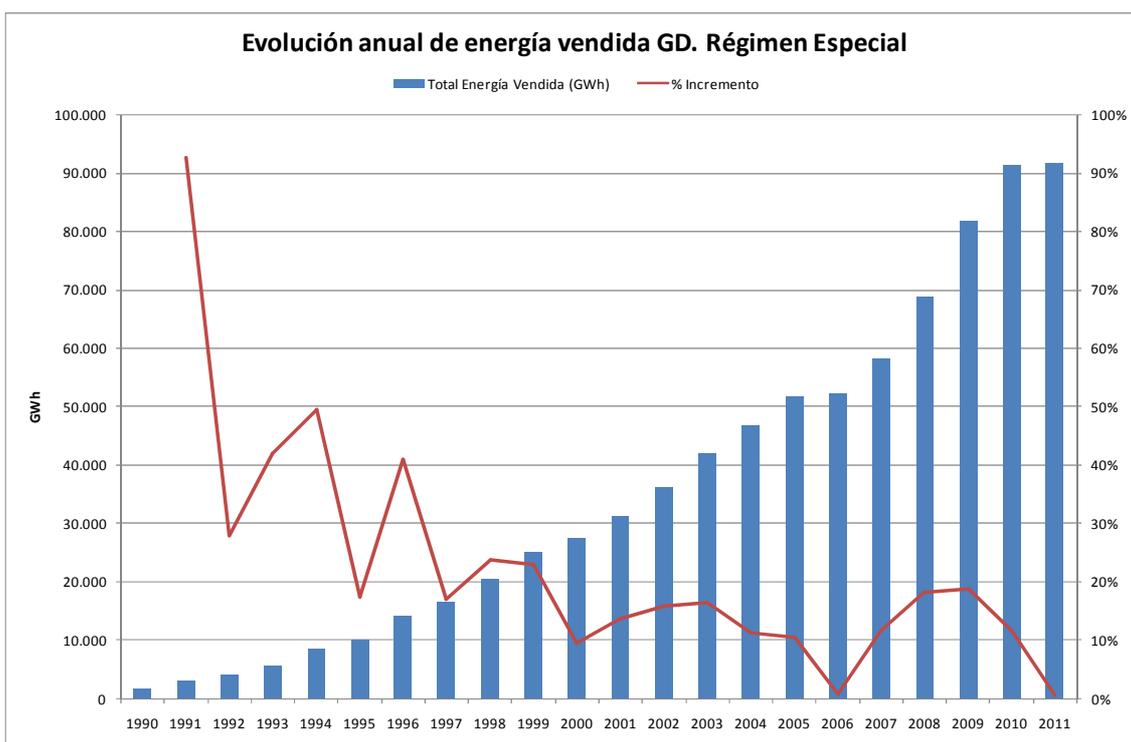


Ilustración 15.- Evolución anual de la energía en GD (régimen especial) en España

Se observa una energía total acumulada de GD (régimen especial) de **91.823 GWh**, para el año 2011.

La demanda aumenta en 535 GWh (2%), en 2011, respecto al año 2010.

En la **Ilustración 16**, se expone la estructura de la cobertura de demanda para las tecnologías de GD (régimen especial), en 2011.

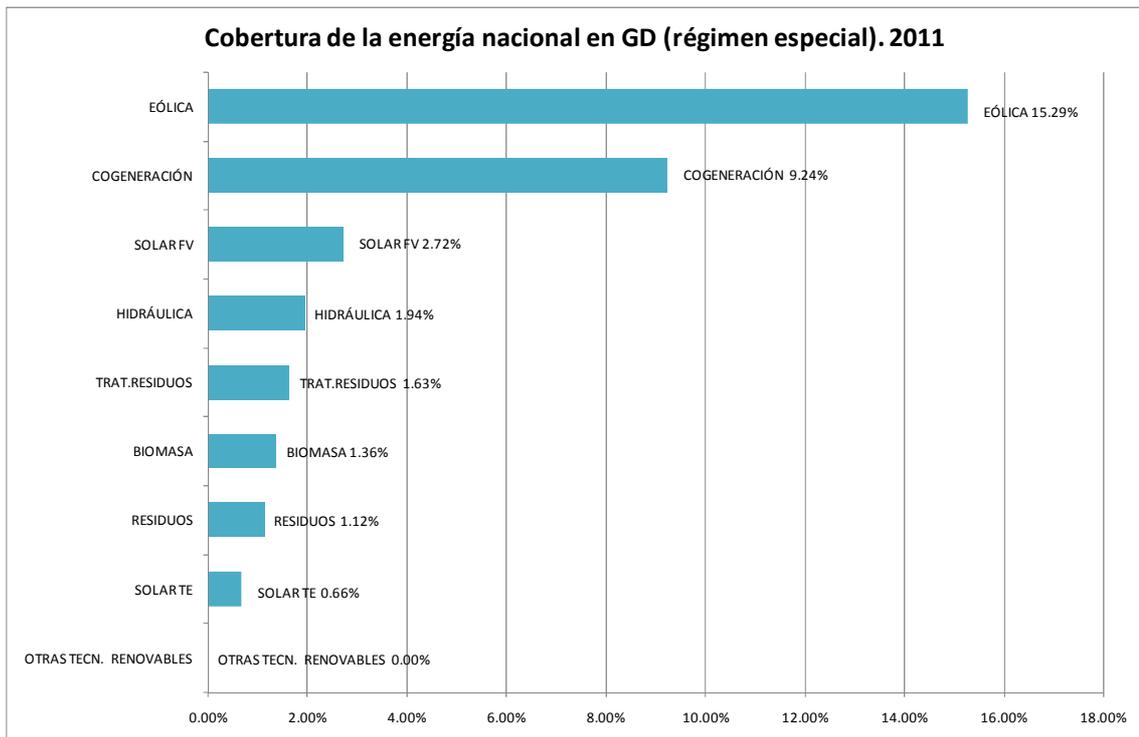


Ilustración 16.- Cobertura de la energía total nacional con GD (régimen especial) en 2011

Con una generación neta de 279.711 GWh [37], España tiene un 33,96% de dicha energía cubierta con tecnologías de GD (régimen especial), en el año 2011. Se observa como las tecnologías que más cobertura ofrecen, en España, son la energía eólica, seguida de la cogeneración y la energía solar FV, con un 15,29%, 9,24% y 2,72%, respectivamente.

A continuación, la **Ilustración 17** expone la evolución de cobertura demanda para las diferentes tecnologías de GD (régimen especial), en España, desde los años 1990-2011.

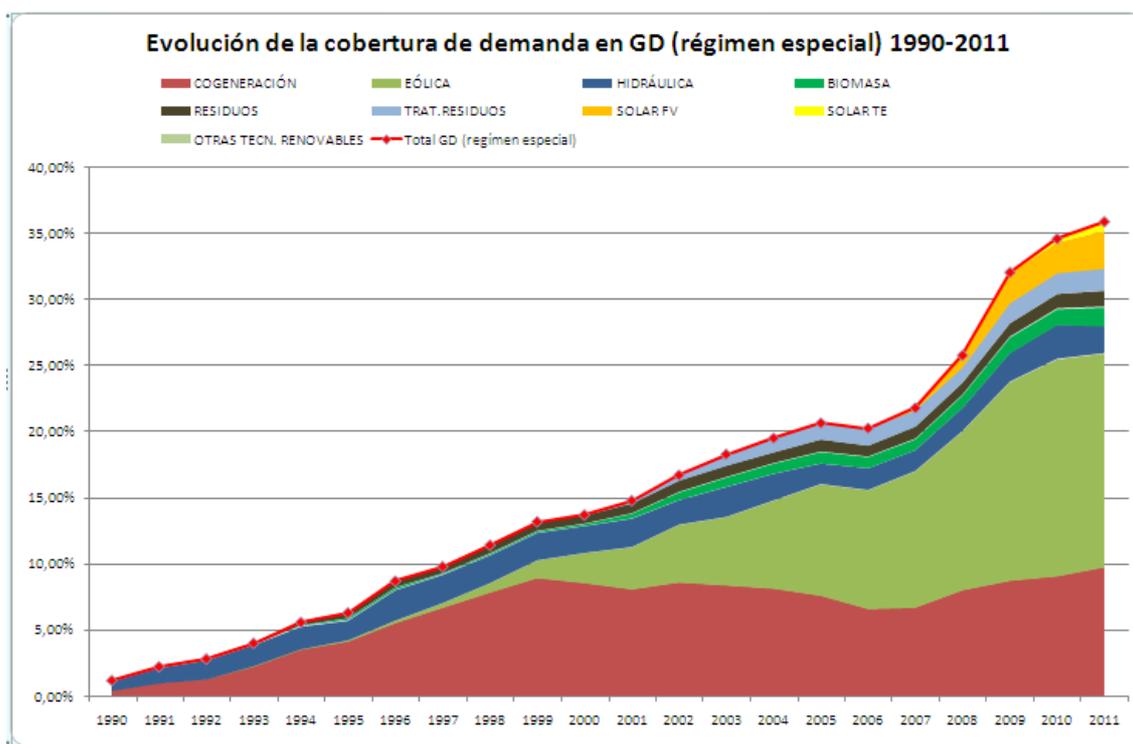


Ilustración 17.- Evolución de la cobertura de energía nacional con GD (régimen especial), desde 1990 hasta 2011

Se observa como la cogeneración comienza a tener una participación significativa a partir de 1993, con un 2,24% respecto del global, sobresaliendo por encima de la energía minihidráulica.

En 2005, la energía eólica es la que mayor cobertura de demanda ofrece, en España, por encima de la cogeneración y la energía minihidráulica.

La energía solar FV comienza a tener una cobertura del 0,18% respecto de la demanda global, en 2007, superando a la energía minihidráulica en 2009, con un 2,32%, y aportando un 2,88% a la demanda total, en 2011.

En la **Ilustración 18**, se agrupa estos valores de energía generada por comunidad autónoma, para el año 2011.

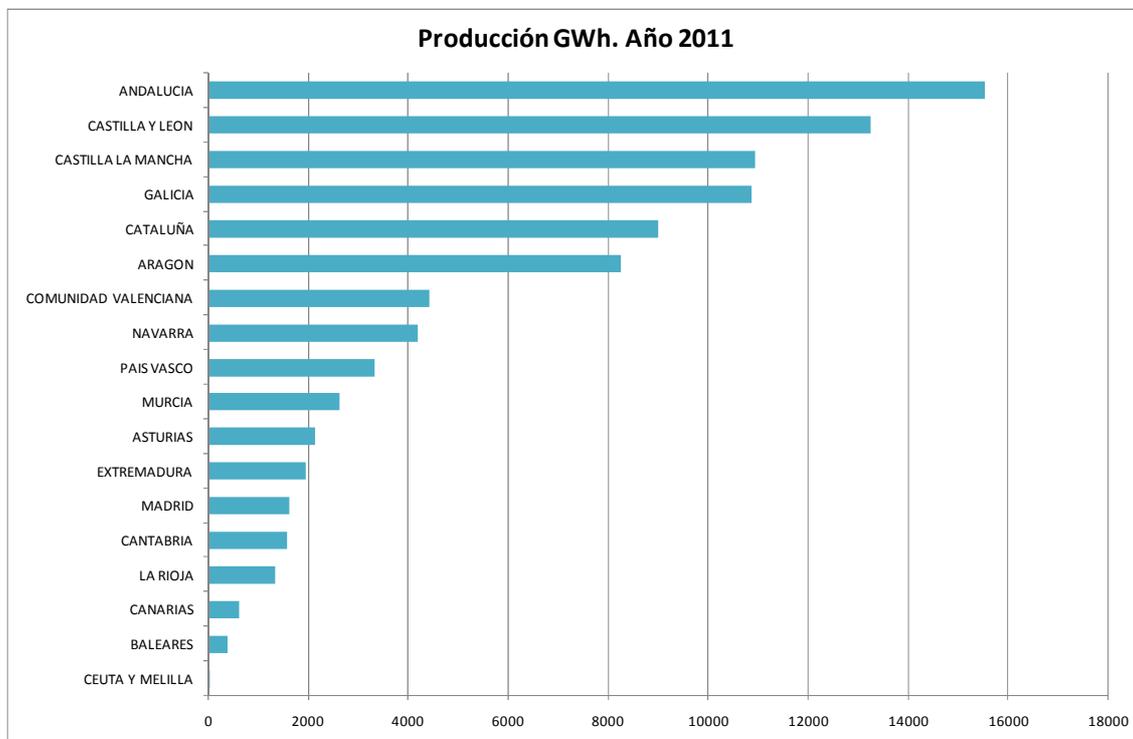


Ilustración 18.- Cobertura de la demanda nacional con GD (régimen especial) en 2011

Se observa que la comunidad autónoma con mayor energía generada y vendida de GD (régimen especial) es Andalucía, con el 16,91%, seguida de Castilla y León con un 14,42% y Castilla La Mancha con un 11,89%.

Murcia se encuentra en un décimo lugar, con un 2,84% respecto a la energía total de GD, en España.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio energía/área, expresado en MWh/km² (**Ilustración 19**).

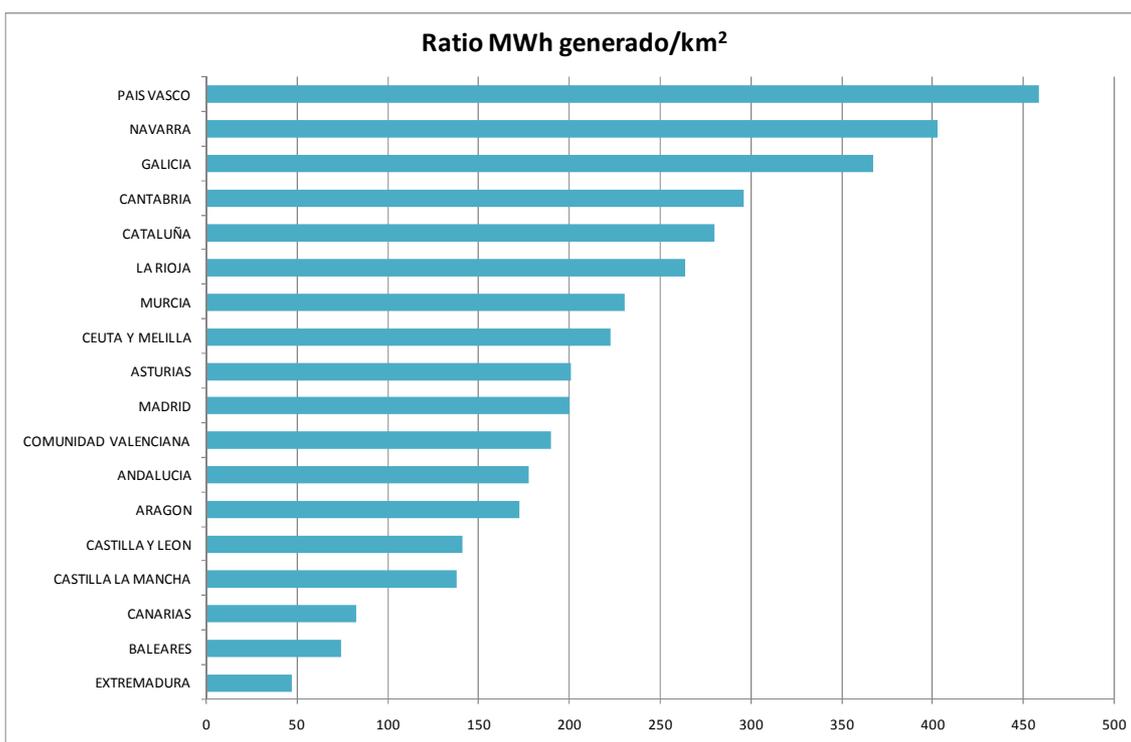


Ilustración 19.- Ratio energía/área, año 2011. Fuente: CNE

La comunidad del País Vasco presenta el **mayor ratio de Energía/ Área, con un valor de 458,16 MWh/km²**, seguida de Navarra y Galicia, con 402,27 MWh/km² y 367,09 MWh/km², respectivamente.

Murcia se encuentra en un séptimo lugar con 230,24 MWh/km².

Se observa como la comunidad autónoma con mayor área no siempre presentan un mayor ratio Energía/Área (**Ilustración 19**).

3.2 GD en Región de Murcia

POTENCIA

La evolución anual y acumulada de la potencia de GD, en la Región de Murcia, desde los años 2005-2011, se muestra en la **Ilustración 20**.

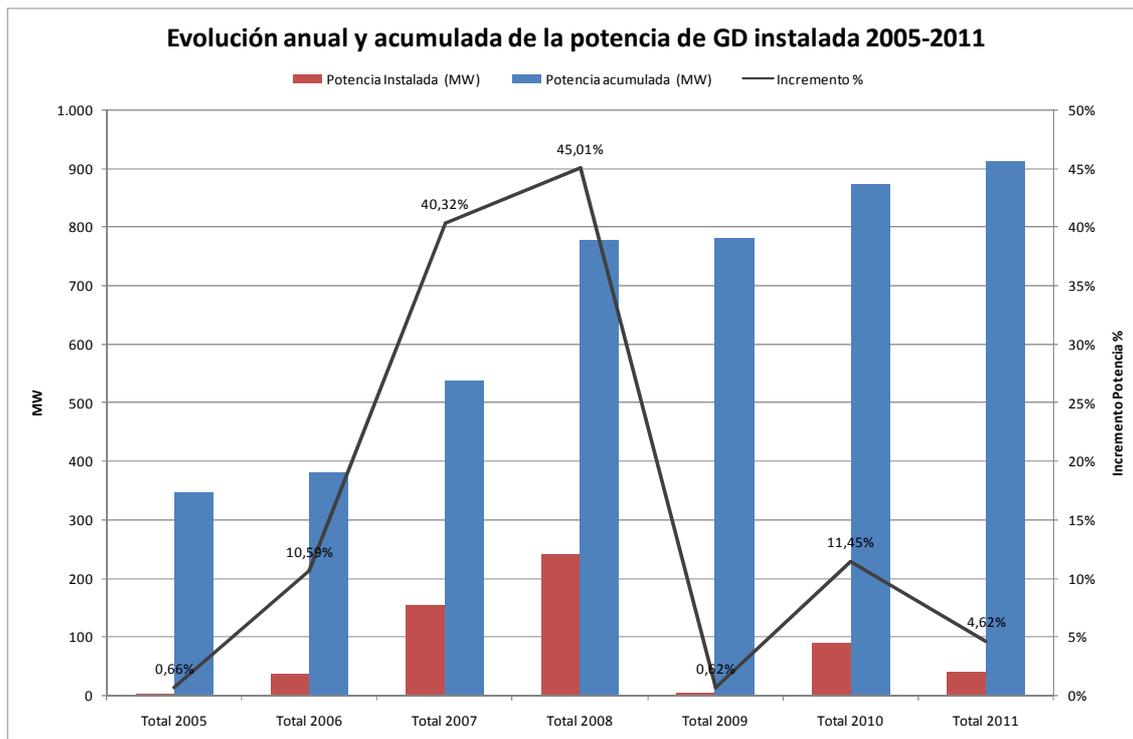


Ilustración 20.- Evolución anual y acumulada de la potencia instalada de GD en Región de Murcia. Fuente: REE

En 2011, la potencia total acumulada de GD es de **912 MW**, en la Región de Murcia, siendo un 2,52% de la capacidad total de GD (36.135 MW), en España.

Respecto del año 2010, se ha producido un incremento del 4,62% (40 MW) en la potencia instalada de GD.

Desde el año 2005 hasta 2011, se observa un aumento de la integración de GD de 567 MW, en la Región de Murcia.

La **Ilustración 21** expone la evolución de potencia anual acumulada en las diferentes tecnologías de GD, en la Región de Murcia, desde los años 1998-2011.

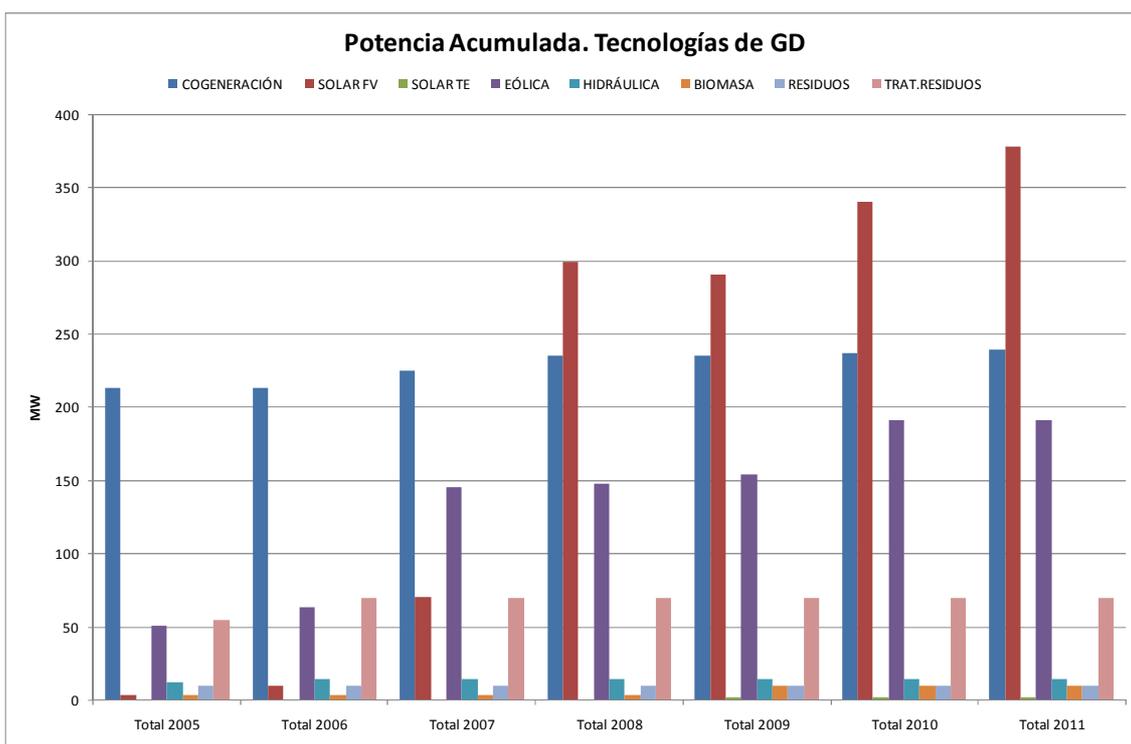


Ilustración 21.- Potencia anual acumulada de las diferentes tecnologías de GD en Región de Murcia. Fuente: REE

Se observa como la tecnología que más auge ha tenido, en Murcia, ha sido la energía solar FV, seguida de la cogeneración y la energía eólica.

Tras la evaluación de las instalaciones acogidas en régimen especial, en España, se realiza un análisis específico para el caso de la energía solar FV, ya que esta supone un aporte importante a la GD en España y es la tecnología objeto de estudio, en este trabajo.

ENERGÍA

La **Ilustración 22** muestra la evolución de la energía anual de GD (régimen especial), en Murcia, durante los años 2005-2011.

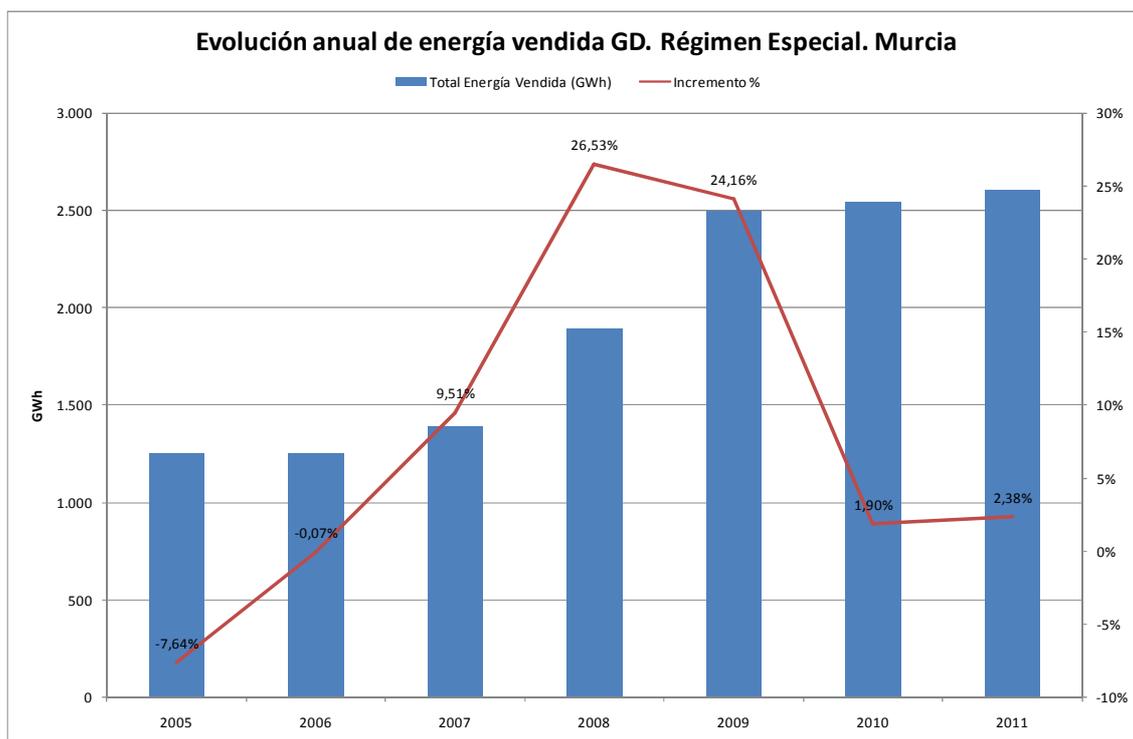


Ilustración 22.- Evolución anual de la energía en GD (régimen especial) en Región de Murcia.
Fuente: CNE

Se observa una producción de GD (régimen especial) de **2.605 GWh**, para el año 2011.

La demanda aumenta en 62 GWh (2,38%), en 2011, respecto al año 2010.

A continuación, la **Ilustración 23** expone la evolución de cobertura de energía para las diferentes tecnologías de GD (régimen especial), en Murcia, desde los años 2005-2010.

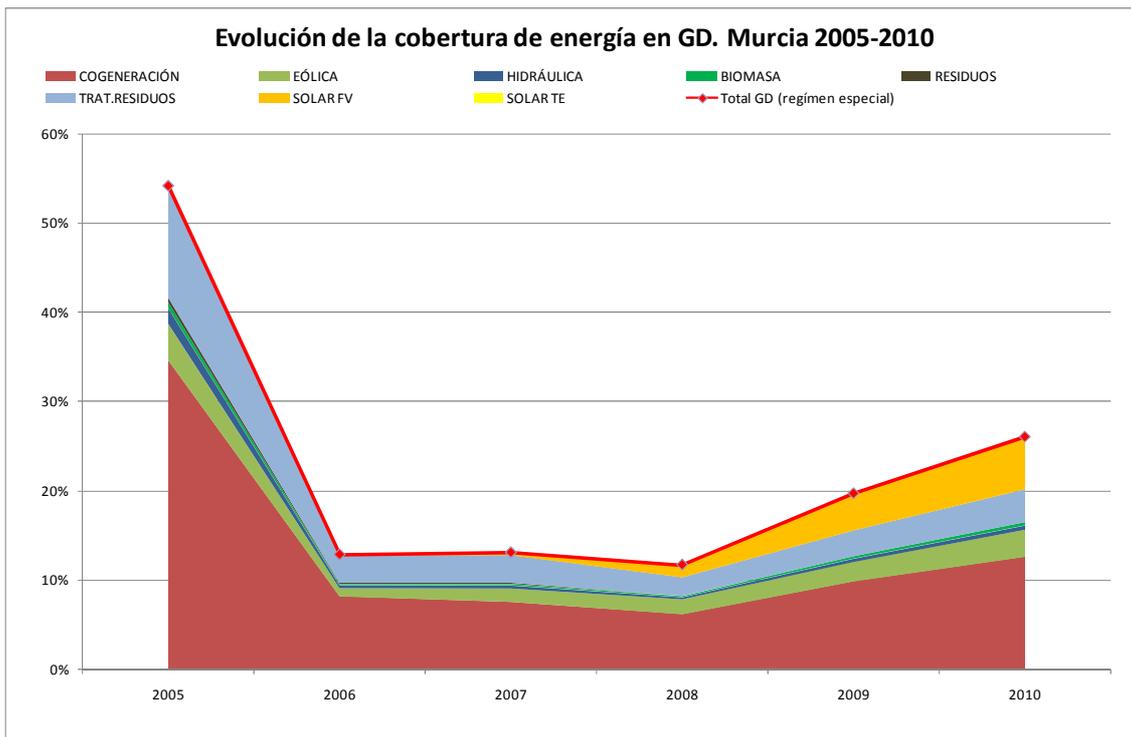


Ilustración 23.- Evolución de la cobertura de energía regional con GD (régimen especial), desde 2005 hasta 2010

En 2005, existe una participación de GD del 54,16%. Este elevado valor se debe, principalmente, a la generación neta en Murcia y a la aportación de la tecnología de cogeneración, durante ese año.

La cogeneración tiene una participación significativa en 2005, con un 34,54% respecto a la generación neta en Murcia (2.324 GWh), seguida del tratamiento de residuos, con un 12,51%, y de la energía eólica, con 4,04%.

La energía solar FV sólo presenta un 0,05% de participación en 2005.

La energía solar FV comienza a tener una cobertura del 0,30% respecto de la generación neta, en Murcia, durante 2007, superando a la energía minihidráulica en 2008 (0,23%), con un 1,41%, y aportando un 5,86% a la energía total, en 2010.

4 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE GD

4.1 *A nivel internacional*

A nivel mundial, los sistemas fotovoltaicos conectados a red pasan de 16,6 GW, en 2010, a 27,7 GW en 2011. Cerca de 21 GW de este crecimiento se encuentra en Europa.

El número de mercados llegando a más de 1 GW de capacidad adicional, durante el año 2011, se eleva de 3 a 6. En 2010, los tres primeros mercados son Alemania, Italia y la República Checa; en 2011, Italia lidera el ranking y Alemania, China, EE.UU., Francia y Japón siguen, cada uno con más de 1 GW de nueva capacidad [44].

La participación europea, en el ámbito mundial FV, sigue siendo predominante con más del 75% de la nueva capacidad global, en 2011. Los 2 principales mercados, Italia y Alemania, representan casi el 60% del crecimiento del mercado mundial durante el año pasado.

El aumento del potencial FV, mediante la adición de nuevos mercados de crecimiento importante, puede ser considerado como el logro más importante en la carrera del crecimiento continuo del desarrollo FV en todo el mundo. Sin embargo, muchos de los mercados citados, en particular, China, EE.UU. y Japón, aunque también Australia y la India, han abordado sólo una parte muy pequeña de sus enormes potenciales, varios países de las grandes regiones soleadas, como África, Oriente Medio, Asia y América del Sur están a punto de iniciar su desarrollo.

La capacidad total FV instalada, en todo el mundo, supera los 67,4 GW a finales de 2011. La energía FV es, ahora, después de la energía minihidráulica y eólica, la tercera energía renovable más importante, en términos de capacidad instalada, a nivel mundial. La tasa de crecimiento de la energía FV, en 2011, alcanza casi el 70%, un nivel excepcional entre todas las tecnologías renovables. La producción de energía total de la capacidad mundial FV es, en un año de calendario, de 80 millones de kWh. Esta energía es suficiente para cubrir las necesidades energéticas anuales de suministro de más de 20 millones de hogares en el mundo.

En Europa, se instalan más de 50 GW de sistemas FV a finales de 2011. Con las crecientes contribuciones de los países del sur de Europa, el factor de carga promedio

de esta capacidad está aumentando y producirá unos 60 millones de kWh, anualmente, energía suficiente para abastecer a más de 15 millones de hogares europeos.

Fuera de Europa, China probablemente se sitúa por primera vez en 2011, con un mínimo de 2 GW de nuevas instalaciones fotovoltaicas instaladas y conectadas. El mercado crece gracias a la implementación de un ajuste a nivel provincial. El rápido crecimiento también se ve en los EE.UU., con un mínimo de 1,6 GW de sistemas nuevos conectados a red. Esto es casi el doble de las cifras de 2010 del mercado.

Detrás de los 2 líderes, se encuentra Japón, con más de 1 GW de sistemas FV conectados a red, en el año 2011, beneficiándose del régimen de tarifa especial. En Asia-Pacífico, el rendimiento de Australia es importante, con 700 MW de nuevas instalaciones en 2011.

Se producen, también, contribuciones importantes de otros 3 mercados, en diferentes partes del mundo: 300 MW en Canadá, 140 MW de Ucrania (2 grandes plantas) y 130 MW procedentes de Israel.

El año 2011 ve bajar los precios, rápidamente, debido al incremento de las economías de escala, la eficiencia de producción y, en particular, un fuerte exceso de oferta en comparación con la demanda.

4.2 Europa

Con casi 21 GW de instalaciones FV conectadas a la red, en 2011, Europa ha aumentado su capacidad acumulada en más del 50%. Esta impresionante cifra se debe, principalmente, a 3 mercados: Italia, Alemania y Francia.

Italia se convierte, por primera vez, en líder del mercado FV con 9 GW de sistemas nuevos, que se conectan en 2011 (frente al 2,3 GW en 2010). Una parte importante de estas nuevas conexiones pertenecen a una oleada de instalaciones que tienen lugar a finales de 2010. El motivo de esta concentración inusual es la aprobación de un decreto que permite la instalación de los sistemas FV, a finales de 2010, pero la conexión a mediados de 2011, para beneficiarse de las tarifas especiales de 2010 (FiT), más ventajosas. Este decreto, conocido con el nombre "Salva Alcoa",

permite que 3,5 GW de instalaciones puedan beneficiarse de estas condiciones excepcionales.

A principios de 2011, el tercer registro de energía en Italia presenta 1,5 GW de sistemas nuevos conectados. El cuarto entra en vigor a principios de junio de 2011, y a pesar de sus condiciones más estrictas y tarifas reducidas, da lugar a la conexión de casi 4 GW en sólo 7 meses.

En cuanto a Alemania, el último trimestre impulsa el crecimiento del mercado total de 2011 a 7,5 GW. El año 2011 comienza lentamente con condiciones climáticas adversas y capacidad adicional reducida debido a la menor tarifa. A partir de marzo, las instalaciones comienzan a incrementarse y Alemania alcanza hasta 600 MW, en los meses de junio y julio. A diferencia del año anterior, en julio, no hay una reducción en la tarifa especial.

Francia alcanza 1,5 GW de nuevos sistemas conectados en 2011, principalmente, resultado de las instalaciones en el año 2010. Sólo, menos del 10% de esta capacidad se instala durante el año 2011. El nuevo marco legal permite que los sistemas de hasta 100 kW sólo se beneficien de una tarifa remunerada, mientras que proyectos de mayor envergadura tienen que esperar, hasta el verano, para solicitar varios tipos de esquemas de convocatoria para la licitación. El nuevo marco de apoyo tiene por objeto limitar el tamaño del mercado anual a 500 MW.

El proceso de conexión a red extremadamente largo en Francia puede durar hasta 18 meses. Los recortes importantes de las tarifas especiales y los largos tiempos de conexión a la red explican por qué las nuevas instalaciones se encuentran en un nivel bajo, durante el año 2011, si bien las conexiones a red alcanzan un récord de 1,5 GW en 2011.

El Reino Unido, también, presenta un gran desarrollo durante el año 2011, alcanzando un crecimiento de unos 700 MW. En abril de 2010, se presenta un nuevo esquema de tarifas seguido, inmediatamente, por el desarrollo del mercado. La reacción es tan positiva que, después de unos pocos meses, varios interesados buscan limitar este rápido crecimiento. Esto es confirmado, en enero de 2011, con la introducción de una "revisión rápida", que lleva a una fuerte reducción de todas las tarifas especiales, para los sistemas FV de más de 50 kW. Esto da lugar a una avalancha de proyectos que buscan conexión a la red, antes de la fecha límite.

La disminución de tarifa esperada es seguida por otra intervención, anunciada a finales de octubre de 2011, que afecta a pequeñas instalaciones FV, dando lugar a otro incremento de solicitudes para conexión a red en 2011.

Otros mercados clave en Europa son Bélgica (550 MW), España (400 MW), Eslovaquia (350 MW) y Grecia (350 MW).

En Bélgica, el mercado flamenco mejora de nuevo en 2011, a pesar de la reducción de las ayudas, mientras que el mercado de Valonia (Bélgica) alcanza los 100 MW, concentrado en el sector residencial.

España no ha avanzado, sobre todo, por la paralización del mercado a finales de 2008.

Eslovaquia reduce, drásticamente, su apoyo a la energía FV, a mediados de julio, deteniéndose el mercado, después de un rápido crecimiento en los primeros 2 trimestres del año.

Por último, el mercado griego avanza en particular en el sector residencial, donde se conectan alrededor del 60 MW, en 2011.

Otros países de la UE, todavía, están progresando con capacidades limitadas, con Austria alcanzando los 100 MW y Bulgaria con 80 MW, durante el año 2011 [44].

4.3 España

POTENCIA

En este apartado, se expone la evolución anual y acumulada de la potencia FV instalada de GD (régimen especial), en España, desde los años 1994-2011 ([Ilustración 24](#)).

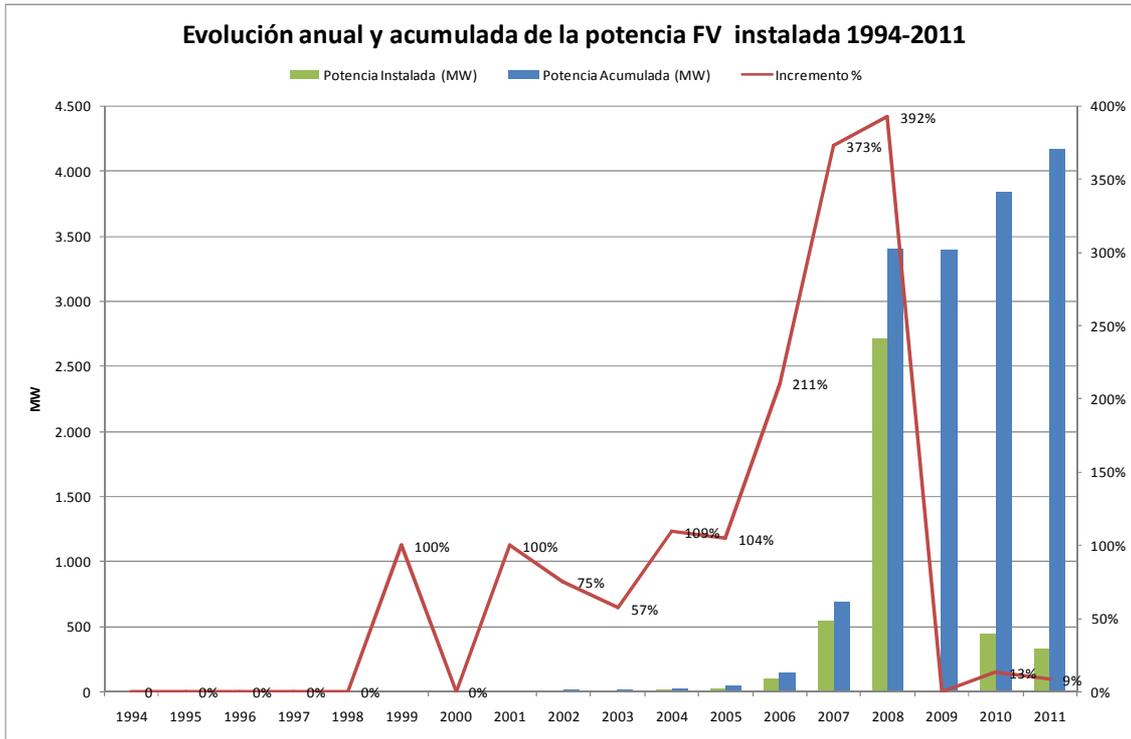


Ilustración 24.- Evolución anual y acumulada de la potencia FV instalada en España. Fuente: REE

La energía solar FV presenta **4.168 MW** instalados en España, en 2011. Supone el 12% de la capacidad total de GD y el 4,14% respecto a la capacidad de generación total instalada en España (100.576 MW, año 2011).

Se observa que, en 2008, existe un cambio de escala, con una potencia instalada de 2.708 MW para dicho año, un 392% más respecto al año anterior, siendo el primer país por potencia instalada del mundo. Se pasa de 690 MW, en 2007, a 3.398 MW en 2008. Esto es debido, principalmente, a que se establece un marco retributivo atractivo en el Real Decreto 661/2007, que incentiva el desarrollo de potencia fotovoltaica durante 2008.

Este RD hace que la instalación de grandes plantas de producción FV sea muy rentable, produciendo la proliferación de grandes huertos solares.

Un estudio elaborado por la empresa consultora Eclareon para ASIF, sobre el parque fotovoltaico español, revela la preeminencia que tienen las plantas solares de gran tamaño.

El estudio se ha realizado sobre una muestra de 1.034 sistemas fotovoltaicos ya terminados, que suman 2,5 GW de potencia y representan el 77% del parque fotovoltaico español hasta el mes de marzo de 2009.

El 44% de los sistemas solares españoles tienen una potencia superior a 5 MW y el 20% están entre 2 MW y 5 MW.

La potencia instalada, en 2009, no obtiene un incremento tan fuerte como en el año anterior debido al cambio de regulación del sector (RD 1578/2008). El cierre de 2010 muestra un incremento con respecto a 2009.

Según datos de 2010, España es el segundo país de Europa en potencia fotovoltaica acumulada, siendo Alemania el país que lidera el ranking (Ilustración 25). Atendiendo a la potencia instalada per cápita, el primer país sigue siendo Alemania, seguida por la República Checa, ocupando en este caso España el tercer lugar. Las tres áreas de mayor interés en el mundo, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España, con más de un 50% del total mundial), Japón y EE.UU.

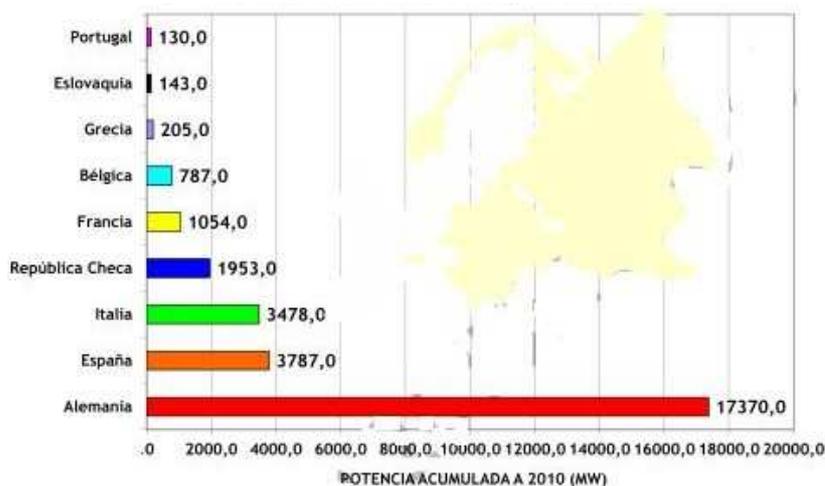


Ilustración 25.- Potencia acumulada en Europa al cierre del año 2010. Fuente: IDEA, EurObserv'ER

El modelo español de energía solar ha sido un referente mundial tanto por su potencial suministrador como por su aportación a la investigación. La industria FV española, además, se ha orientando cada vez más hacia los mercados exteriores. En 2010, el mercado de instalación fuera de España creció por encima del 130% y el sector fotovoltaico exportó más del 70% de su producción. La creciente salida al

exterior de las empresas españolas del sector ha sido la respuesta a un contexto internacional muy favorable para esta industria.

Titularidad de las instalaciones

A continuación, se puede observar la titularidad de las instalaciones FV, en España, y una comparación con otros países europeos (Ilustración 26).

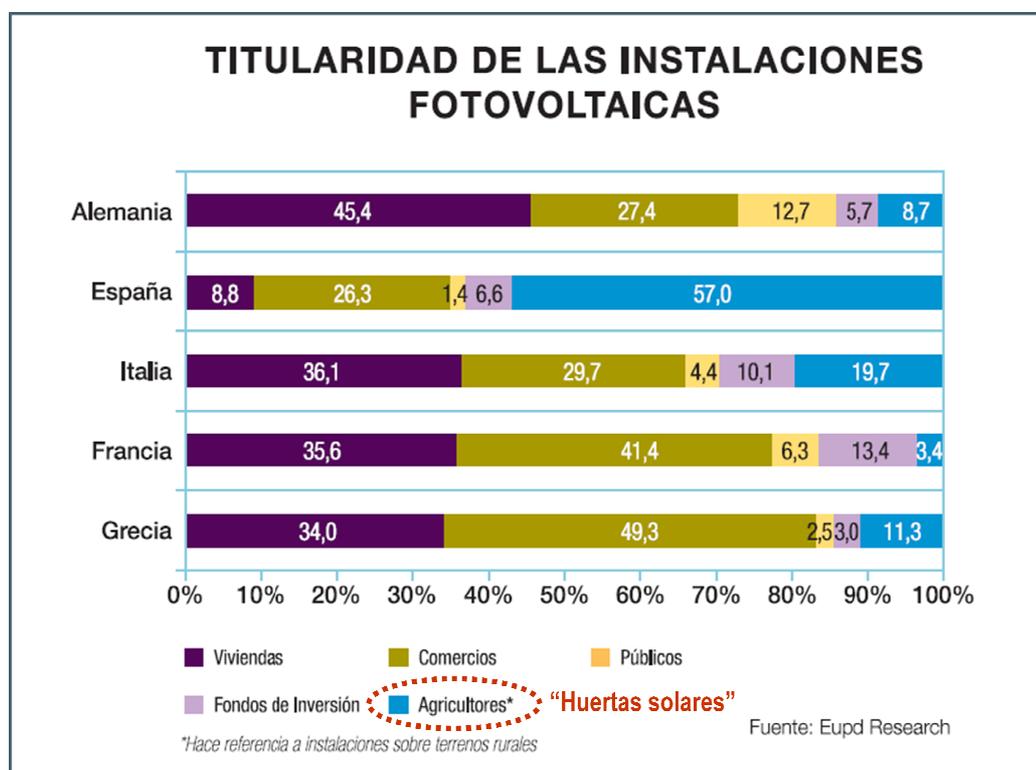


Ilustración 26.- Titularidad de las instalaciones FV, año 2007. Fuente: EuPD Research 2008

La segmentación de clientes en el mercado FV, a nivel europeo, varía en cada país. Algunas de las posibles explicaciones pueden ser: El desarrollo histórico, la etapa de difusión de los segmentos, las características arquitectónicas, las características de alimentación, los objetivos de los agentes del mercado y, por último, pero no menos importante el tamaño absoluto diferente de los mercados.

Distribución Territorial

En la **Ilustración 27**, se agrupa los valores de potencia total acumulada en FV por comunidad autónoma, para el año 2011.

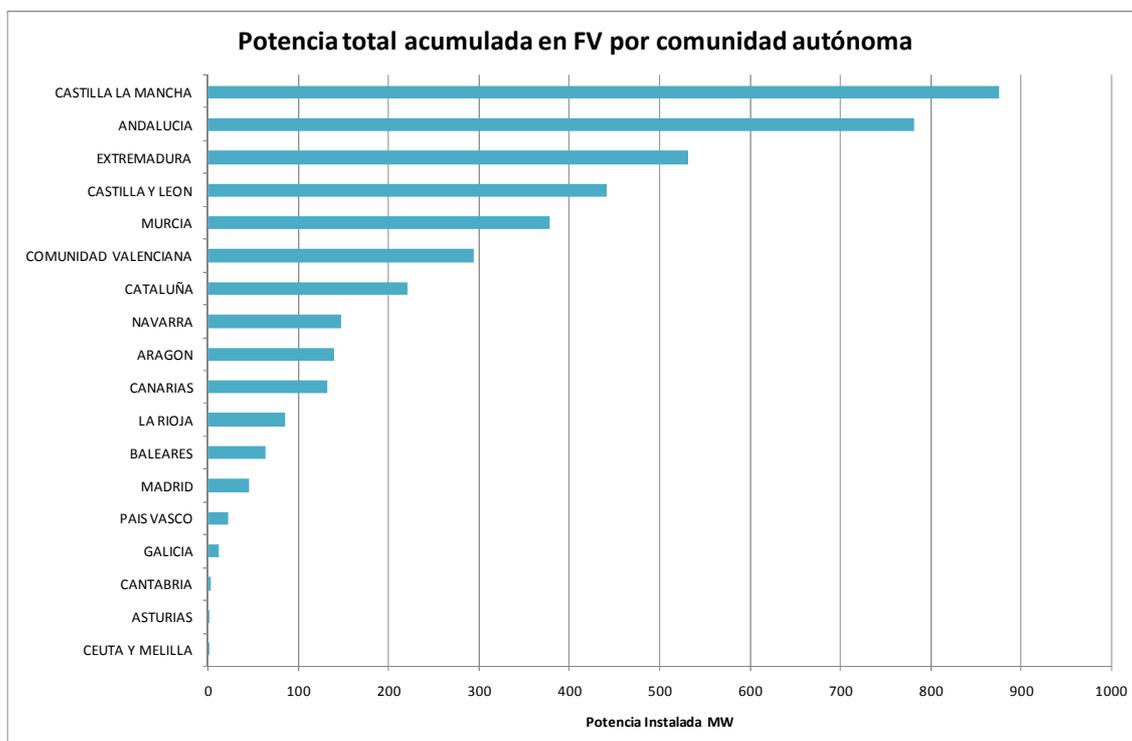


Ilustración 27.- Reparto por Comunidad Autónoma de la potencia total acumulada de FV en España, año 2011. Fuente: REE

Se observa que la comunidad autónoma con mayor potencia acumulada en FV es Castilla La Mancha, con el 21,00%, seguida de Andalucía con un 18,74% y Extremadura con un 12,74%.

Murcia se encuentra en un quinto lugar, con un 9,07% con respecto a la potencia total de tecnología FV, en España.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio potencia acumulada/ área, expresado en kW/km² (**Ilustración 28**).

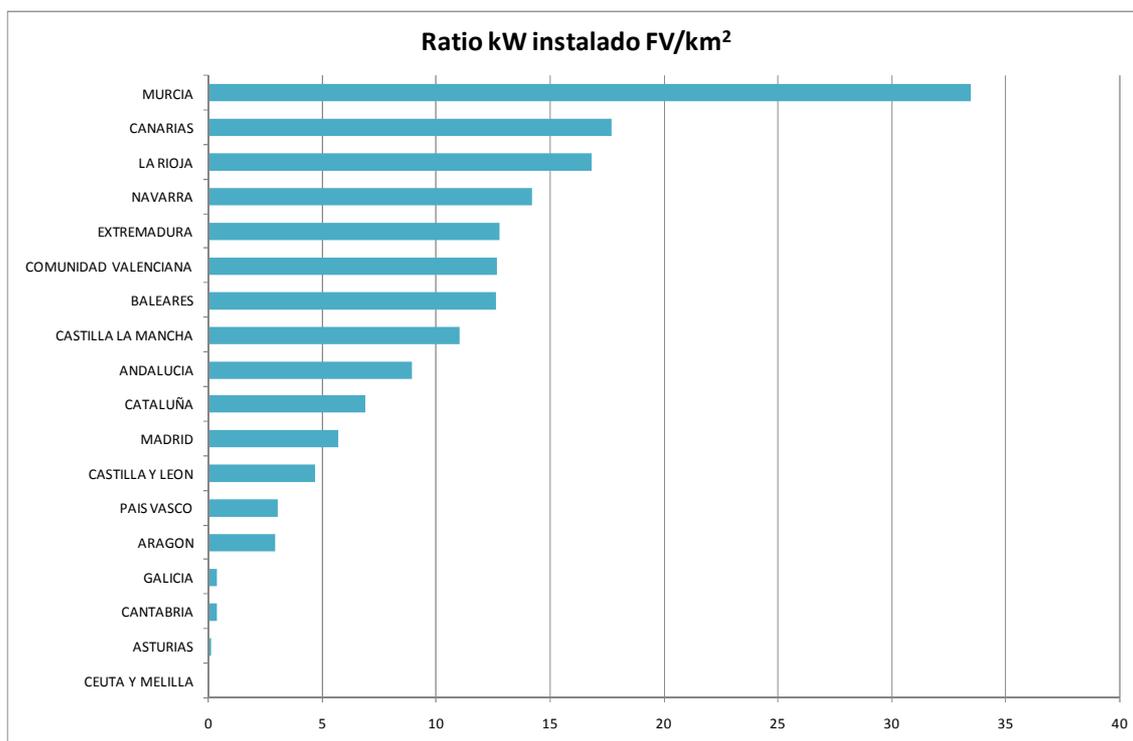


Ilustración 28.- Ratio potencia acumulada FV/población.área, año 2011. Fuente: CNE

La comunidad de la **Región de Murcia** presenta el **mayor ratio de Potencia acumulada FV/Área, con un valor de 33,42 kW/km²**, seguida de la comunidad de Canarias y La Rioja, con 17,65 kW/km² y 16,80 kW/km², respectivamente.

Para observar de manera más detallada la implantación del sector FV, se ha comparado el ratio obtenido en Murcia, con el ratio determinado para España y Alemania (**Ilustración 29**).

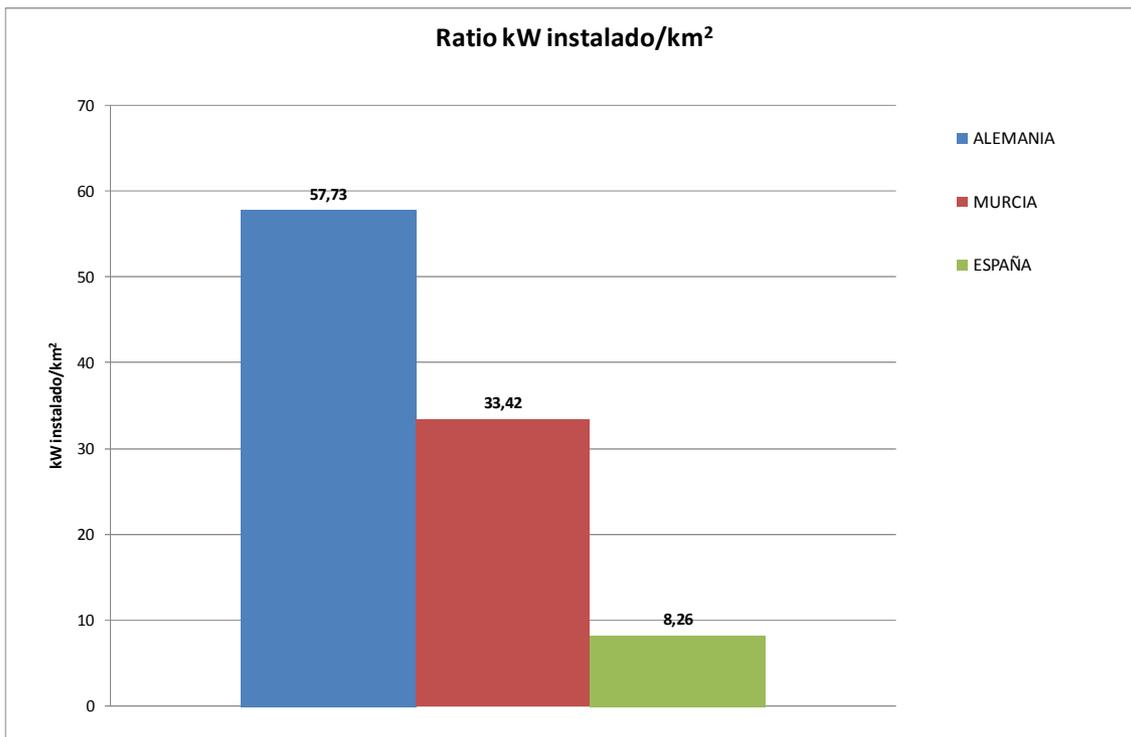


Ilustración 29.- Ratio potencia acumulada FV/población.área, en Alemania, España y Murcia.
Fuente: POLDER PV y CNE

En septiembre de 2011, **Alemania** presenta una potencia acumulada en energía solar FV de **20.617 MW**, obteniendo un ratio de **57,73 kW/km²**, para un área territorial de 357.104 km². Este ratio destaca frente a los valores obtenidos para España y Murcia.

España presenta un ratio de **8,26 kW/km²**, para **4.168 MW** instalados, en 2011, y una superficie territorial de 504.645 km². Este valor es muy inferior al ratio de Alemania.

4.4 Región de Murcia

En la **Ilustración 30**, se muestra la evolución de la tecnología solar FV, en la comunidad autónoma de la Región de Murcia.

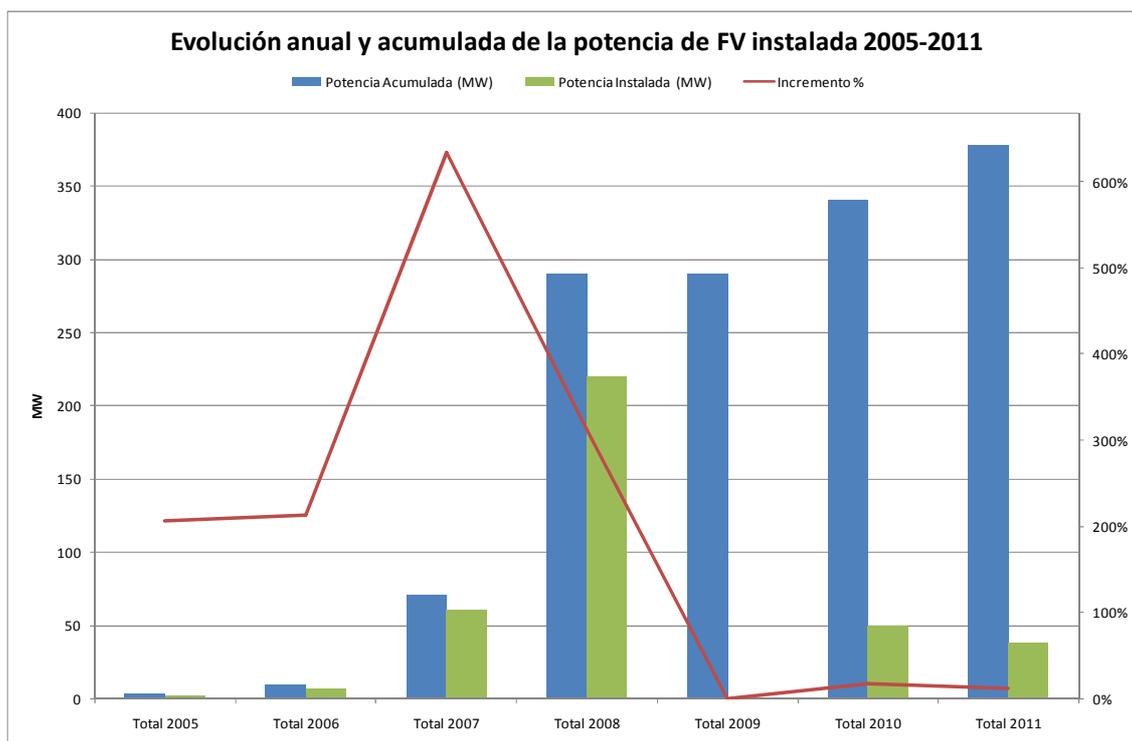


Ilustración 30.- Evolución anual y acumulada de la potencia FV instalada en Región de Murcia.

Fuente: CNE

Según el Registro Especial de Productores de Energía (REPE), existen **3.599 instalaciones FV en la Región de Murcia**, año 2011, alcanzándose en la actualidad, los **378 MW** de potencia instalada en energía solar FV.

Dicha potencia supone el 41,46% de la capacidad total de GD, en Región de Murcia, y el 1,05% respecto a la capacidad total de GD en España (36.135 MW, año 2011).

Dentro de la potencia instalada de 378 MW, en Murcia, la distribución de instalaciones por potencia nominal se muestra en la **Ilustración 31**.

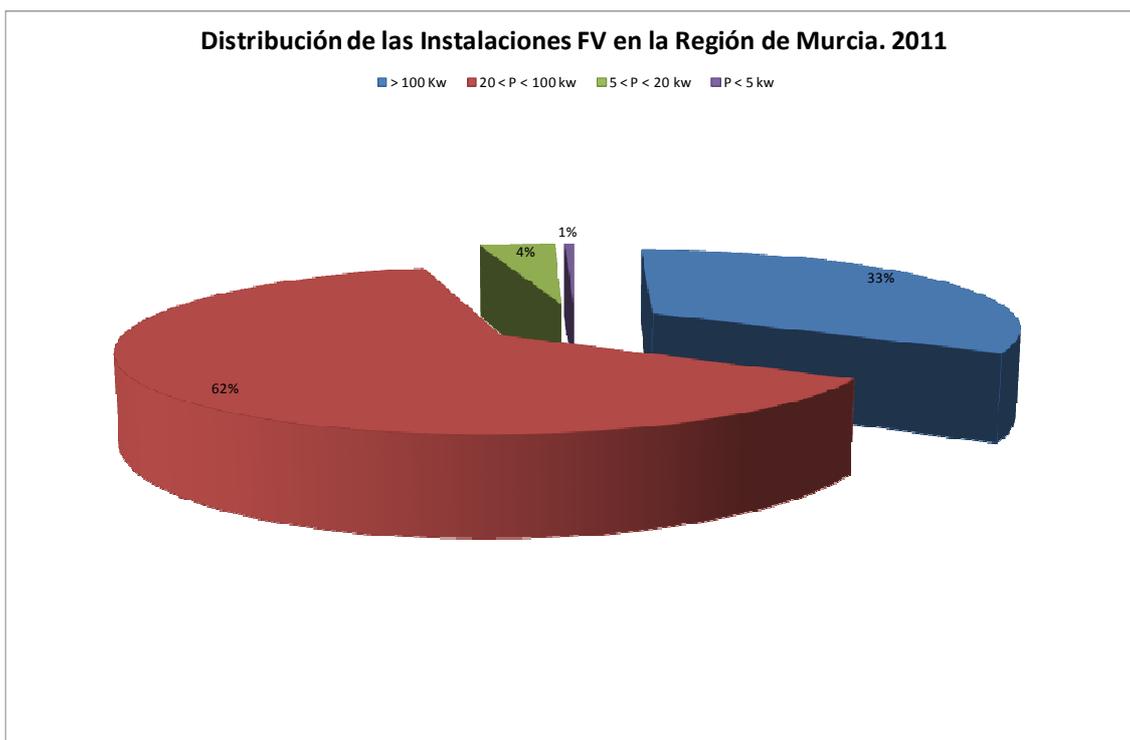


Ilustración 31.- Distribución de las instalaciones FV en Región de Murcia, año 2011. Fuente: REPE

Tal y como se puede observar, dentro de las diferentes opciones de GD, mediante tecnología solar FV, la que ha presentado una menor expansión ha sido la microgeneración (potencias inferiores a 5 kW), con un 1% respecto del total instalado.

Dada la dificultad de poder discriminar las instalaciones de suelo de las instalaciones de cubierta, en función de un criterio de potencia instalada, debido a la gran cantidad de agrupaciones existentes, se ha planteado el siguiente criterio para identificar dicha tipología ([Ilustración 32](#)):

- Potencia > 100 kW: Instalación en suelo
- 20 kW < Potencia < 100 kW: 20% en cubierta industrial; 80% en suelo
- 5 kW < Potencia < 20 kW: cubierta industrial
- 5 kW < Potencia: tejado en vivienda

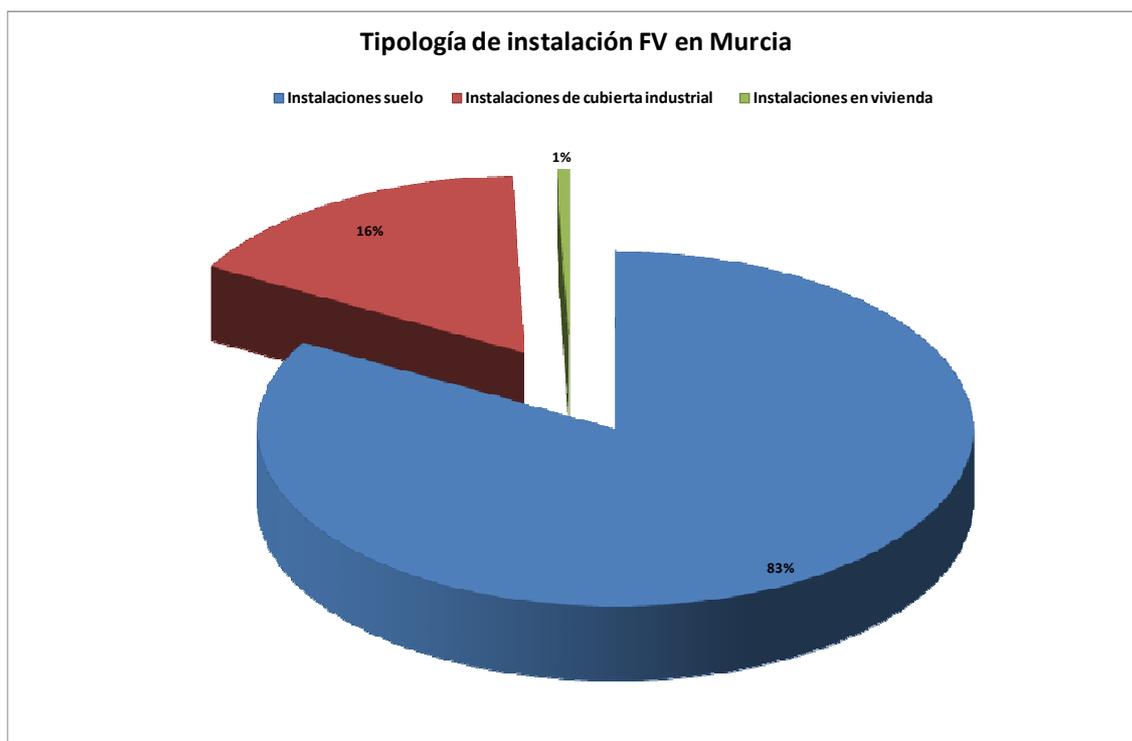


Ilustración 32.- Diferentes tipologías de instalación FV en la Región de Murcia en el año 2011.

Fuente: REPE

Se comprueba que el tipo de instalación más común, en la Región de Murcia, es el **sistema solar FV en suelo**, con un **83%** respecto del global.

5 EVOLUCIÓN REGULATORIA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO

Es evidente que la regulación del sector eléctrico juega y debe jugar el papel de orientar la evolución de las energías en función de las necesidades energéticas nacionales, incentivando o desincentivando su producción en función del grado de desarrollo o de interés en la misma.

Para analizar los cambios de ritmo producidos en el mercado FV español es necesario remontarse a sus inicios y observar los cambios legales que se han aplicado en los últimos años ([Tabla 3](#)).

TMR año 2007: 7,6588 c€/kWh	RD 2818/1998		RD 436/2004	RD 661/2007	
	Tarifa 1998 (ptas/kWh)	Tarifa 2004 (c€/kWh)	% sobre TRM ²	C€/kWh	C€/kWh
Instalación					
P ≤ 5 kW					
-Primeros 25 años desde su puesta en servicio	66	40			
-A partir de los 25 años	66	40			
5 kW < P < 50 kW					
-Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36	22			
-A partir de los 25 años	36	22			
P ≤ 100 kW					
-Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36	22	575%	44,03810	44,0381
-A partir de los 25 años	36	22	460%	35,23048	35,2305
100kW < P ≤ 10 MW					
-Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36	22	300%	22,97640	41,7500
-A partir de los 25 años	36	22	240%	18,38112	33,4000
10MW < P ≤ 50 MW					
-Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36	22			22,9764
-A partir de los 25 años	36	22			18,3811
					Necesidad Centro Control (> 10 MW)

Tabla 3.- Evolución de las tarifas reguladas en los RD de 1998, 2004 y 2007 [60]

En el RD 2818/1998, se da una tarifa preferente a las instalaciones fotovoltaicas con una potencia nominal de hasta 5 kW. Esto da lugar a una estructura de potencias, en la que el porcentaje de instalaciones inscritas en el Registro Especial de Productores de Energía (REPE) con potencias inferiores o iguales a 5 kW es del 71,41 %, de las cuales el porcentaje de las instalaciones con una potencia nominal, exactamente, igual a 5 kW es del 52,95 %. La potencia acogida a ese RD ha sido de aproximadamente 6 MW (de los 150 MW máximos admisibles).

El tratamiento, también, preferencial que se da a las instalaciones con potencias nominales iguales o inferiores a 100 kW, se ve reflejado en las instalaciones adscritas

² Tarifa media de referencia

al RD 436/2004, ya que el porcentaje de las instalaciones inscritas en el Registro Especial de Productores de Energía (REPE) con potencias inferiores o iguales a 100 kW es del 97,11 %, de las cuales el porcentaje de las instalaciones con una potencia nominal, exactamente, igual a 100 kW es del 24,94 %.

La retribución pasa a ser de hasta el 575% de la TMR, durante los primeros años, y luego del 80% de esa cantidad durante el resto de vida de la instalación sólo para instalaciones menores a 100 kW. Estas condiciones se mantienen hasta que España alcance los 150 MW instalados [62].

En este último caso, hizo que instalaciones mayores de 100 kW se inscribieran a nombre de diferentes empresas en partes de 100 kW (más del 10% del total en potencia de las instalaciones), conectándose en baja tensión y en algunos casos cediendo las instalaciones de evacuación de media tensión a la empresa distribuidora correspondiente.

La potencia acogida a este RD es de, aproximadamente, 160 MW según registro de instalaciones inscritas en el REPE, hasta Julio de 2007 (de 363 MW máximos admisibles, PANER 2005-2010).

La aparición del RD 661/2007 propicia la aparición de grandes instalaciones en muy poco tiempo, ya que la diferencia entre las tarifas inferiores a 100 kW y las superiores a 100 kW e inferiores a 10 MW solamente varían en un 5%, a favor de las de potencia más pequeña.

El nuevo escalón de potencia se sitúa en los 10 MW, donde se produce un cambio de prima realmente apreciable y siendo además esa la potencia necesaria para tener la obligación de conectarse a un centro de control (CECRE).

Con la entrada en vigor del RD 661/2007, el mercado experimenta un fuerte crecimiento del 385%, respecto al año anterior, instalándose 2700 MW, entre finales de 2007 y sobre todo durante el 2008, siendo apoyado por el agente regulador [60].

Tras la oleada de nuevas instalaciones por este último RD 661/2007, el Gobierno trata de seguir fomentando las EERR, pero de una forma mucho más ordenada. Con la intención de regular el crecimiento de sector, se publica el **Real Decreto 1578/2008**.

Este Real Decreto clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías, según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en suelo (tipo II). Dentro de las primeras, se distinguen dos subtipos:

Tipo I.1 Instalaciones con potencia inferior o igual a 20 kW

Tipo I.2 Potencia superior a 20 kW.

Además introduce:

- Mecanismo de preasignación de retribución
- Cupos anuales de potencia incrementados anualmente
- Reducción trimestral de tarifa en función del grado de cobertura del cupo anterior: un 2,5%, aproximadamente, (10% anual aprox.) de la tarifa de venta indicada anteriormente (si se cubren los cupos de cada convocatoria).

La evolución de las tarifas aplicables a las instalaciones FV, puestas en funcionamiento a partir del 30.09.2008, se observa en la [Tabla 4](#).

TARIFA DE VENTA DE LA ENERGÍA (€/kWh)			
Energía Solar FV (subgrupo b.1.1)			
Régimen Retributivo RD 1578/2008 ³			
Convocatoria	Subtipo I.1 (cubierta pequeña)	Subtipo I.2 (cubierta grande)	Tipo 2 (Suelo)
1ª 2009	0,340000	0,320000	0,320000
2ª 2009	0,340000	0,320000	0,3071893

³ Estos precios se actualizan cada años según el RD 661/2007

3ª 2009	0,340000	0,320000	0,2991125
4ª 2009	0,340000	0,320000	0,2908570
1ª 2010	0,340000	0,311665	0,2810450
2ª 2010	0,334652	0,303099	0,2731780
3ª 2010	0,330597	0,295200	0,2655090
4ª 2010	0,321967	0,286844	0,2586020
1ª 2011	0,313542	0,278887	0,2517140
2ª 2011	0,288821	0,203726	0,134585
3ª 2011	0,281271	0,198353	0,130324
4ª 2011	0,273817	0,193170	0,124970

Tabla 4.- Evolución de las tarifas reguladas en los RD de 2008

La publicación de este Real Decreto provoca una nueva orientación del sector, centrándose mayoritariamente en las instalaciones incorporadas a la edificación en detrimento de las plantas en suelo.

Un año más tarde, en el año 2009, el sector FV español pasa por uno de sus peores momentos, en gran parte, debido a la disminución de las primas y a la inseguridad jurídica provocada por los rumores de aprobación de una serie de medidas de carácter retroactivo que supusieron una disminución significativa de la demanda y consecuentemente conlleva a una ralentización del mercado.

Tal y como se muestra en la [Ilustración 24](#), a pesar de la incertidumbre creada, el 2010 supuso un año de ligera recuperación con 392 MW instalados, según datos de la CNE en comparación con el 2009, año en el que se produjo la desaceleración con sólo 17 MW instalados [58]. En cuanto a la tipología de instalaciones, tras la transición de los años 2009 y 2010, el sector fotovoltaico se ha reorientado focalizándose mayoritariamente en instalaciones ubicadas en edificaciones (Tipos I.1 y I.2) y políticas de cupos, en detrimento de las de suelo (disminución de las cuotas en suelo), que fueron las grandes protagonistas en los años 2007 y 2008.

A partir de 2010, se da prioridad a la reducción del gasto y la liquidación del déficit tarifario eléctrico, tomando medidas que han afectado de forma drástica al sector FV.

En noviembre de 2010, se publica el RD 1565/2010 donde se aplica una reducción a la remuneración para los tres tipos de instalaciones [58].

- Instalaciones de tipo I.1: 5% de reducción.
- Instalaciones de tipo I.2: 25% de reducción.
- Instalaciones de tipo II: 45% de reducción.

En diciembre de ese mismo año se publica el RD Ley 14/2010, se aplica una limitación de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones en función de la zona climática hasta final de 2013, con carácter retroactivo a las instalaciones acogidas al RD 661/2007 y RD1578/2008, compensando esta limitación con un aumento de retribución de 25 a 28 años.

Esta reducción extraordinaria de tarifas disminuye la rentabilidad de numerosos proyectos, especialmente los de plantas solares ubicadas en las regiones con menor irradiación.

En el mes de junio de 2011, se publica el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020. Se trata de un documento en el que se marcan las pautas referentes a legislación, objetivos de generación y políticas de fomento para las diferentes tecnologías renovables, con vistas a la consecución del objetivo de cubrir un 20% del consumo de energía final con renovables en 2020 establecido por la Directiva 2009/28/CE.

En él, se estima un incremento de la potencia fotovoltaica instalada de 4.346 MW, hasta el 2020, de los cuales cerca de un 70% corresponderá a instalaciones en edificaciones.

No obstante, a pesar del incremento previsto, el PANER no supone mayor progreso para el sector.

Para facilitar y potenciar el desarrollo y la penetración de las energías renovables (EERR), el PANER propone una batería de medidas, materializándose una de ellas en el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Este RD que traspone a nuestra legislación parte de la Directiva Europea 2009/28/CE, relativa al fomento de las de EERR, se suma a la ya existente en este capítulo y tiene como finalidad simplificar la tramitación exigida para acelerar la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de pequeño tamaño regulando las condiciones administrativas y técnicas básicas para la conexión de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración de pequeña potencia.

Del mismo modo, en este RD, se anuncia una próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor, para su propio consumo, que incentivará el **autoconsumo**.

Estos antecedentes, junto con la reciente entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012, ha supuesto la paralización por tiempo indefinido del sistema de fomento de las EERR, existente hasta la fecha, en España (basado en tarifas de inyección a red) [22]. Para poder **cumplir los objetivos** marcados en el PANER, se ha de tener en cuenta la llegada de la **Paridad de Red en el sector y el autoconsumo** [58], para generar un **incremento de potencia instalada sin asociar al régimen especial**.

La **instalación en suelo alcanzaría la paridad de red después del segmento edificación**. En este sentido, **este informe, se ha centrado fundamentalmente en el segmento de edificación** [61].

6 AUTOCONSUMO Y BALANCE NETO

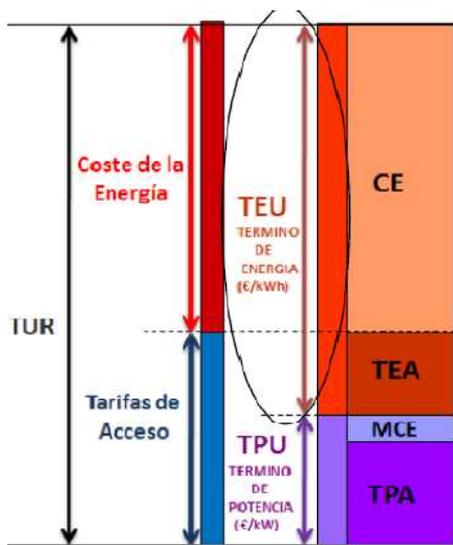
6.1 Paridad de red

Se dice que una tecnología de generación eléctrica alcanza la Paridad de Red, o Grid Parity en inglés, cuando el precio de la energía generada por el sistema, en este caso fotovoltaico, es el mismo que el precio de referencia de la electricidad. En otras palabras, es preferible autoconsumir la propia energía generada a comprarla a cualquier distribuidora.

Se entiende por Precio de Referencia de la Electricidad la suma del término de energía (TEU), el coste estimado de la energía suministrada (CE), el término de energía de la tarifa de acceso (TEA) y el impuesto especial de electricidad (IEE) [4].

PRE (precio referencia electricidad) = **TEU + CE + TEA + IEE**

TUR (tarifa último recurso) = **TPU** (término de potencia) + **TEU** (término de energía)



CE: Coste estimado de la energía suministrada medida por el contador del consumidor, siendo su cálculo:

$$CE = [(CEMD + SA) \times (1 + PR) + CAP] \times (1 + PERD)$$

- CEMD: Coste estimado de la energía en el mercado diario. Se estima a partir del coste de los contratos a plazo referenciados a las subastas CESUR.
- SA: Sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema.
- PR: Prima por riesgo derivado del desfase existente entre el momento en que el comercializador compra la energía en el mercado mayorista (subastas) y el momento de entregarla al consumidor.
- CAP: Pago por capacidad de generación (garantía de potencia).
- PERD: Coeficiente de pérdidas. Diferencia entre la energía generada y el consumo leído en el contador del consumidor.

TEA: Término de la energía de la tarifa de acceso (Fijado por la Orden de Tarifas de Acceso)

MCE: Margen de comercialización (Inicialmente se estima en $\Delta\text{€}/\text{kW}$ año. Puede ser modificado por resolución)

TPA: Término de potencia de la tarifa de acceso (Fijado por la Orden de Tarifas de Acceso)

Ilustración 33.- Precio de referencia de la electricidad

La tendencia del coste de la electricidad va en aumento, debido en gran parte al encarecimiento de los combustibles fósiles, a partir de los cuales se genera la mayor parte de la electricidad y al déficit eléctrico acumulado durante los últimos años.

En cambio, el coste del kWh fotovoltaico, representado en azul (Ilustración 34), responde a una tendencia decreciente gracias a las mejoras tecnológicas y economías de escala que han permitido aumentar su competitividad.

La **Paridad de Red** se define como el momento en el que las dos líneas de tendencia se cruzan (Ilustración 34).

En este punto, es importante diferenciar dos conceptos como son la “Paridad de Red” y la “Paridad de Generación” que son comúnmente asociados y en algunos casos utilizados de forma errónea.

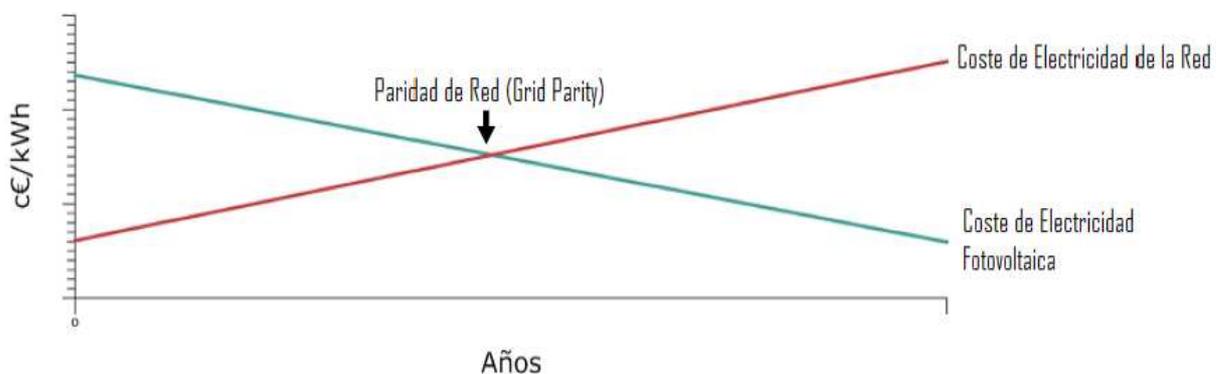


Ilustración 34.- Representación ilustrativa de paridad de red [30]

Paridad de Generación: Representa el momento en el que la tecnología fotovoltaica empieza a ser rentable si inyectamos a la red toda la producción de nuestra instalación fotovoltaica.

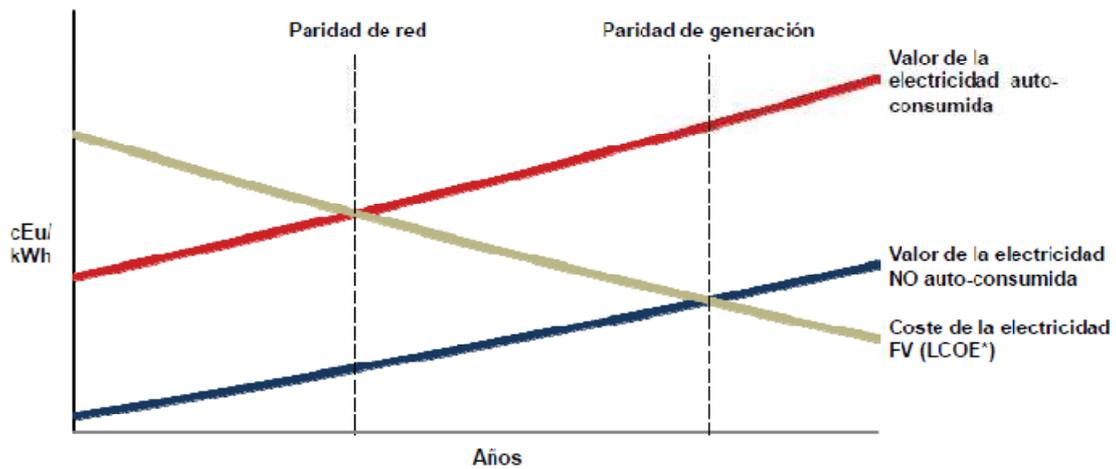


Ilustración 35.- Paridad de red y paridad de generación. Fuente: ECLAREON [31]

6.1.1 Cálculo de llegada de la paridad de red

La llegada de la Paridad de Red depende de tres parámetros objetivos: el coste de inversión en el sistema solar, el índice de irradiación y el precio kWh de la energía suministrada por la compañía eléctrica.

6.1.1.1 Coste de la inversión inicial

El precio del kWh fotovoltaico se calcula teniendo en cuenta el coste de instalación del sistema, el cual viene dado en euros por vatio pico instalado⁴ (€/Wp). Dentro de éste, los módulos FV representan, típicamente, entre un 30% y un 50% del coste total de la instalación (Ilustración 36).

⁴ Precio total de la instalación dividido entre la potencia total del campo

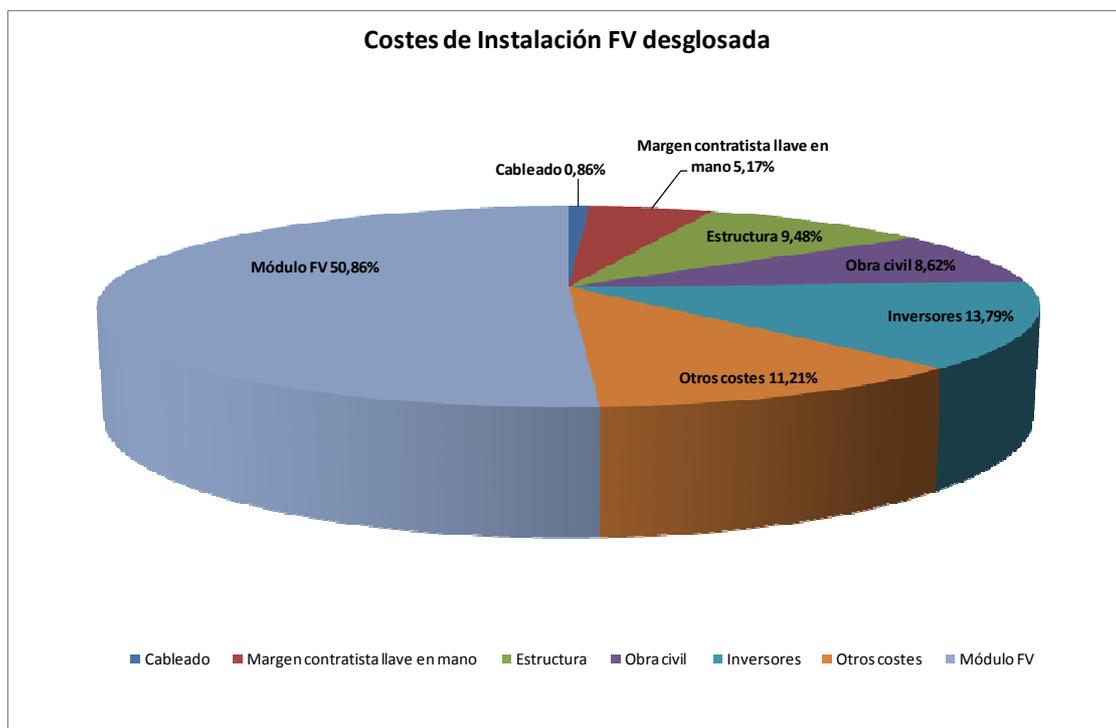


Ilustración 36.- Coste instalación fotovoltaica desglosada. Fuente: [34] y FDS

En este sentido, cabe destacar que las curvas de aprendizaje tecnológico han experimentado un gran desarrollo e incorporado avances en la cadena productiva, que han reducido considerablemente los costes de obtención. Tratándose de una tecnología que aún no ha alcanzado su madurez, se espera que los precios puedan seguir con una tendencia a la baja, durante los próximos años.

La **Ilustración 37** muestra la evolución del coste del panel fotovoltaico.

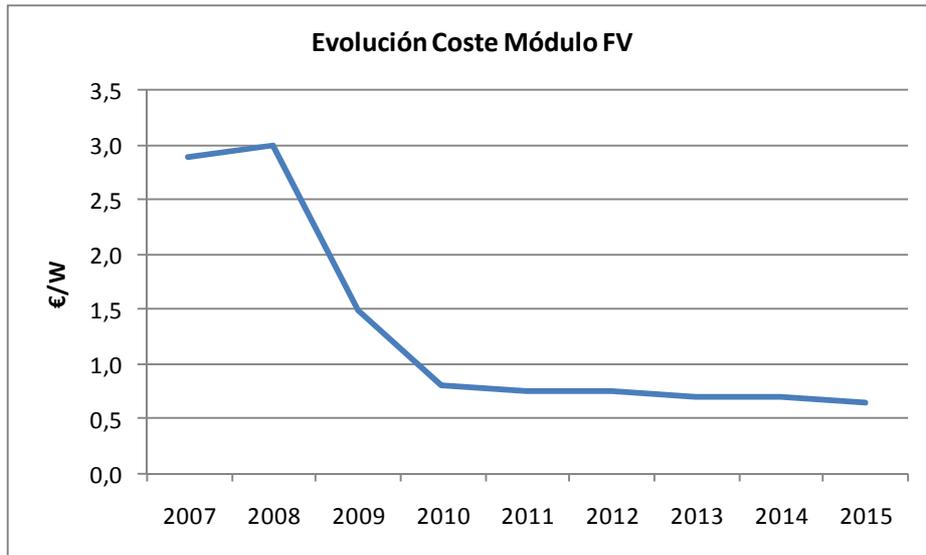


Ilustración 37.- Evolución coste módulo fotovoltaico. Fuente: [30] y FDS

Actualmente, la reducción de los costes del kWp instalado es constante y se espera que, en un intervalo de 10 años, se reduzcan en un 50% (Ilustración 38) en su mayor parte debido a la reducción de los elementos básicos de la instalación, como son los módulos y los inversores fotovoltaicos [34].

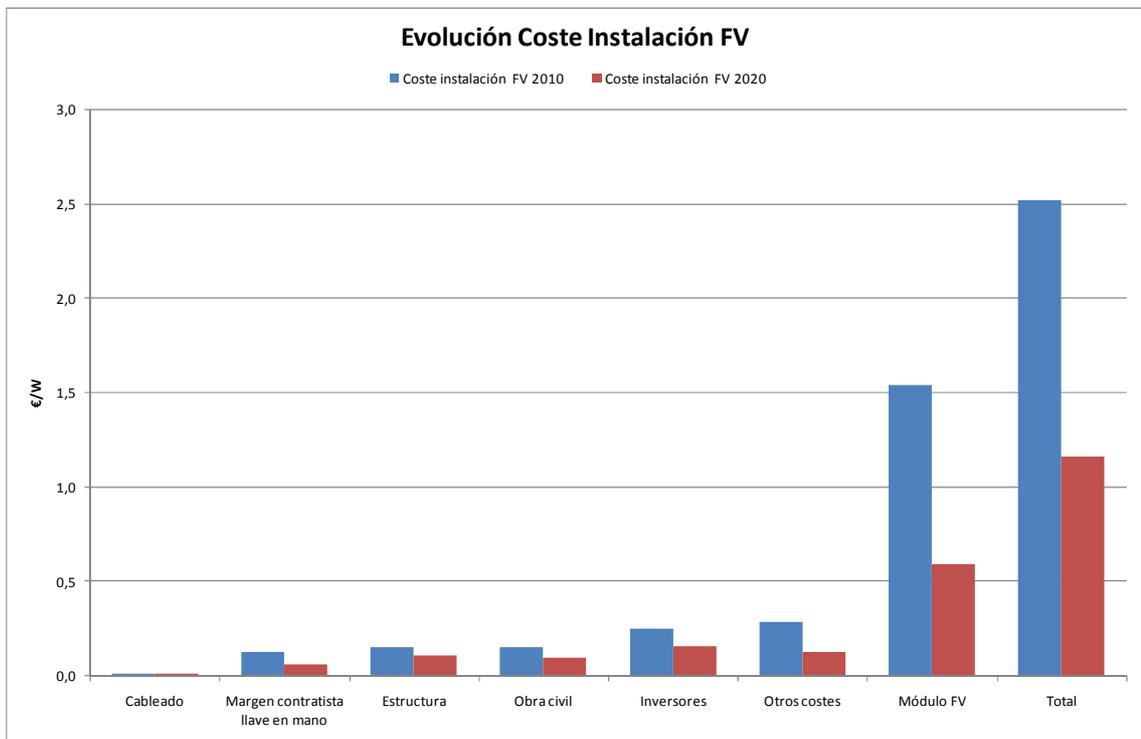


Ilustración 38.- Evolución costes instalación fotovoltaica. Fuente: [34] y FDS

6.1.1.2 Precio FV kWh generado

La metodología tradicional para calcular los costes de generación de electricidad se basa en la obtención del LCOE (Levelised Cost of Electricity).

El LCOE es una medida del coste promedio anual de producción de electricidad por unidad de energía producida, a lo largo de la vida útil de la planta, descontado y expresado en valor presente.

Dicha medida se expresa en Euros por Kilovatio-hora, por lo que es comparable entre distintas tecnologías de generación. Incluye todos los costes presentes y futuros de las unidades de generación: los costes de inversión inicial (incluido los costes de planificación, el pago de intereses, etc.), los costes de operación y mantenimiento (fijos y variables) y el coste de combustible.

La fórmula empleada para el cálculo del LCOE es:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

A continuación, se determina el coste promedio anual de producción de electricidad por unidad de energía producida, LCOE, para una instalación FV situada en la Región de Murcia, teniendo en cuenta:

- Autoconsumo del 100%.
- Pago Instalación por medios propios del 100%.
- Tratamiento fiscal de la instalación como consumidor.
- No se contabiliza el pago de peajes eléctricos.

Precio kWh comprado a Tarifa Último Recurso (TUR)

- TUR sin discriminación horaria: **0,142349 €/kWh (Primer trimestre 2012)**
- Impuesto Eléctrico: 5,113%
- IVA: 18%

- Precio total kWh (sin autoconsumo): **0,1753 €/kWh (IVA incluido)**
- Consumo medio anual de electricidad de un hogar español: 3.600 kWh

Precio kWh para instalación Fotovoltaica Residencial de 5 kWp

- Producción unitaria estimada (zona Murcia): 7512 kWh/kWp (apartado 8.6: 1502,40 kWh/ kWp)
- Precio medio del Wp: 2,5 € (IVA no incluido)
- Precio total instalación (inversión, It): 12.500 € (IVA no incluido)
- Costes anuales O&M (15€/kW): 75 € (IVA no incluido)
- Coste anual seguro instalación (10€/kW): 50 € (IVA no incluido)
- Incremento anual gastos de instalación: 1,5%
- Tasa de actualización: 5%
- Incremento anual del precio de energía: 4%
- Años de funcionamiento: 25 años
- Factor de corrección debido a la pérdida de potencia anual: 0,40%
- Precio kWh (LCOE con autoconsumo): **0,1701 €/kWh (IVA incluido)**

Según este ejemplo, teniendo en cuenta las hipótesis mencionadas, el sistema fotovoltaico ya sería más rentable que la compra de red. No obstante, el autoconsumo de este tipo de instalaciones no será del 100%, factor importante para la estimación del coste del kWh en esta modalidad [30].

En la [Tabla 5](#), se puede observar el **ahorro generado de 8.022,5 €** para este caso de autoconsumo estudiado.

Año	Energía producida kWh/año	Tarifa ahorro	Ahorro Bruto anual 100% autoconsumo	It, €	Mt, €	Total Gastos	Flujo de caja, actualizado a origen	Acumulad
0				12.500,0	125,0	12.625,0	-12.625,0	-12.625,0
1	7.512,0	0,1423	1.069,3	0,0	126,9	126,9	940,6	-11.682,5
2	7.482,0	0,1480	1.107,7	0,0	128,8	128,8	924,7	-10.750,3
3	7.452,0	0,1540	1.147,3	0,0	130,7	130,7	909,1	-9.828,2
4	7.422,2	0,1601	1.188,5	0,0	132,7	132,7	893,7	-8.916,1
5	7.392,5	0,1665	1.231,1	0,0	134,7	134,7	878,5	-8.014,1
6	7.363,0	0,1732	1.275,2	0,0	136,7	136,7	863,6	-7.122,1
7	7.333,5	0,1801	1.320,9	0,0	138,7	138,7	848,8	-6.239,9
8	7.304,2	0,1873	1.368,2	0,0	140,8	140,8	834,3	-5.367,6
9	7.275,0	0,1948	1.417,3	0,0	142,9	142,9	820,1	-4.505,1
10	7.245,9	0,2026	1.468,1	0,0	145,1	145,1	806,0	-3.652,3
11	7.216,9	0,2107	1.520,7	0,0	147,2	147,2	792,1	-2.809,1
12	7.188,0	0,2191	1.575,2	0,0	149,5	149,5	778,4	-1.975,5
13	7.159,3	0,2279	1.631,6	0,0	151,7	151,7	765,0	-1.151,4
14	7.130,6	0,2370	1.690,1	0,0	154,0	154,0	751,7	-336,8
15	7.102,1	0,2465	1.750,7	0,0	156,3	156,3	738,7	468,5
16	7.073,7	0,2564	1.813,4	0,0	158,6	158,6	725,8	1.264,5
17	7.045,4	0,2666	1.878,4	0,0	161,0	161,0	713,1	2.051,3
18	7.017,2	0,2773	1.945,7	0,0	163,4	163,4	700,6	2.828,9
19	6.989,1	0,2884	2.015,5	0,0	165,9	165,9	688,3	3.597,4
20	6.961,2	0,2999	2.087,7	0,0	168,4	168,4	676,2	4.357,0
21	6.933,3	0,3119	2.162,5	0,0	170,9	170,9	664,0	5.107,6
22	6.905,6	0,3244	2.240,0	0,0	173,4	173,4	652,5	5.849,4
23	6.878,0	0,3374	2.320,3	0,0	176,0	176,0	640,9	6.582,4
24	6.850,5	0,3508	2.403,5	0,0	178,7	178,7	629,5	7.306,8
25	6.823,1	0,3649	2.489,6	0,0	181,4	181,4	618,2	8.022,5
AHORRO POR AUTOCONSUMO EN 2012 (25 años)								8.022,5

Tabla 5.- Ahorro con autoconsumo en instalación de 5 kWp

6.2 El autoconsumo por Balance Neto. Definición

Una vez alcanzada la paridad de red, el autoconsumo de la electricidad generada sería algo lógico para el titular del punto de suministro eléctrico en cualquiera de los segmentos. Por lo tanto, podría resultar apropiado **promover el autoconsumo mediante un sistema de medición neta o balance neto (*Net Metering, en inglés*)** que viene preparando el mercado para ese momento [61].

El balance neto es un sistema de compensación de saldos de energía que permite al consumidor auto-productor compatibilizar su curva de demanda y producción. Se trata de un sistema interconectado a la red pudiendo verter o consumir energía en momentos puntuales.

Estos sistema implican un cambio de filosofía en el que el “generador” de EERR pasa a ser a su vez un “consumidor” produciendo parte de lo que posteriormente va a consumir, lo cual no implica realizar una actividad estrictamente económica como puede con el sistema tarifario actual.

Además, mediante el contador el consumidor puede identificar los picos y valles de demanda pudiendo modificar sus hábitos de consumo adaptando así la curva de generación a la demanda (**Ilustración 39**).

Tramo A: Todo el consumo eléctrico se cubre con electricidad importada de la red eléctrica. La generación fotovoltaica es nula.

Tramo B: El sistema fotovoltaico cubre una parte del consumo. El sistema eléctrico proporciona el resto de energía para satisfacer la demanda

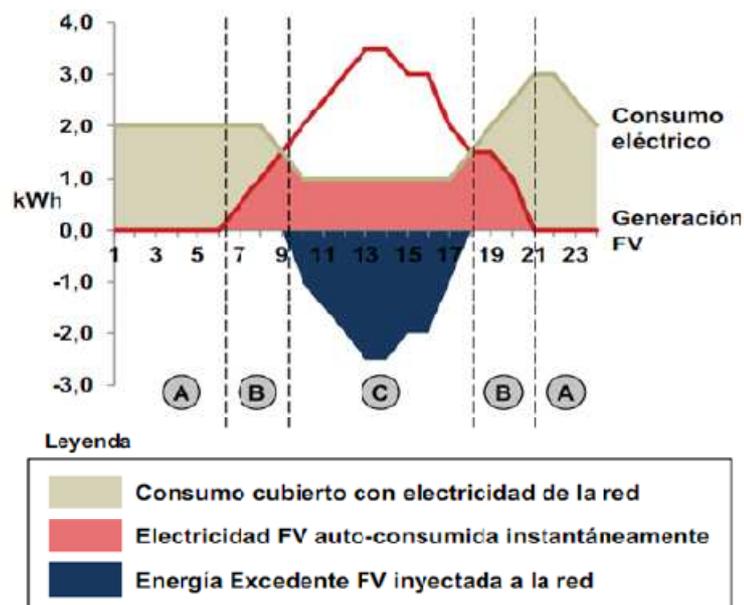


Ilustración 39.- Funcionamiento conceptual del balance neto. FUENTE: ECLAREON

Tramo C: Las horas de máxima generación del sistema coinciden con las horas valle de la demanda. Una parte de la generación fotovoltaica cubre toda la demanda eléctrica del edificio. El excedente se vierte a la red eléctrica.

El autoconsumo en la modalidad de balance neto se caracteriza, principalmente, porque un consumidor genera in situ parte de la energía eléctrica que consume, típicamente en la cubierta de la propia edificación.

La estacionalidad y variabilidad de recursos renovables, junto con la cogeneración los más empleados, traen como consecuencia que no toda la energía producida se autoconsume instantáneamente (Ilustración 39). La energía excedentaria, que se inyecta en la red, genera en estos casos un crédito que el consumidor puede recuperar, esto es “balancear”, en períodos posteriores [22].

La valoración o monetización del intercambio más común –y a la vez la más sencilla– es la que confiere idéntico precio a la energía exportada que a la importada, siempre que éstas se balanceen dentro del mismo período de facturación.

En aquellos periodos de facturación con saldo neto de energía importada (menos autoproducción que energía consumida), si existen saldos de energía exportada anteriores se hace uso de los mismos, pero pagando un coste o peaje del servicio prestado por el sistema eléctrico.

Este coste es objetivable, aunque es habitual que los reguladores lo utilicen como señal de mercado para incentivar o ralentizar el desarrollo de estos mecanismos de balance neto de energía, basados en tecnologías renovables.

Con el objeto de no desvirtuar la finalidad de autoconsumo y evitar que se conviertan en instalaciones de exportación neta de energía a la red, se suele establecer penalizaciones a los casos en los que los créditos de energía excedentaria no son redimidos en el plazo preestablecido, típicamente un año desde su generación. En el caso extremo, sin dar valor alguno a la energía sobrante una vez pasado un año.

Con este sistema, explica el borrador del decreto, «una instalación producirá energía eléctrica para consumo en la misma vivienda siempre que haya demanda. Si la demanda es superior a la producción, se importará energía de la red, y cuando la demanda sea inferior a la producción, se exportará energía a la red».

La generación de excedentes puede producirse a diario en las horas centrales, aunque también siempre que no haya nadie en el hogar requiriendo energía, algo habitual en vacaciones. El borrador habla de derechos de consumo diferido para referirse a los kilowatios (kW) excedentarios que se inyectan en la red, que se podrían acumular durante 12 meses y compensarse al final del periodo o bien con la misma frecuencia que la facturación.

La comercializadora –generalmente la compañía eléctrica o una de sus filiales– se encargará de hacer los saldos entre el consumo diferido y el consumo instantáneo.

Los consumidores tendrán que seguir pagando un ‘peaje’ por el acceso a la red y un ‘coste’ del balance neto cuyo importe máximo debe definir el Ministerio de Industria. El sistema es especialmente aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con fuentes renovables que no se pueden gestionar: eólica y solar, ya que permite adecuar su producción al consumo sin necesidad de las carísimas y poco eficientes baterías y acumuladores.

En general, el autoconsumo sirve para todas las renovables por debajo de los 100 kW, que es la potencia máxima para la baja tensión. «Un hogar—recuerdan en ASIF— instala habitualmente 4 kW por lo que el sistema también es apto para comercios y pequeñas industrias [23].

	Unidad	Puntos	Valle	
Consumo de la red en el mes actual	kWh	100	210	<ul style="list-style-type: none"> Crédito de consumo acumulado de facturas anteriores, desglosado por periodo tarifario. Este crédito caducaría si no es utilizado durante el periodo de balance Energía que la comercializadora facturará al usuario al precio habitual. En ningún caso este valor podrá ser negativo: si el crédito generado fuera superior a la energía consumida, este valor sería 0 y la diferencia pasaría a “Crédito acumulado para el mes siguiente” Este valor se traslada a la factura siguiente bajo el concepto “Crédito acumulado de meses anteriores” Término de energía habitual para la energía consumida que exceda el crédito de consumo disponible Corresponde con el número de créditos utilizados en el mes actual Cuota de BN acordada entre la comercializadora y el usuario. Servirá para pagar el margen a la comercializadora, el peaje de BN y los otros costes eventuales asociados a la electricidad auto-consumida de forma diferida
Vertido a red en el mes actual	kWh	60	30	
Crédito acumulado de meses anteriores	kWh	50	0	
Consumo tradicional en el mes actual	kWh	0	180	
Crédito acumulado para mes siguiente	kWh	10	0	
Término de energía	Eu/kWh	0,18	0,06	
Coste consumo tradicional	Eu	0	10,80	
Auto-consumo diferido en el mes actual	kWh	100	30	
Cuota de BN	Eu/kWh	0,04	0,01	
Coste auto-consumo diferido	Eu	4,00	0,30	
Coste total	Eu	4,00	11,10	
Total	Eu	15,10		

Ilustración 40.- Ejemplo de factura con balance neto. Fuente: IDAE

6.3 Experiencias anteriores

En este apartado, se describe la experiencia internacional de las políticas de balance neto. El objetivo es poder observar las características de las principales políticas adoptadas, por algunos países, que han implementado el balance neto. Además, se expone el caso norteamericano con mayor grado de detalle, donde se puede ver cómo han afectado las políticas de balance neto al desarrollo de las fuentes de generación de pequeña escala, en base a EERR no convencionales.

Otro aspecto a destacar en la regulación norteamericana es que muchos estados hacen una diferenciación entre clientes pequeños y clientes grandes, lo cual funciona bastante bien para disminuir las barreras de entrada a clientes residenciales. Además, se diferencia en pequeños clientes entre los que operan con equipos certificados y los que operan sin equipos certificados, en donde a los primeros se les exigen menos pruebas a la hora de poner en servicio la instalación.

En Europa, la situación es un tanto distinta. Si bien los países europeos se encuentran liderando el campo de las EERR, en Europa la experiencia en cuanto a balance neto se refiere, es diferenciada entre los distintos países, existiendo países como Italia en el cual la iniciativa ha tenido gran éxito, con una legislación poseedora de un alto grado de detalle. Otros países han comenzado la implementación de estos sistemas, recientemente, y el éxito de los programas es incierto. Finalmente, otros aún no han promulgado leyes de balance neto (España se encuentra en vías de promulgar una ley propia de balance neto o autoconsumo) [5][6][7].

La iniciativa de balance neto ha comenzado a ganar relevancia en Latinoamérica, debido al aumento que las EERR han comenzado a tener en los países de esta región. Existen algunas iniciativas pero estas aun son incipientes y no poseen una experiencia detallada de forma que pueda ser comentada. Se destaca el caso de Chile en donde ya se han presentado 4 proyectos de ley, en donde el proyecto del senador Horvath es el que más se ha desarrollado. En general, los proyectos de ley que se han presentado en el país no han sido muy aterrizados y carecen de peso en aspectos técnicos[5][6][7].

A continuación, se muestra la experiencia en distintos países en materia de balance neto o autoconsumo.

6.3.1 Mercados de referencia: Políticas internacionales existentes en la actualidad de GD

De acuerdo con datos de la CIGRE (International Council on Large Electric Systems), en diversos países del mundo, se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, la GD se ha convertido una realidad en muchos países como EEUU, Canadá, Colombia, Chile, Reino Unido, Alemania, Suecia y Portugal que cuentan, en la actualidad, con

regulaciones específicas. Un ejemplo claro es la situación en Portugal, que ha establecido recientemente una legislación específica para la microproducción.

6.3.1.1 Mercado Europeo

6.3.1.1.1 Portugal

En Portugal, se han establecido marcos regulatorios muy modernos y flexibles.

- ***El Decreto ley 363/2007 de 2 de noviembre, sobre microgeneración***

En Portugal, el 2 de Noviembre de 2008, entra en vigor el Decreto Ley 363/2007 sobre Microgeneración, para la aplicación de un régimen de licencias simplificado (Internet) para conexión a red local a bajo voltaje, de productores pequeños o residenciales, que utilicen fuentes de EERR (hasta 1,5 kW. en fotovoltaica y 2,5 kW. en micro-eólica). Este nuevo régimen jurídico, se enmarca dentro del ámbito de la “Estrategia Nacional para la Energía”, que pretende impulsar de forma significativa la microproducción de electricidad.

Este Decreto crea el Sistema de Registro de Microproducción (SRM) que consiste en una plataforma electrónica de interacción con los productores, en el cual es posible realizar con la administración toda la relación necesaria para implementar la actividad del microproductor. En la parte de licencias, los viejos procedimientos lentos y burocráticos son sustituidos por una única acción de registro en el MRS, permitiendo que cualquier entidad, que tenga un contrato de compra de electricidad, pueda convertirse en microproductor. También, es prevista la creación de un sistema de facturas y de relación comercial simplificados, evitando la emisión de recibos y correcciones de IVA, por parte de los productores privados. El microproductor recibe o paga a través de una única transacción, por el valor neto del ingreso relativo a la electricidad producida y los pagos referentes a la electricidad consumida.

De acuerdo a esta regulación, hay dos regímenes para la venta de energía eléctrica producida por unidades de microgeneración: el régimen general (que considera la producción hasta potencias de 5,75 kW) y el régimen especial (que considera la producción hasta 3,68 kW). Cualquier consumidor de energía puede ser un productor de energía, pero sólo puede producir y vender energía a la red pública hasta la mitad del índice de potencia de su hogar. Esta regulación sólo permite el

acceso al régimen especial, en los casos de edificios o locales, donde la instalación tiene, como mínimo, 2 m² de paneles solares térmicos [51].

En resumen, esta norma prevé que la electricidad producida se destine, principalmente, a consumo propio, pero el excedente puede ser vendido a terceros o a la red pública.

Se establece una tarifa única de referencia de 650€/MWh, durante los 5 primeros años de vida de la instalación, para diferentes tecnologías de microgeneración: solar, eólica, minihidráulica, cogeneración con biomasa, pilas de combustible de hidrógeno producido a partir de fuentes renovables. Para obtener esta tarifa, estas tecnologías están limitadas a una potencia en el inversor de 3,68 kW.

Esta tarifa de 650 €/MWh, será para los primeros 10MW de potencia que se instalen en el país. Por cada 10 MW adicionales que se instalen, la tarifa irá disminuyendo un 5%. Una vez pasados los cinco primeros años, la instalación percibirá durante 10 años adicionales, anualmente, la tarifa única que corresponda a la del 1 de enero de ese año, aplicable a las nuevas instalaciones que sean equivalentes. Después de este período de 15 años, las instalaciones pasarán al régimen general.

Cada tecnología, recibirá un porcentaje de esta tarifa única. En el caso de la energía minieólica, será el 70% de la misma, es decir, 450 €/kWh. Para la energía solar, la prima es del 100%: 650 €/MWh. La electricidad vendida se limita a 4 MWh/año para la energía minieólica por cada kW instalado. El recuento de electricidad se realiza con un contador bidireccional, que asegure el recuento en ambos sentidos.

La condición de acceso a estas tarifas es la existencia de colectores solares térmicos en el local de consumo y, en el caso de instalaciones cuya propiedad pertenezca a un conjunto de personas, como los vecinos de un bloque de viviendas, a la realización de una auditoría energética en dicha propiedad.

En cuanto a la tramitación de las instalaciones, se establece un régimen simplificado, que se reduce a un simple registro electrónico, sujeto a una inspección técnica de conformidad. Para instalar una unidad de microgeneración, el interesado debe inscribirse en el SRM. Si el registro es adecuado y se cumplen las limitaciones de potencia pertinentes se acepta provisionalmente hasta que se pague la tasa aplicable.

Después del registro provisional, el productor tiene 120 días, para instalar la unidad de microgeneración, y pedir el certificado de exploración, que se obtiene al final del proceso de inspección. Dicha inspección debe realizarse 20 días después de la petición del certificado de exploración. Un inspector realizará las mediciones oportunas para determinar la viabilidad de la instalación. Si el resultado es favorable, se le remitirá al productor el certificado de exploración.

Si el resultado es negativo, el productor tendrá un período de 30 días para subsanar las incidencias. Un inspector realizará una segunda inspección (previo pago de una tasa); si ésta es favorable se remitirá al productor el certificado de exploración; si los problemas persistieran, se procederá a cancelar la instalación. Una vez emitido el certificado de exploración, se notifica al comercializador y envía el contrato de compra y venta al productor en cinco días.

Firmado el contrato entre el productor y el comercializador, se solicita automáticamente al operador de la red de distribución la conexión de instalación a la red eléctrica, que se hará en 10 días después de esta notificación [52].

Desde el punto de vista económico, destaca una garantía de tasa de venta bonificada durante un período de 15 años, lo que permite un retorno rápido y controlado de la inversión. De este modo es evidente que, para el micro-productor, la solución que más le conviene es la instalación para vender a la red nacional por el simple hecho de ser ésta la única forma de tener acceso al régimen bonificado, desechando por completo la idea de invertir en una instalación para consumo propio.

A groso modo, una instalación para la venta de energía a la red nacional con una potencia de 3,68 kW (potencia máxima permitida por el Decreto Ley para el acceso al régimen bonificado), puede costar de 18.000 a 20.000 euros (precio llave en mano con IVA). Es conveniente disponer de un área de aproximadamente 30 m², que permita la instalación de los paneles orientados hacia el sur y sin sombras significativas.

En estas condiciones, el gobierno durante 5 años compra la energía producida a una tasa bonificada de 0,6175 €/kWh, contra los 0,11 €/kWh que actualmente el consumidor paga a EDP (Compañía Eléctrica Portuguesa). Todos estos factores llevan a que la inversión realizada sea recuperada en un tiempo de 5 a 6 años. Es necesario resaltar que el período de vida útil de estos sistemas nunca deberá ser inferior a 25 años. Por último, es importante destacar que los combustibles fósiles tienden a

encarecerse cada vez más, y que el hecho de convertirse en microproductor es una garantía de que ese efecto negativo le afectará considerablemente menos.

- ***Guía para la certificación de instalación de una unidad de microproducción***

Para impulsar de forma significativa la microproducción de electricidad, mediante diferentes tecnologías de GD (entre ellas, la energía solar FV), Portugal publica una guía para la certificación de estas instalaciones [53].

6.3.1.1.2 Italia

En Italia, el balance neto se ofrece de forma híbrida con el sistema de tarifa especial (FIT), es decir, un mix de incentivos. Actualmente, ya es una política bastante consolidada en el país y sus principales aspectos, en el marco regulatorio, son:

- **Capacidad instalada por conexión**
 - 200 kW como máximo.
- **Clientes**
 - Comerciales y Residenciales.
- **Remuneración e incentivos**
 - Subsidios en ciertas regiones.
 - Intercambio de créditos de EERR.
 - El exceso de energía se acredita al próximo estado de cuenta o se paga a un precio determinado por la Autoridad de Energía Eléctrica y Gas (Autorità Per l'Energia Elettrica e il Gas, en italiano -AEEG-).
 - Préstamos subsidiados.
 - Tarifa especial (Feed in tariff, en inglés -FiT-).
 - Además, existen incentivos adicionales para situaciones especiales, tales como:
 - a. Las instalaciones en los municipios pequeños (menos de 5.000 habitantes): +5% sobre los incentivos.
 - b. Los sistemas instalados en las zonas deterioradas (zonas industriales, canteras, sitios contaminados): +5%.
 - c. Para la sustitución del amianto: +0,05 kW

d. Si el 60% de los componentes se produce en Europa: +10%.

- **Se utilizan dos medidores uni-direccionales**

La formula de balance neto es una combinación de compensación en € y crédito del exceso de producción indefinido:

$$\text{INCENTIVO TOTAL} = \text{FiT} + \text{Balance Neto} + (\text{Crédito} + \text{Ahorro factura})$$

Donde:

a. FiT para toda la producción FV: €/kWh) x Total producido (kWh)

Hay una tarifa "Feed in Tarif" para el 100% de lo que se produce.

b. Balance neto:

$$\text{CS (€)} = \frac{\text{MIN (Oe;CeI)}}{\text{Cuota de Energía}} + \frac{\text{CU (c€/kWh)}}{\text{Cuota de Servicios}} * \text{Es}$$

CS: Contribución del balance neto, €

Oe: Valor neto de electricidad suministrada por la red (menos el coste de transporte y distribución), €

Cei: Valor equivalente, €

CU: Costo variable unitario para el transporte y distribución de electricidad, €/kWh

Es: Energía intercambiada, kWh

c. Crédito: Cei - Oe

Para entender el funcionamiento del balance neto en Italia, a continuación, se describen dos ejemplos.

Ejemplo 1: La electricidad inyectada > electricidad que se consume

Si Cei>Oe, se selecciona el valore Oe. Existe una diferencia (A), que se acredita al año siguiente ([Ilustración 41](#)). Por cada kWh, que el particular inyecta a la red, la compañía le descuenta el pago equivalente a un kWh.

Equivalent value: electricity injected > consumed electricity

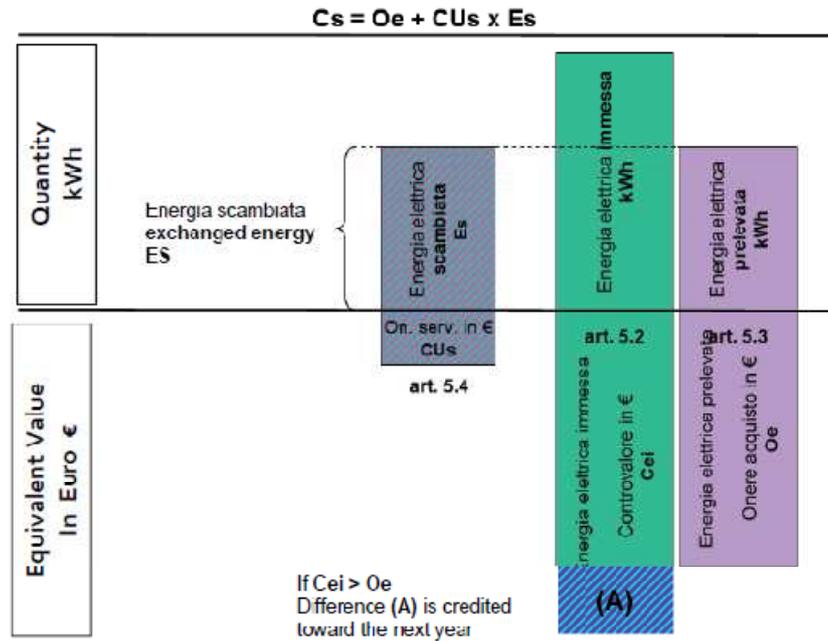


Ilustración 41.- Ejemplo 1. Balance neto en Italia

Ejemplo 2: La electricidad inyectada < electricidad que se consume

Si $C_{ei} < O_e$, se selecciona C_{ei} en la fórmula, para calcular la contribución de balance neto. En este caso, no hay crédito (A), para el próximo año (Ilustración 42).

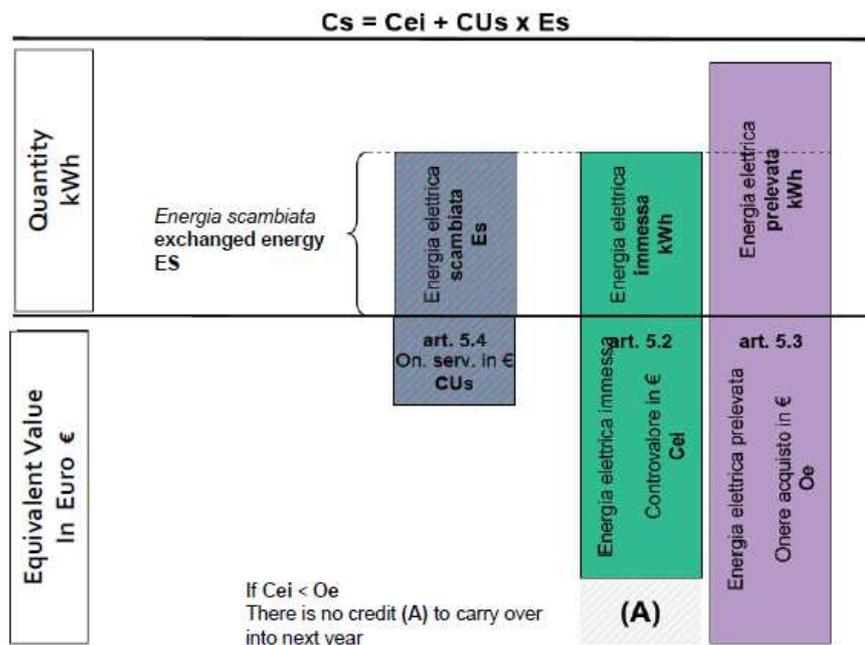


Ilustración 42.- Ejemplo 2. Balance neto en Italia

Por lo tanto, hay una valoración tanto de la parte de energía como de la parte del servicio, que es el coste variable de la tarifa y, con la parte de peaje, es lo que se llama balance neto.

Este incentivo total está permitiendo una fuerte subida en la inversión en el mercado italiano, ya que existe una parte de tarifa fija, una buena factura y un crédito en € o en kWh.

6.3.1.1.3 Dinamarca

Presenta una regulación de balance neto con incentivos fiscales. En Dinamarca, el sistema de autoconsumo está disponible para clientes residenciales, desde el año 2005.

Dinamarca introduce el balance neto para la energía FV, como parte de un programa FV (SOL 300 y SOL 1000), llegando a ser permanente. Junto con el programa de descuento, la generación de energía FV es atractiva debido al coste de electricidad elevado, en Dinamarca. También, el incremento de los precios de la electricidad, en el futuro, juega un papel importante.

En Dinamarca, han puesto en marcha un programa de balance neto que contempla **tecnologías de generación fotovoltaica de pequeña escala**. La electricidad generada por entes privados es comprada al mismo precio que el que la compañía distribuidora cobra cuando vende su electricidad estándar. Este programa ha permitido que, efectivamente, el medidor del consumidor corra hacia atrás cuando la cantidad de energía inyectada a la red supera la cantidad de energía consumida.

La legislación danesa estipula una capacidad máxima instalada por instalaciones individuales de 6 kW, encontrándose la capacidad promedio en los hogares en un valor cercano a 1,8 kW.

A continuación, se resumen algunas de las características de la política de balance neto en Dinamarca:

- **Remuneración e incentivos**
 - Balance neto (piloto) en 1989: 0,20 €/kWh (menos impuestos)
 - Balance neto en 2011: 0,30 €/kWh de los cuales el 60% son impuestos.

El balance neto es atractivo para los consumidores domésticos, cuando la tarifa eléctrica presenta un impuesto de más del 50% del precio final. El precio medio del consumidor está alrededor de 0,23 €/kWh.

- Negocio: 0,08 €/kWh durante 10 años, luego 0,04 €/kWh durante los próximos 10 años o 0,13 €/kWh de valor de reemplazo directo.
- Los sistemas no requieren pago por el uso de la red.
- **Capacidad instalada por conexión**
 - Tamaño máximo sistema: 6 kW.
 - Máximo igual al consumo anual propio.
- **Clientes**
 - Residencial.
 - Instituciones: 6 kW/100 m².

6.3.1.1.4 Reino Unido

Pese a que no hay una política establecida de balance neto en Reino Unido, la implementación de esta es opcional, según la empresa de distribución. A continuación, se presentan algunas de las principales características de la legislación de Reino Unido:

- **Remuneración e incentivos**
 - Los incentivos para sistemas de tarifas o primas reguladas, FiT, alcanzan precios hasta 10 veces mayores a los precios de mercado.
 - Existen otros incentivos como la rebaja entre un 5% y 15% a instalaciones fotovoltaicas profesionales.
 - Se usa la electricidad que se genera y se paga al propietario por ella.
 - Se compra la electricidad de la distribuidora cuando se necesita y se exporta electricidad cuando no se necesita, recibiendo una compensación económica.

A continuación, se expone la fórmula para determinar el incentivo total del sistema de balance neto, observando la existencia de tres tarifas:

$$\text{INCENTIVO TOTAL} = \text{FiT (Tarifa de generación)} + (\text{Tarifa exportación} \times \underline{50\%}) + \text{Ahorro factura (Tarifa de importación)}$$

Donde:

- a. Tarifa de generación: FiT para toda la producción FV
- b. Tarifa exportación: Para los kWh generados de más o en exceso. Si no hay seguimiento del balance, se considera una exportación del 50%.
- c. Tarifa importación (ahorro factura): El precio del kWh en punto de consumo.

En Reino Unido, se considera una tarifa especial de 0,43 €/kWh, una tarifa de exportación de 0,03 €/kWh y una tarifa de importación (sector doméstico) de 0,13 €/kWh, obteniendo un incentivo total de 0,51 €/kWh, en este caso.

6.3.1.1.5 Alemania

Alemania se caracteriza por altas tarifas en régimen especial del orden de 0,547 €/kWh, para sistemas menores a 30kW, en el caso fotovoltaico. A continuación, se presentan algunas de las principales características de la legislación alemana en la materia:

- **Capacidad instalada por conexión**
 - No está especificado, pero para instalaciones sobre 100 kW, la empresa de distribución debe tomar el control técnico de la central.
- **Capacidad instalada por distribuidor**
 - No especificado.
- **Remuneración e incentivos**

Se definen dos tipos de tarifas:

- Tarifa especial (FiT): FiT para la producción total de kWh o sólo para los kWh que se exportan a la red.
- Tarifa adicional para Autoconsumo (Feed in Premium -FiP-): Se trata de una prima adicional, que es más baja que la tarifa especial.

Si más del 30% de la energía generada se consume en el punto de generación, se obtiene una prima adicional (FiP) "X" determinada.

Si el consumo en el punto de generación es inferior o igual al 30% de la energía generación, se obtiene un FiP menor que "X".

El actual modelo de balance neto establece que el consumidor/productor percibe una subvención de 25 c€ por cada kilovatio de electricidad fotovoltaica autoconsumido. Los ingresos por consumo superan aquellos por la venta de energía eléctrica.

- **Tecnologías**
 - FV, eólica, hidráulica, biomasa, biogás y geotérmica.

- **Alto desarrollo de EERR no convencionales**
 - Debido a una tarifa especial alta.

6.3.1.2 Mercado Americano y Latinoamericano

6.3.1.2.1 Estados Unidos

El balance neto se encuentra altamente consolidado en EE.UU. En algunos estados, esta iniciativa está presente desde hace más de 30 años. Lo positivo de dicha iniciativa es el hecho de que el balance neto y las diferentes regulaciones existentes en Estados Unidos han funcionado de forma dinámica, ya que han identificado las necesidades de los sistemas particulares, variando las regulaciones conforme fuera necesario. Casos emblemáticos son Oregón, California, Colorado y Texas (este último como un mal ejemplo), entre muchos otros. Sólo tres estados, actualmente, no poseen sistemas de balance neto [5][6].

A pesar de que, en EE.UU., esta iniciativa es ya una política bastante conocida y con muchos años de experiencia, se puede decir que sirvió bastante para abrir el camino a desarrollos más innovadores como lo son las redes inteligentes. Esta nueva línea de desarrollo se dio, en gran parte, debido a la necesidad de integrar de manera eficiente la GD no despachable (caso EERR no convencionales).

El balance neto en EE.UU. ha sido aplicado de la mano de la creación de incentivos para permitir que su desarrollo sea económicamente factible, desde el punto de vista del consumidor. Es más, muchos expertos [7] aseguran que las políticas de balance neto por si solas ofrecen incentivos insuficientes para la instalación de medios de generación distribuidos limpios y han sido los incentivos económicos adicionales los que han impulsado su instalación.

La **Ilustración 43** resume los límites de capacidad instalada para instalaciones con sistemas de GD, en los diferentes estados de Estados Unidos, que poseen balance neto.

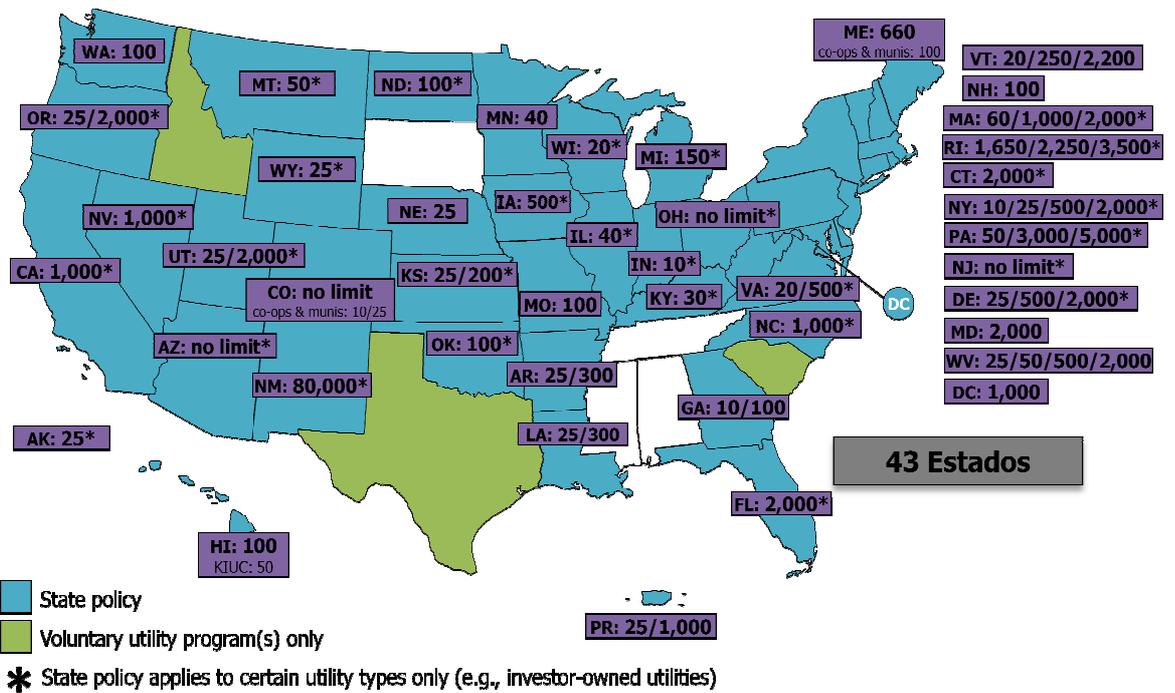


Ilustración 43.- Límites de capacidad por conexión, para sistemas de GD, con balance neto, por estado (EE.UU)

A continuación, se presentan algunos de los casos más representativos.

6.3.1.2.1.1 Minnesota

Es interesante observar el caso de Minnesota, debido al grado de penetración que ha obtenido en balance neto, gracias a la legislación que posee, actualmente. A continuación, se describe algunos antecedentes y detalles referentes al programa de balance neto en este estado.

Por otro lado, merece la pena destacar el caso de Minnesota, debido al desarrollo que han alcanzado las instalaciones fotovoltaicas. Esto se ha debido, además de a

una política de balance neto bien implementada, a un programa de subsidios en este tipo de tecnología. En la **Ilustración 44**, se puede apreciar el desarrollo de las renovables en el estado.

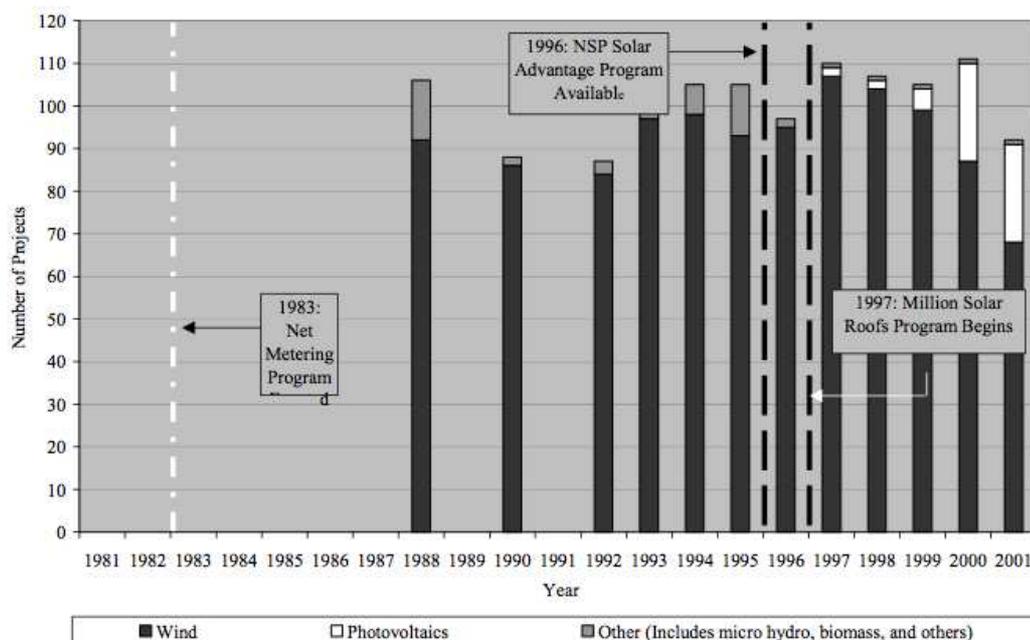


Ilustración 44.- Balance neto en Minnesota

Las características de la política de balance neto de Minnesota son las siguientes:

- **Límite de capacidad del sistema**
 - 150 kW.
- **Límites por empresa de distribución**
 - 0,75% de la demanda pico de la empresa, en su año anterior.
- **Clientes**
 - Residencial, comercial e industrial.
- **Tecnologías**
 - FV, Gas de vertederos, Eólica, Biomasa, Hidráulica, Digestión Anaeróbica, Minihidráulica, Residuos Sólidos Municipales, Energía de las Olas (undimotriz) y Energía Mareomotriz.
- **Remuneración e incentivos**
 - El exceso neto es acreditado al consumidor, en el próximo estado de cuenta a tarifa, para sistemas menores a 20kW. Para sistemas mayores a 20 kW es acreditado al próximo estado de cuenta valorizado según el componente de potencia de la tarifa.

La acumulación de excesos netos de energía generada, para periodos siguientes de facturación (roll over, en inglés), es indefinida.

- Descuentos o rebajas.
- Exenciones tributarias para biomasa y digestor de metano.
- Incentivos basados en el rendimiento para sistemas FV (Performance Based Incentives, en inglés -PBI-): Tarifa fijada por kWh.

6.3.1.2.1.2 California

En California, se establece una capacidad instalada máxima por instalación de 1 MW, con un máximo total para el sistema correspondiente a un 2,5% del pico máximo de demanda del sistema, proyectándose alcanzar un máximo de un 5% en el corto plazo. Sin embargo, California comienza la iniciativa de balance neto estableciendo un máximo de capacidad instalada correspondiente a un 0,5% del pico máximo de demanda del sistema.

Los pagos por la energía generada, bajo la cota de consumo de cada cliente se pagan mediante una tarificación anual, donde se reúne el consumo de 12 meses consecutivos y se calcula el consumo neto, pagándose dicho consumo al precio de distribución final.

Forsyth⁵ asegura que existen tres factores clave en el desarrollo del balance neto en este estado:

- La posibilidad de que clientes de hasta 1MW de potencia instalada puedan optar a un programa de balance neto.
- Los incentivos existentes en California, enfocados en disminuir los costes de adquisición de equipos de generación a los consumidores.
- La transparencia y la calidad de información disponible a los usuarios.

El estado de California se puede considerar como un ejemplo de buena práctica, donde el balance neto establece los siguientes condicionantes:

- **Límite de capacidad instalada por empalme**

⁵ Forsyth, The Effects of Net Metering on the Use of Small Scale Wind Systems in the United States, 2002, pag. 10

- Hasta 1 MW.
- **Capacidad instalada por distribuidor**
 - 5% del pico de demanda de la empresa.
- **Tecnología**
 - FV, eólica, pilas de combustible y biogás.
- **Clientes**
 - Residenciales, comerciales, industriales y agropecuarios.
- **Tarifas e incentivos**
 - Prescripción créditos: 12 meses. El exceso neto de energía generada se acredita a la tarifa del particular, al próximo estado de cuenta y, después de 12 meses, el exceso se acredita al distribuidor. Esto significa que el exceso es eliminado de la cuenta de energía generada, una vez se cumple un año.

La legislación californiana no obliga a las empresas de distribución a pagar por los excesos generados por los clientes – generadores.

- California ha tenido una gran expansión en EERR no convencionales (principalmente FV), gracias a sus programas de rebaja y a otros incentivos (Administración de Información Energética, EIA, siglas en inglés).
- Tarifas especiales (FiT), con tarifas mayores para FV entre las 8 y 18 horas. (Quien opte a este incentivo no puede hacerlo a ningún otro).
- **Por defecto se utiliza un medidor bi-direccional.**
 - El cliente puede solicitar la instalación de otro medidor, sin costes adicionales para él.

6.3.1.2.1.3 Oregón

Se presenta el ejemplo del estado de Oregón, definido por el NNEC (Network for New Energy Choice) como un ejemplo de buenas prácticas, dentro del programa de balance neto.

- **Límite de capacidad del sistema (por tipo de empresa de distribución)**
 - Privadas: No especificado.
 - Públicas: 0,5% del pico horario histórico.
- **Límites por tipo de empresa de distribución**
 - Privadas: 2 MW (no residencial) y 25 kW (residencial).
 - Públicas: 25 kW (no residencial) y 10 kW (residencial).
- **Tecnologías**
 - Termoeléctrica, FV, gas procedente de vertedero, eólica, biomasa, hidráulica, pilas de combustibles, digestión anaeróbica, minihidráulica.
- **Remuneración e incentivos**
 - Privadas: La remuneración al exceso neto de energía generada se traspasa a la próxima cuenta de tarifa eléctrica.
 - Públicas: El tipo de remuneración al exceso neto de energía generada varía según empresa.
 - Incentivos “Crédito de Energía” (Energy Trust, en inglés).
- **Límite total de capacidad instalada (por tipo de empresa de distribución)**
 - Privadas: No hay límite.
 - Públicas: 0,5% de la demanda pico.
- **Definiciones claras. Implementación exitosa**

6.3.1.2.2 Latinoamérica

6.3.1.2.2.1 Puerto Rico

Puerto Rico ha aprobado, recientemente, una legislación de balance neto, muy similar a los marcos regulatorios existentes en algunos estados de Estados Unidos. A continuación, se presentan algunas de las principales características de la legislación de Puerto Rico:

- **Límite por conexión**
 - 25 kW para usuarios residenciales.
 - 1 MW para comerciales, industriales, agrícolas, educativas u hospitales.
- **Tarifa**
 - El periodo de acumulación de energía termina en el mes de Julio.

- El 75% del exceso neto de energía generada se compra a 0,1 US\$/kWh. El restante se da a la Autoridad de Energía Eléctrica, para distribuirlos en créditos o rebajas en las cuentas de escuelas públicas.
- **Se utilizan dos medidores uni-direccionales**

6.3.1.2.2.2 Costa Rica

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) inicia, en octubre de 2010, el plan piloto de GD para autoconsumo, que promueve la producción de energía limpia y la disminución del consumo de los abonados por medio de alternativas de generación de energía. A casi 9 meses del inicio del plan, son 15 proyectos los que se realizan en el país, entre residenciales y empresas.

El plan piloto tiene una duración de 2 años y luego se planea implementar un plan nacional.

Los clientes del ICE que, efectivamente, generen más electricidad de la consumida pueden, a través de un medidor especial, inyectar energía a la Red Nacional Eléctrica y reutilizarla en una siguiente factura [5].

A continuación se presentan algunas de las principales características de la legislación de Costa Rica:

- **Capacidad instalada por conexión**
 - El tamaño de cada sistema de generación está definido por la capacidad de la instalación eléctrica del cliente y de su conexión a la empresa distribuidora.
 - La capacidad total que se instalará bajo este Plan está **limitada a 5 MW**, de los cuales **al menos 1MW** estará reservado a sistemas instalados por **clientes residenciales**.
 - El límite de capacidad instalada total considera la posibilidad que otras empresas distribuidoras implementen programas piloto similares en el corto plazo.
 - Para instalaciones de menos de 10 kW, usando inversores certificados en fábrica, se establece un procedimiento de interconexión simplificado y expedito, para facilitar la participación de clientes residenciales.

- **Interconexión**
 - Las condiciones y requisitos de la instalación y operación de sistemas de autoconsumo se establece a través de un **“Acuerdo de Interconexión”**, que será suscrito por un **representante de la empresa eléctrica y el cliente** participante (**duración de 15 años**).

- **Clientes**
 - El programa está dirigido a todos los clientes del ICE: Comerciales y Residenciales.

- **Tecnología**
 - EERR: hidráulica, eólica, solar, biomasa y microhidráulica.

- **Remuneración e incentivos**
 - **CRÉDITOS INTERMENSUALES**
 - Si en un mes el cliente tiene una generación neta, se le reconoce un crédito por los kWh netos entregados.
 - Los créditos se aplican en los meses con consumo neto.
 - La facturación mensual se hará sobre el consumo neto de kWh menos los créditos acumulados.
 - Los créditos no usados a noviembre de cada año se eliminan.
 - El Plan Piloto establece un conteo de créditos anuales para considerar la naturaleza estacional de los recursos renovables.
 - **CRÉDITOS POR ENERGIA**
 - El crédito de energía se contabiliza en kWh.
 - No hay créditos en colones (moneda oficial de la República de Costa Rica), es decir, no requiere tarifa especial. Los créditos sólo se pueden usar para compensar consumo, y no dan derecho a algún pago o compensación adicional.
 - La potencia entregada no recibe ningún crédito.

- **Se utilizan dos medidores uni-direccionales o un medidor bidireccional**

- **Coste del cliente y de la empresa distribuidora**

- Dentro de los costes cubiertos por la distribuidora se encuentran:
 - Medidores especiales, procesos de facturación especiales, procesamiento de solicitudes, inspecciones, etc.
 - La distribuidora absorbe los costes fijos de distribución y los de transmisión.

Se estima que aunque los costes de medición, procesamiento e inspección de las instalaciones pueden ser elevados al principio, el principal factor del coste está formado por el incentivo de absorber los costes de distribución y transmisión que ya no se recaudan en la tarifa de venta [6].

6.3.2 Resumen y conclusiones

A continuación, en la **Tabla 6**, se muestra un resumen con las principales características del balance neto, separadas por estado o país.

País o Estado	Clientes	Capacidad por Conexión	Capacidad por Sistema	Tecnología	FIT	Otros Incentivos
Portugal	Comercial residencial	Régimen especial: Límite anual (10MW en 2008)	Régimen Especial: 3,68 kW Régimen General: 5,75 kW	solar, eólica, minihidráulica, cogeneración con biomasa, pilas de combustible	SI	
Italia	Comercial, residencial	200 kW			SI	Subsidios, Préstamos
Dinamarca	Residencial		6 kW (residencia); 6kW/100m ² (institución)	Programa FV a pequeña escala		Rebajas
Reino Unido	Comercial, residencial		11,8 MW		SI	Rebajas en impuestos (FV Profesionales)
Alemania		No específica	No específica	FV, eólica, hidráulica, biomasa, biogás y geotermal	SI	Préstamos (hasta 2003)
Minnesota	Residencial, comercial, industrial	150 kW	0,75% de la demanda pico	FV, gas de vertederos, eólica, biomasa, hidráulica, digestión anaerobia, minihidráulica, residuos sólidos municipales, undimotriz y mareomotriz	SI	Subsidios, Rebajas, PBI
California	Comercial, residencial, industrial y agrícola	1 MW	5% de la demanda pico	FV, eólica, pilas de combustible y biogás	SI	Tributarios, Préstamos, PBI
Puerto Rico	Comercial, residencial, industrial, agrícola,	25kW Residencial; 1MW otros		EERR no convencionales; Específica sólo FV y eólica	NO	Tributarios, Rebajas, Créditos Tributarios
Costa Rica	Comercial, residencial	Plan Piloto: 5 MW (al menos 1MW clientes residenciales)	capacidad máxima igual a la su instalación eléctrica	hidráulica, eólica, solar, biomasa y microhidráulica	NO	Costes fijos de distribución y transmisión asumidos por la distribuidora
Oregón	Comercial, residencial, industrial, agrícola, etc.	Privadas: 2 MW (NR); 25kW (R) Públicas: 25 kW (NR); 10 kW (R)	Privadas: No específica Públicas: 0,5% del pico	Termoeléctrica, FV, gas de vertedero, eólica, biomasa, hidráulica, pilas de combustible, digestión anaerobia, minihidráulica	NO	Subsidios, Préstamos, Tributarios, PBI

Tabla 6.- Resumen políticas de balance neto por país o estado

Se observa que los lugares donde el balance neto ha alcanzado un alto grado de desarrollo, ha sido porque ha habido una colaboración conjunta entre las empresas distribuidoras y el ente regulador, desarrollando programas de incentivos para los consumidores y, también, para las empresas de distribución.

Se desprende, además, que los factores clave en una buena política de balance neto son disminuir las barreras de entrada a generadores pequeños, la implementación de subsidios para la adquisición de equipos, por parte de los consumidores, y la accesibilidad de información.

La **experiencia internacional ha mostrado que el foco principal de los programas de balance neto se encuentra concentrado en los pequeños clientes residenciales**. Esto es debido a que, en la mayoría de los países donde el balance neto ha sido implementado, se ha diseñado el esquema tarifario en conjunto con importantes paquetes de incentivos complementarios.

Por lo anterior, tal y como se ha observado en la mayoría de los marcos regulatorios de Estados Unidos y Europa, se han establecido diferenciaciones entre los tipos de clientes, ya sea estableciendo límites de capacidad para la instalaciones de forma diferenciada entre los diferentes grupos o exigencias que van en conformidad con la capacidad de pago y logística, que cada actor posee.

Un ejemplo de esto es lo observado en países, como Italia y Reino Unido, donde sólo son admisibles a programas de balance neto los clientes residenciales y comerciales, excluyendo de estos programas a clientes industriales. Otro ejemplo, es el caso del estado de Oregón, EE.UU., donde se establecen límites de capacidades diferenciados para clientes operando en redes de distribución atendidas por empresas de distribución privada y pública y, a su vez, diferenciando entre clientes residenciales y no residenciales. En este caso, se encuentra un límite de capacidad instalada por sistema de generación en redes de distribución privadas de 2 MW, para clientes no residenciales, y 25 kW, para clientes residenciales, mientras que en redes atendidas por empresas públicas se tiene límites de 25 kW, para clientes no residenciales, y 10 kW, para clientes residenciales.

Debido a que los programas de balance neto se encuentran orientados a clientes residenciales, es deseable eliminar las posibles barreras existentes para que estos clientes instalen sistemas de GD y se acojan a programas de balance neto. Por esta razón, es aceptable la utilización de tarifas que remuneran energía y potencia de

manera conjunta, para no desincentivar a posibles interesados en instalar estos sistemas, debido a la complejidad que podría significar el cambio de tarifa para el cliente. Para el caso de Estados Unidos, el abanico de tarifas existentes en los diferentes estados es enorme, permitiendo que el usuario mantenga su tarifa y los excedentes netos inyectados a la red sean valorizados a dicha tarifa. Un ejemplo de esto, es el estado de Minnesota donde los excedentes netos son acreditados al consumidor al próximo estado de cuenta a tarifa eléctrica, para sistemas menores de 20 kW. Es decir, un cliente residencial pequeño, que opera con tarifa, recibe una compensación de sus excedentes netos en sus próximos estados de cuenta.

Además, en la misma línea de eliminación de barreras de entrada, se observa el establecimiento de contratos tipo, que no requieren negociación, y representan una vía simple, para el usuario, de establecer un acuerdo con la empresa de distribución y poder instalar de forma expedita el sistema de GD. Adicionado a lo anterior, también, se establecen sistemas de certificación estandarizados que son impuestos al equipamiento admisible para ser vendido a los clientes interesados, y de esta forma, reducir considerablemente las exigencias y pruebas que se le impongan al cliente con respecto al medio de generación local, que ha instalado.

Es importante destacar, que pese a que de acuerdo a la experiencia internacional es deseable establecer un marco regulatorio, que simplifique la penetración de GD con balance neto, reduciendo exigencias e incentivando con especial énfasis a clientes residenciales, **se ha observado que el establecimiento de normas de interconexión adecuada y límites de capacidad para instalaciones y por sistema, permiten no perjudicar la calidad y seguridad de suministro que el sistema está entregando a todos los usuarios**, siendo esto en conjunto, con adecuados paquetes de incentivos complementarios, **el eje central del éxito de una política de balance neto**. En este aspecto, los límites de capacidad existentes en las diferentes regulaciones son variados.

Existen casos como el de Oregón y Puerto Rico, donde existen limitaciones de capacidades relativamente pequeñas, para los clientes residenciales, encontrándose estos límites entre los 10 kW y 25 kW. Se observa que estos valores, en el caso de Estados Unidos, son los más habituales para establecer límites de capacidad para las instalaciones individuales. Además, es posible ver valores más altos para los límites de capacidad instalada, aunque con mucha menor frecuencia. En lugares como Italia o

el estado de Minnesota, donde los límites de capacidad por instalación se encuentran entre los 100 kW y los 200 kW, sin distinción de cliente.

Finalmente, existen casos más extremos como el de California u Oregón, para clientes no residenciales, donde los límites de capacidad se establecen entre 1 MW y 2 MW de capacidad instalada. Así mismo, prácticamente, en todos los marcos regulatorios se observan límites de capacidad para los sistemas de distribución en su totalidad, encontrándose estos límites expresados como porcentajes entre el 0,5% y el 10% o límites de capacidad instalada clara como, por ejemplo, Reino Unido, que establece un valor de 11,8 MW, por sistema de distribución.

Es importante destacar que, en los lugares donde se ha observado una política más agresiva respecto a la capacidad instalada en sistemas de GD, como por ejemplo California y Oregón (caso no residencial), se ha debido a que, en primer lugar, existe un gran interés político en potenciar la energía renovable no convencional, existiendo un número importante de incentivos complementarios y, en segundo lugar, existe una disposición a incurrir en costes más altos con el fin de mejorar el comportamiento ambiental de la matriz energética y la mayor integración del usuario en el proceso de mitigación de impactos ambientales asociados a la producción de energía. En estos lugares, se ha definido como política de éxito para el balance neto, la alta penetración de GD de baja tensión y no los criterios de optimización (principio de optimalidad) y eficiencia económica, habitualmente, utilizados en la operación de un sistema de abastecimiento energético.

7 **NORMATIVA SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

7.1 **Contexto Europeo**

El 1 de abril entra en vigor el RDL 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Este RDL **traspone varias directivas europeas**, entre ellas, **la Directiva 2009/028/CE** relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Esta Directiva había sido transpuesta casi, íntegramente, en la Ley de Economía Sostenible y otras disposiciones de rango reglamentario, pero el nuevo RDL 13/2012 desarrolla de esa Directiva un aspecto adicional, que puede ser interesante para el desarrollo del sector FV, pues puede abrir un nuevo e importante frente de actividad, si se regula adecuadamente.

En efecto, en el Artículo 1. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de este RDL 13/2012, apartado Dieciocho, se añade una disposición adicional vigésima sexta con la siguiente redacción:

«Disposición adicional vigésima sexta. Mecanismos de cooperación internacional para el cumplimiento de los compromisos derivados de la directiva de energías renovables.

1. La Administración General del Estado habilitará el marco que permita la puesta en marcha de los mecanismos de cooperación previstos en la normativa comunitaria para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y, en particular, de los contemplados en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Dentro de los mecanismos de cooperación internacional que de esta forma podrán facilitarse, se incluirán, al menos, los siguientes:

a) Las transferencias estadísticas entre Estados miembros de cantidades determinadas de energía procedente de fuentes renovables.

b) La puesta en marcha de proyectos conjuntos con otros Estados miembros.

c) La puesta en marcha de proyectos conjuntos con terceros países.

d) La coordinación con los sistemas de apoyo a las energías procedentes de fuentes renovables instaurados en otros Estados miembros.

La aplicación de estos mecanismos garantizará en todo momento la seguridad del sistema eléctrico y no podrá suponer en ningún caso una disminución o pérdida de la energía de origen renovable producida en España.

2. La puesta en marcha de los correspondientes proyectos o actuaciones singulares estará supeditada a su aprobación por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo que, a tal fin, tendrá en cuenta la afección a las estructuras de transporte de energía y la planificación energética en su conjunto.»

Las asociaciones empresariales de renovables, en general, y las de fotovoltaica, en particular, tienen pues otro frente para influir en la Administración y que desarrolle esta Disposición de la forma más apropiada.

7.2 Contexto Nacional

Revisando la legislación vigente, se encuentran numerosas referencias a la producción de energía eléctrica, a partir de tecnologías renovables, destinada total o parcialmente al autoconsumo o consumo propio.

A continuación, se citan dichas referencias así como la interpretación que se hace de las mismas [59].

En la Ley 54/1997 del Sector eléctrico, el artículo 9 establece que:

“a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción”.

Por lo tanto, ya desde la Ley 54/1997 se **establece la posibilidad de que un productor destine su producción no a su venta a red (para terceros) sino a su consumo propio, ya sea autoconsumo total** (consumo del 100% de la energía generada) **o parcial**. Esta definición del productor es la dada en la Ley tras la modificación por Real Decreto-ley 7/2006, mediante la cual se incluye el concepto de autoproducer en la definición de productor.

En la Ley 38/1992 de impuestos especiales el artículo 64 quinto sobre exenciones establece que estarán exentas las siguientes operaciones:

“.../...”

1. La fabricación de energía eléctrica en instalaciones acogidas al régimen especial que se destine al consumo de los titulares de dichas instalaciones.

2. La fabricación, importación o adquisición intracomunitaria de energía eléctrica que sea objeto de autoconsumo en las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica...”

También, se **reconoce la posibilidad de consumo propio de energía eléctrica** en esta Ley, estableciendo que la energía eléctrica destinada al autoconsumo de los titulares de las instalaciones no está sujeta al régimen de impuestos especiales, así como el autoconsumo en instalaciones de producción, transporte o distribución.

El Real Decreto (RD) 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece en su artículo 60:

“Artículo 60. Derecho de acceso a la red de distribución.

1. Tendrán derecho de acceso a la red de distribución los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados.

(...)

2. Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros.

(...)

4. El acceso a la red de distribución tendrá carácter de regulado y estará sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fije la Administración competente.”

Por tanto, **el acceso a la red de distribución es un derecho para productores**, según quedan definidos en la Ley 54/1997, que pueden producir tanto para **autoconsumo total como parcial**.

Este derecho de acceso **sólo se puede restringir por la falta de capacidad**, y el acceso tendrá carácter reglado (por tanto no es discrecional a juicio de la empresa distribuidora).

El RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece en su Capítulo III:

“Artículo 16. Contratos con las empresas de red.

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.

En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:

a) Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.

b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, generación neta, venta y, en su caso, compra.

c) Causas de rescisión o modificación del contrato.

d) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzca generación neta en la instalación.”

Es decir, el RD 661/2007 ya reconoce la posibilidad de que una instalación generadora en régimen especial no llegara a verter energía neta a la red de distribución, como ocurre en el caso de una instalación cuya producción se destinase a autoconsumo total.

En este caso, y en virtud de este artículo, también sería necesaria la firma del contrato técnico de acceso con la compañía distribuidora.

Igualmente ocurriría en el caso de una instalación de autoconsumo parcial, puesto que en ese caso parte de la producción sí se vuelca a la red y lógicamente las condiciones técnicas del vertido deberán ser acordadas.

Así mismo, el RD 661/2007 establece en los artículos 17 y 24 la posibilidad de venta parcial de la producción:

“Artículo 17. Derechos de los productores en régimen especial.

(...)

b) Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto.”

“Artículo 24. Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:”

Por lo tanto, el mismo RD 661/2007 **reconoce que parte de la producción de la instalación podría no ser vendida a red sino autoconsumida**. Es decir, este RD ya reconoce la **posibilidad de que las instalaciones produzcan energía destinada a un autoconsumo total o a un autoconsumo parcial**.

En cuanto a la condición de instalaciones productoras en Régimen especial, el RD 661/2007 establece:

“Artículo 9. Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las tarifas reguladas, las primas y complementos, tanto en lo relativo a la categoría, grupo y subgrupo, a la potencia instalada y, en su caso, a la fecha de puesta en servicio como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red, la energía primaria utilizada, el calor útil producido y el ahorro de energía primaria conseguido, las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha sección segunda del Registro administrativo citado será denominada, en lo sucesivo Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.”

En el caso de las instalaciones destinadas a **autoconsumo parcial**, la inscripción en el Registro administrativo de producción en régimen especial (RIPRE) como instalación productora en régimen especial sería necesaria, puesto que explícitamente

se cita que unos de los objetivos del Registro es el control de la energía cedida a la red.

Las instalaciones de **autoconsumo total** estarían en el mismo caso que las instalaciones aisladas, las cuales en la práctica no se inscriben en el RIPRE, si bien debería analizarse más detenidamente si tendrían obligación de inscribirse o no, tanto unas como otras, puesto que una de las funciones del RIPRE es el control de potencia instalada y energía producida en régimen especial.

En la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), aprobado por el RD 842/2002, se definen en su artículo 2 tres tipos de instalaciones:

“2. CLASIFICACION

Las Instalaciones Generadoras se clasifican, atendiendo a su funcionamiento respecto a la Red de Distribución Pública, en:

a) Instalaciones generadoras aisladas: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.

b) Instalaciones generadoras asistidas: Aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la Red de Distribución Pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo. Para impedir la conexión simultánea de ambas, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación. Será posible no obstante, la realización de maniobras de transferencia de carga sin corte, siempre que se cumplan los requisitos técnicos descritos en el apartado 4.2.

c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública.”

Las instalaciones destinadas a **autoconsumo total o parcial**, sobre las que se están recopilando referencias en la presente nota, **son instalaciones generadoras interconectadas, ya que trabajan en paralelo con la red de distribución, si bien su conexión se realiza en la red interior**. La conexión en red interior, “aguas abajo” del contador de suministro, es necesaria para que exista un autoconsumo, total o parcial, de la energía producida, como ya se ha citado anteriormente.

Así mismo, en el apartado 4.3.3 sobre equipos de maniobra y medida se establece:

“4.3.3 Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión. En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la Red de Distribución Pública.”

Es decir, por un lado la instalación generadora interconectada deberá disponer de un **interruptor de desconexión accesible** en todo momento a la empresa distribuidora, sobre el cuál actuarán un conjunto de protecciones de manera **que se garantice que la instalación no perturba la red.**

Actualmente, la potencia instalada en España en régimen especial ya cumple con estos requisitos, estando los equipos diseñados para no provocar distorsiones en la red.

La empresa distribuidora comprobará que se cumplan estas condiciones de seguridad las cuales no se ven afectadas por el hecho de que la energía sea destinada a **autoconsumo total o parcial.**

El mismo apartado 4.3.3 continua con:

“4.3.3 Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.

(...)

Quando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la Red de Distribución Pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el Autogenerador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la Red de Distribución Pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente.”

Como se deduce del párrafo anterior, el REBT ya contempla la posibilidad de que una instalación generadora no vierta energía a la red ya que el contador de energía **sólo sería necesario si se prevén vertidos de energía a la red de distribución. Una instalación de autoconsumo total** (el 100% de la energía producida se consume en la red interior), **estaría exenta de disponer de contador.**

Las instalaciones de **autoconsumo parcial sí precisarían de contador puesto que parte de la energía se vierte a la red.**

Además, en cualquier caso, se establece que este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la Red.

Por último, el RD 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), establece en la sección HE5 del Documento Básico de Energía (DB HE) sobre contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, lo siguiente:

“3.2.2 Condiciones generales

1 Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente.”

Por lo tanto, el CTE contempla la **posibilidad de conectar las instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en edificios, en un punto de conexión que no pertenezca a la compañía distribuidora, lo que ocurriría en las instalaciones destinadas a autoconsumo total o parcial de la energía.**

En este caso, **sólo serían de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, recientemente derogado por el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.** Esta referencia al RD 1663/2000 debe entenderse ahora realizada respecto al RD 1699/2011 [59].

8 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA EN LA REGIÓN DE MURCIA

A la hora de estimar el potencial de generación solar fotovoltaica sobre cubierta o tejado, en la Región de Murcia, se han valorado diferentes metodologías aplicadas, en estudios similares, dentro de la bibliografía disponible.

La metodología empleada comprende tres niveles:

- Potencial físico

Dicho potencial considera la cantidad de energía total recibida del Sol en un área determinada.

- Potencial geográfico

Limita la zona donde la energía solar puede ser captada.

- Potencial técnico

Tiene en cuenta las características técnicas (incluido rendimiento) del equipamiento empleado para la transformación del recurso solar en energía eléctrica.

A continuación, se describe la metodología seguida para la estimación del potencial fotovoltaico, en la Región de Murcia.

8.1 *Potencial físico*

El potencial físico indica el límite máximo de energía, en la fuente primaria considerada. En este estudio, *se pretende evaluar el potencial de energía solar en la Región de Murcia, evaluando la disponibilidad de energía solar (irradiación)* que puede disponer un proyecto de captación situado en la cubierta o tejado de un edificio, vivienda, nave industrial, etc.

Para ello, se plantea la necesidad de obtener datos de radiación solar y otras variables climatológicas importantes en la zona.

El parámetro principal a la hora de dimensionar y parametrizar una instalación fotovoltaica, es la **radiación**. En el mercado, se pueden encontrar muchos modelos diferentes de generadores fotovoltaicos con un amplio rango de potencias, pero para todos ellos es fundamental conocer si la ubicación en la que se quieren instalar es la más adecuada. Por ello, en la práctica, se debe estudiar una serie de bases de datos donde poder consultar la irradiación que puede encontrarse en la zona donde la instalación va a ser ubicada y, con ello, tener una idea de la idoneidad de la misma.

Estas bases de datos están conformadas mediante el estudio histórico de propiedades meteorológicas como la radiación, lo que permite realizar estimaciones conforme a datos históricos, de las condiciones que se pueden encontrar en una ubicación determinada.

El sistema de información geográfica fotovoltaica, PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System, en inglés), del instituto Joint Research Centre (JRC), es una base de datos gratuita, avalado por la Unión Europea. Cualquier equipo informático con acceso a internet puede acceder a ella (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>). Su versión clásica, parte de datos obtenidos en estaciones terrestres existentes.

En esta base de datos, se puede hallar información de utilidad como:

- Los valores medios de radiación mensual y diaria en cualquier ángulo de inclinación o mediante seguimiento solar, H.
- El ángulo óptimo de inclinación a la hora de instalar generadores fotovoltaicos, lopt .
- La temperatura ambiente promedio, T.
- El factor de turbidez de Linke, T_L .
- Numero de grados por día de calentamiento, N_{DD} .
- Una herramienta que permite estimar de forma aproximada la energía eléctrica, que se puede producir en esa ubicación.

Esta información se puede obtener en los continentes de Europa y África, introduciendo la localización o las coordenadas geográficas.

Para España, los valores anuales para la irradiación horizontal (antes de restar los efectos de sombras), presentan un rango de 1100 a 1900 kWh/(m².año). Por lo tanto,

debido a su latitud y extensión, España es el país europeo con mayor potencial físico solar, que confirma la importancia de este estudio [1]

Los **valores de irradiación** global media, en el plano horizontal ($\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$), mensual y anual, para cada Término Municipal de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, se determinan a partir de la base de **datos PVGIS**.

Dichos valores son útiles para realizar una estimación bastante aproximada de la radiación disponible en un municipio, en concreto, a la hora de prediseñar una instalación de aprovechamiento solar.

Además, a la hora de instalar un sistema fotovoltaico de estructura fija, en cubierta, se debe tener en cuenta la inclinación óptima del módulo sobre la horizontal, para obtener la máxima generación de energía eléctrica.

La inclinación, que deben tener los módulos fotovoltaicos, normalmente, tiene relación con la Latitud del lugar donde se instalan, lo que es posible siempre que no haya exigencias de tipo arquitectónico que lo impidan.

Por todo lo anterior, **se estima el ángulo óptimo**, para cada municipio, **mediante la base de datos PVGIS, junto con la irradiación para dicho ángulo**.

8.2 Potencial geográfico

El potencial geográfico de una fuente de energía renovable es, normalmente, determinado por el área física existente, excluyendo de ésta las zonas reservadas para otros usos, como carreteras, ríos, lagos, playas y sus áreas de influencia, además de las zonas protegidas tales como Parques Nacionales.

Para la determinación de generación de energía solar sobre cubierta o tejado, esas exclusiones no son significativas o válidas, ya que sólo el área de tejado disponible es importante.

La estimación del área disponible en tejado o cubierta es la piedra angular en el proceso de estimación del potencial.

En este trabajo, para la estimación de potencial geográfico, se ha partido de los estudios previos realizados, en España, por el Grupo de Fluidodinámica Numérica, Universidad de Zaragoza, (<http://gfn.unizar.es>).

En estos estudios, la metodología empleada para determinar el área de tejado disponible, parte de los siguientes datos:

- Población (INE 2001)
- Nº Edificios (INE 2001)
- Usos del Suelo (Área Urbana, CORINE 2000)

Área urbana, A_u

El área urbana de cada municipio se determina mediante el Sistema de Información Urbana, SIU. Este sistema de información es concebido como un proyecto, en el que colaboran instituciones tanto a nivel nacional como autonómico y local, que recoge información sobre suelo y urbanismo de España, siendo publicado luego a través de Internet. No se trata de un registro público de planeamiento.

Actualmente, ofrece información urbanística de un mayor número de municipios y nuevos datos sobre ocupación de suelo, obtenidos del proyecto CORINE Land Cover 2006 y del Sistema de Información de la Ocupación de Suelo en España (SIOSE).

Tipología Representativa de Edificación, TRE

Conocida el área urbana, se determina la Tipología Representativa de Edificación (TRE), que se asigna de acuerdo a dos parámetros:

- Densidad de población, D_p : ratio entre el número de habitantes y el área urbana (A_u), expresada en km^2 , dentro de una determinada zona geográfica.
- Densidad de edificación, D_b : ratio entre el número de edificios y el área urbana (A_u), expresada en km^2 , dentro de una determinada zona geográfica.

Una vez se han determinado los parámetros, D_p y D_b , para cada municipio, el rango obtenido es dividido en categorías usando un número de cuartiles (cuatro en este trabajo). De esta manera, TRE es definida, simplemente, como un par de categorías D_p - D_b (Tabla 7).

Db	Dp			
	BAJA	MEDIA	ALTA	MUY ALTA
BAJA	L-L	L-M	L-H	L-VH
MEDIA	M-L	M-M	M-H	M- VH
ALTA	H-L	H-M	H-H	H- VH
MUY ALTA	VH-L	VH-M	VH-H	VH- VH

Tabla 7.- Nomenclatura de las tipologías representativas de edificación

Adicionalmente, se emplean tres áreas distintas en esta metodología:

- Área construida, A_b : Es la superficie ocupada por edificios.
- Área de tejado o cubierta, A_r : Área dentro de la superficie construida ocupada por tejado.
- Área disponible de tejado, A_a : Superficie de tejado que puede ser empleada para aplicaciones de energía solar.

El área de tejado disponible es determinada a partir del área construida, aplicando las restricciones correspondientes, mediante los siguientes coeficientes:

- *Coficiente de fracción de espacio, C_v* : Considera el espacio o hueco en los edificios.
- *Coficiente de sombras, C_s* : Tiene en cuenta los efectos de las sombras producidas por otros edificios, objetos o por la misma configuración del tejado.
- *Coficiente de instalaciones, C_f* : Excluye las superficies que tienen otras aplicaciones (antenas, chimeneas, equipos de aire acondicionado, etc.).

Mediante la Ecuación 1, el área de tejado disponible, A_a , puede ser determinada, una vez conocida el área construida, A_b , y los coeficientes de espacio, sombra e instalaciones existentes.

$$A_a = A_r \times C_s \times C_f = A_b \times C_v \times C_s \times C_f \quad \text{Ecuación 1}$$

Área construida, A_b

El área construida, A_b , para cada TRE, se determina mediante una muestra estratificada empleando un SIG vectorial. Las técnicas de muestreo seleccionadas están basadas en métodos bien conocidos (bibliografía). El proceso de muestreo es estratificado a partir de las TRE y su importancia o peso, que determina el número de

muestras aleatorias o al azar en cada tipología. Está basado en el coeficiente de variación de la población (que es desconocida al inicio del proceso). En este caso, la población es el conjunto de municipios de cada TRE; y el coeficiente de variación es el cociente entre la desviación estándar del área construida, A_b , y su promedio.

La fracción de la superficie ocupada por edificios, ρ_b , dentro del área urbana, es calculada mediante las muestras tomadas en el SIG vectorial (Ecuación 2).

$$\rho_b = \frac{A_b}{A_u} \quad \text{Ecuación 2}$$

Los pasos para determinar ρ_b son los siguientes:

- Determinar el número de muestras n , que son necesarias para obtener una precisión dada.
- Estratificar las muestras de acuerdo al coeficiente de variación de la población. La variable más representativa para estimar el coeficiente de variación de la población es la densidad de edificios.
- Muestrear los municipios correspondientes de cada TRE, usando SIG Vectorial, para cuantificar el área ocupada por edificios.
- Chequear el coeficiente de variación y volver al punto 2, si la predicción no es bastante precisa.

Los errores de cada tipología, TRE, y por lo tanto, el error medio para cada municipio o región, varían entre el 1% y el 13% para el área construida, A_b , y entre el 4% y el 49% para el área de tejado disponible, A_a .

A mayor número de muestras, menor error, a expensas de una mayor dedicación en el estudio [1].

Con esta metodología descrita, se realiza la estimación del área de tejado disponible, A_a , para cada municipio de la Región de Murcia.

8.3 *Potencial técnico*

En la estimación del potencial técnico, para energía solar fotovoltaica, se debe tener en cuenta tres aspectos adicionales:

- La radiación sobre las superficies inclinadas y la determinación de las contribuciones de radiación directa, difusa y reflejada (albedo).
- La necesidad de espacio entre módulos fotovoltaicos para evitar sombras (especialmente, se aplica el criterio de mínimo sombreado en el solsticio de invierno. Caso más desfavorable, ya que las sombras son las más alargadas).
- La eficiencia del módulo fotovoltaico, que es función, entre otros factores, de la irradiancia incidente (W/m^2) y de la temperatura ambiente ($^{\circ}C$) [1].

En este apartado, se parte de una instalación tipo de 5kWp, para estimar la separación mínima entre filas. Conocido el porcentaje de área ocupada por el sistema FV, respecto del total calculado, se aplica dicho valor en el área de tejado disponible en cada municipio. Los datos empleados para estos cálculos son:

1. Tipo de módulo FV empleado: Cristalino (SUNTECH STP190S - 24_Ad+)
2. Potencia pico del módulo FV: 190 Wp
3. Inversor de 5 kW
4. Configuración: 2 filas (14+14)
5. Distancia mínima entre filas de módulos
 - Área total instalación
 - % Área ocupada por los módulos FV respecto del total: 46,26% (I.Fija); 35%(I.Seguidor)
 - Área de tejado disponible, A_a
 - Área FV: $A_a \times \% \text{Área ocupada por FV}$
 - Nº Módulos empleados
 - Potencia total de todos los sistemas de generación FV (kWp), en cada municipio
 - Estructura de anclaje
 - Inclinación óptima para cada municipio

- Pérdidas debidas a la temperatura (empleando las temperaturas medias anuales)
- Pérdidas debidas a los efectos de la reflectancia angular
- Otra pérdidas (cables, inversor, etc.): 10,3%
- Pérdidas del sistema FV combinado

Estos datos son introducidos en la base de datos PVGIS, obteniendo:

1. Irradiación diaria y mensual, además de la total anual (kWh/m²).
2. Producción diaria y mensual, además de la total anual (kWh).

Considerando una instalación de 5 kWp, el área y potencia del módulo FV empleado, el número de alturas y disposición de los módulos (horizontal o vertical), se puede conocer el número total de módulos instalados.

Una vez estimado el número de módulos necesarios, se puede calcular la potencia pico total generada por los sistemas instalados, en un determinado municipio de la Región de Murcia. Estos datos son introducidos en la base de datos PVGIS, obteniendo:

3. Irradiación diaria y mensual, además de la total anual (kWh/m²)
4. Producción diaria y mensual, además de la total anual (kWh)

El potencial técnico se estima para dos tipos de instalaciones diferentes, según estructura:

- Instalación fija.
- Instalación con seguidor solar a un eje.

En la [Ilustración 45](#), se representa un esquema de la metodología descrita paso a paso, anteriormente.

RESUMEN DE METODOLOGÍA EMPLEADA

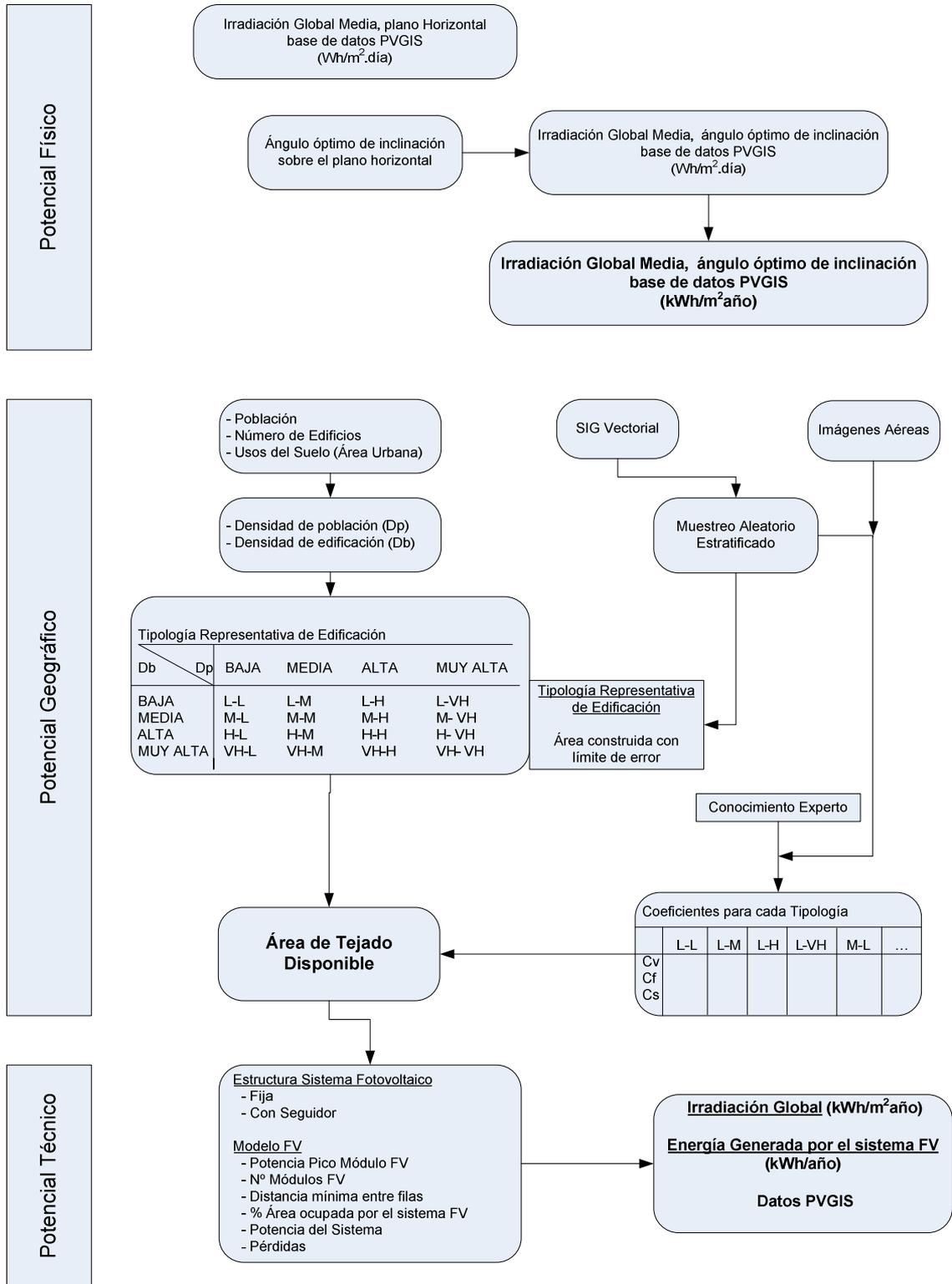


Ilustración 45.- Metodología general para determinar el potencial fotovoltaico

8.4 Estimación de potencial físico

En la **Ilustración 46**, se muestra la irradiación global media anual, en el plano horizontal ($\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$), para cada municipio de la Región de Murcia.

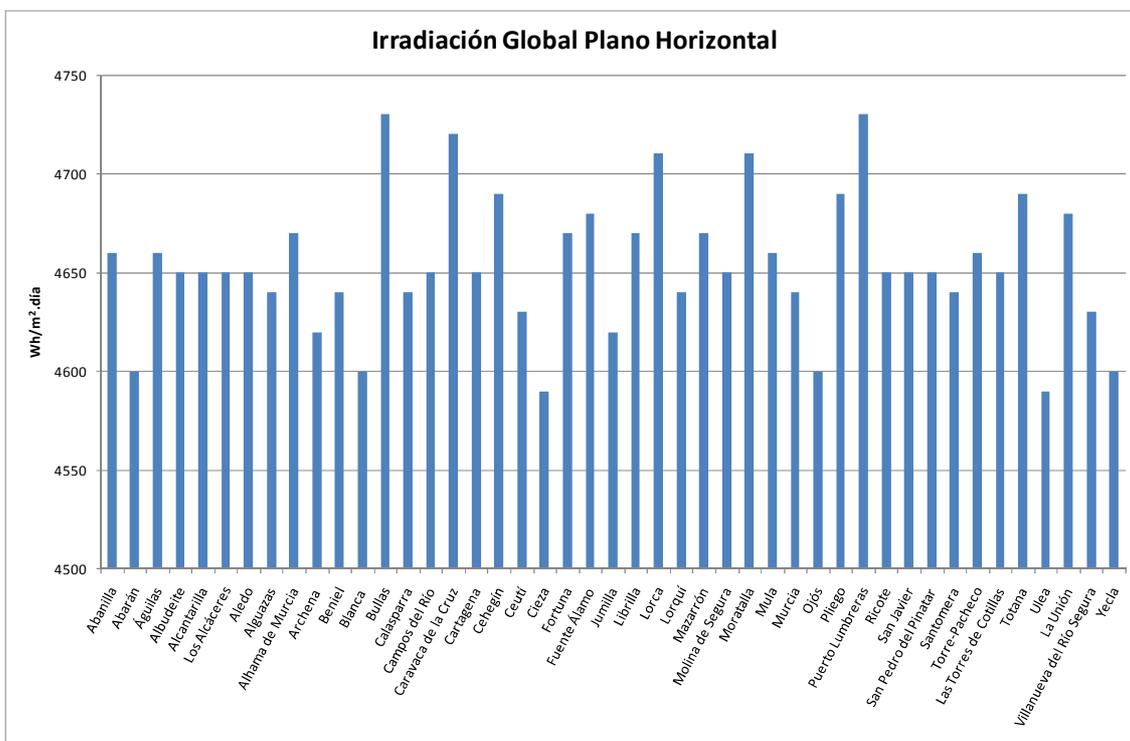


Ilustración 46.- Irradiación Global media anual, en el plano horizontal ($\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$), para diferentes municipios de la Región de Murcia. FUENTE: PVGIS

La Región de Murcia presenta un gran potencial físico, con un valor medio de radiación solar, en el plano horizontal, del orden de **4653,78 $\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$** .

Estos datos obtenidos son similares a los encontrados en bibliografía [2].

La **Ilustración 47** muestra la irradiación global media anual, en el ángulo óptimo ($\text{Wh/m}^2\cdot\text{día}$), para cada municipio de la Región de Murcia.

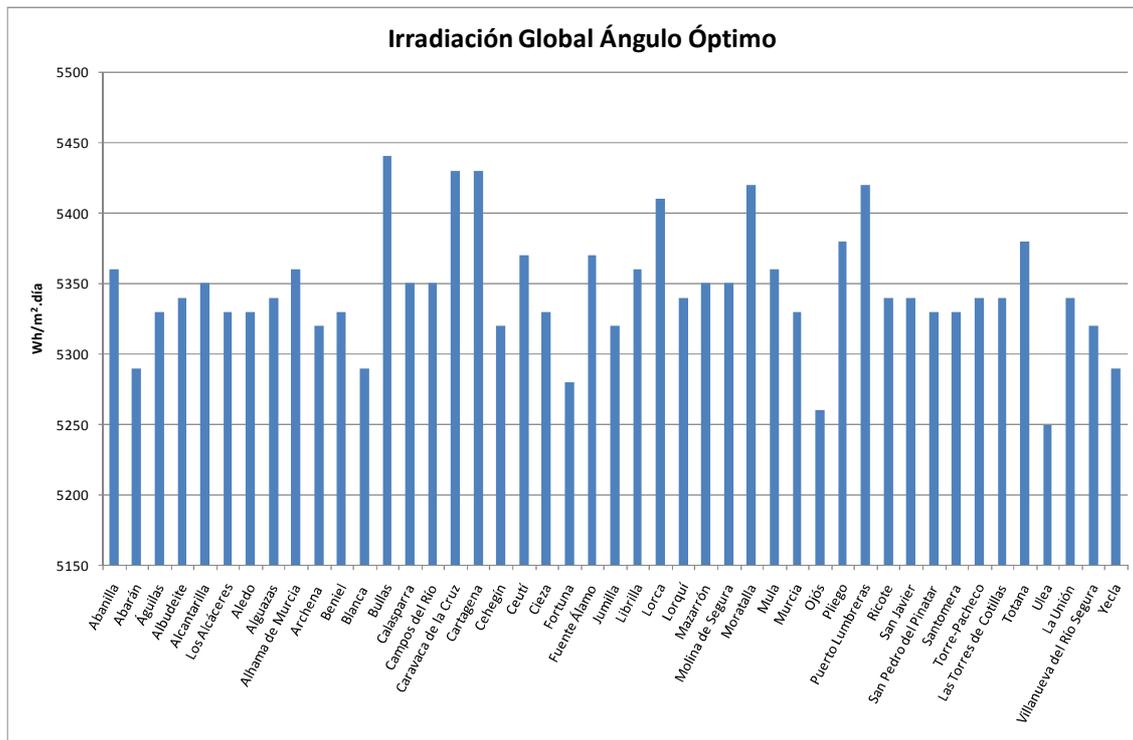


Ilustración 47.- Irradiación Global media anual, en ángulo óptimo (Wh/m².día), para diferentes municipios de la Región de Murcia. FUENTE: PVGIS

La Región de Murcia presenta un gran potencial físico, con un valor medio de radiación solar, en el ángulo óptimo, del orden de **5345,33 Wh/m².día**.

8.5 Estimación de la superficie de cubiertas disponibles

En la **Ilustración 48**, se muestra el área de cubierta o tejado disponible, en cada municipio de la Región de Murcia.

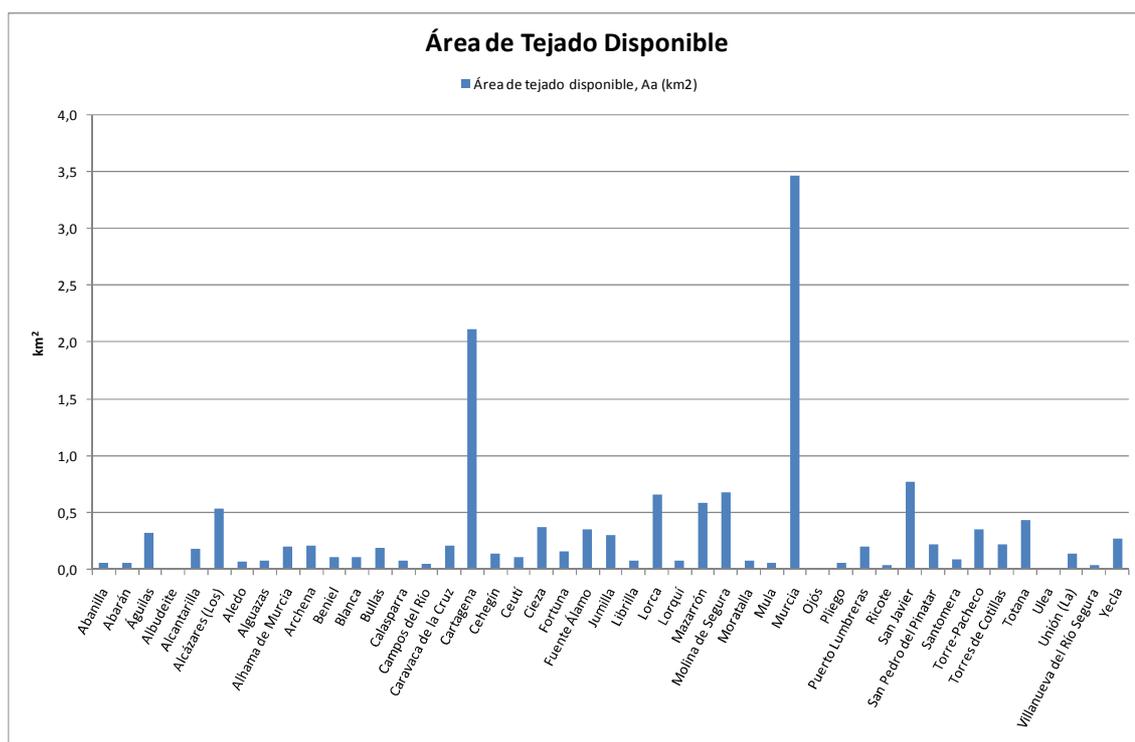


Ilustración 48.- Área de tejado disponible en cada municipio de la Región de Murcia.

El área de tejado o cubierta disponible, en la Región de Murcia, excluyendo las zonas industriales, se estima en **14,37 km²**.

El área disponible por habitante, en cada municipio, se representa en la **Ilustración 49**.

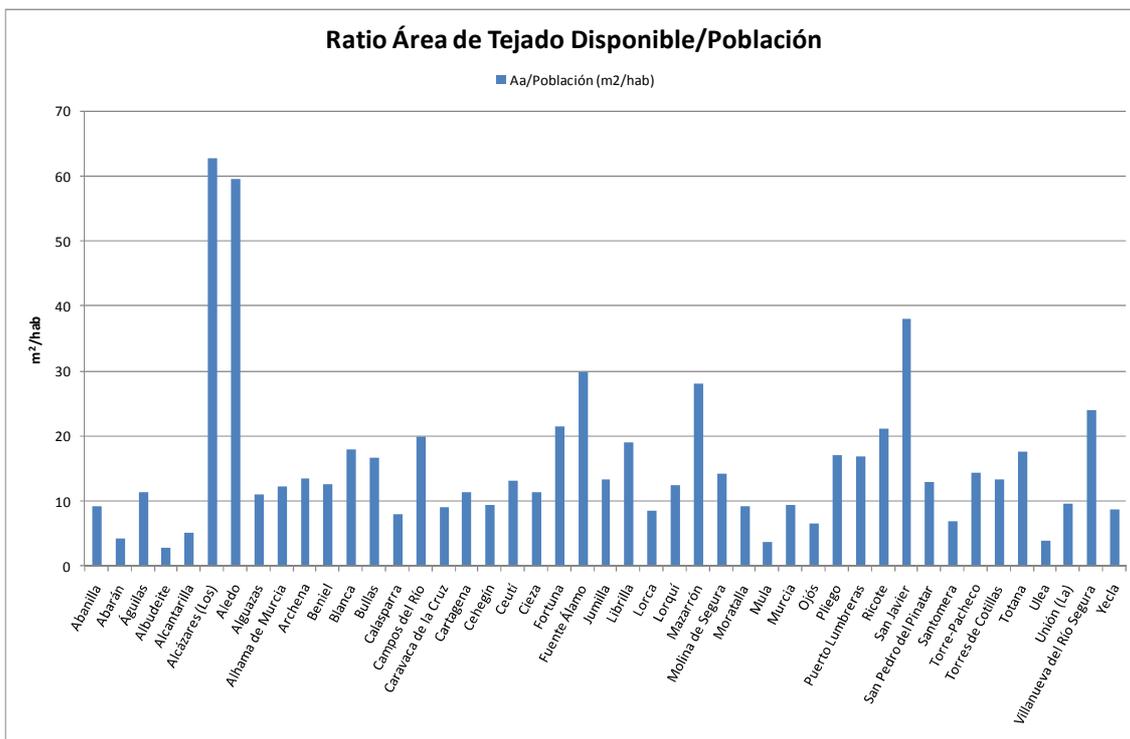


Ilustración 49.- Área de tejado disponible per cápita, en cada municipio de la Región de Murcia

Para la Región de Murcia, se estima un ratio de 12 m²/hab. El municipio de **Los Alcázares** presenta la mayor área disponible de tejado per cápita, con un valor de **62,68 m²/hab**, seguido de Aledo y San Javier, con 59,55 m²/hab y 37,99 m²/hab, respectivamente.

8.6 Estimación de la producción fotovoltaica sobre cubierta

El potencial técnico se estima para dos tipos de instalaciones diferentes, según estructura:

- Instalación fija
- Instalación con seguidor solar a un eje

8.6.1 Instalación con estructura fija

Los valores de irradiación y producción anual se muestran en la [Tabla 8](#) y [Tabla 9](#). A partir de estos valores, se puede determinar la relación de eficiencia considerada, PR.

Municipio	P _{FV} , kWp	Irrad. Anual Efectiva, Hopt kWh/m ²	E _{Total} Generada MWh/año	Ratio generación kWh anual/kWp	PR %
Abanilla	3896,79	1960	5870	1506,37	77
Abarán	3705,82	1930	5510	1486,85	77
Águilas	21714,03	1950	32400	1492,12	77
Albudeite	267,89	1950	402	1500,61	77
Alcantarilla	12174,14	1950	18200	1494,97	77
Los Alcáceres	36552,20	1950	54600	1493,75	77
Aledo	4167,19	2000	6440	1545,41	77
Alguazas	5328,05	1950	7980	1497,73	77
Alhama de Murcia	13796,37	1960	20800	1507,64	77
Archena	14004,73	1940	20900	1492,35	77
Beniel	7307,46	1950	10900	1491,63	76
Blanca	7128,87	1930	10600	1486,91	77
Bullas	12680,16	1990	19500	1537,84	77
Calasparra	5134,57	1950	7730	1505,48	77
Campos del Río	2812,85	1950	4220	1500,26	77
Caravaca de la Cruz	14451,22	1990	22200	1536,20	77
Cartagena	144884,23	1940	216000	1490,85	77
Cehegín	9316,64	1960	14100	1513,42	77
Ceutí	7009,81	1950	10500	1497,90	77
Cieza	25762,16	1930	38200	1482,80	77
Fortuna	10581,68	1960	16000	1512,05	77

Tabla 8.- Potencial estimado de instalación, irradiación, producción anual y relación de eficiencia, en cada municipio

Municipio	P _{FV} , kWp	Irrad. Anual Efectiva, Hopt kWh/m ²	E _{Total} Generada MWh/año	Ratio generación kWh anual/kWp	PR %
Fuente Álamo	23738,09	1960	35700	1503,91	77
Jumilla	20419,23	1940	30700	1503,49	77
Librilla	5164,34	1960	7760	1502,61	77
Lorca	45065,17	1980	68500	1520,02	77
Lorquí	4851,80	1950	7260	1496,35	77
Mazarrón	40362,20	1950	60500	1498,93	77
Molina de Segura	46181,38	1950	69200	1498,44	77
Moratalla	5447,11	1990	8380	1538,43	77
Mula	3750,47	1960	5660	1509,14	77
Murcia	238616,21	1950	356000	1491,94	77
Ojós	267,89	1920	395	1474,48	77
Pliego	4003,48	1970	6060	1513,68	77
Puerto Lumbreras	13215,94	1980	20200	1528,46	77
Ricote	2262,19	1950	3400	1502,97	77
San Javier	52640,53	1950	78700	1495,05	77
San Pedro del Pinatar	14972,11	1950	22400	1496,11	77
Santomera	5640,59	1950	8430	1494,53	77
Torre-Pacheco	24110,16	1950	36100	1497,29	77
Las Torres de Cotillas	15195,36	1950	22800	1500,46	77
Totana	29720,99	1970	44900	1510,72	77
Ulea	267,89	1920	394	1470,75	77
La Unión	9629,18	1950	14400	1495,45	77
Villanueva del Río	2604,49	1940	3890	1493,57	77
Yecla	18290,98	1930	27400	1498,01	78

Tabla 9.- Potencial estimado de instalación, irradiación, producción anual y relación de eficiencia, en cada municipio, para instalación solar fija. Continuación

En la Región de Murcia, existe un potencial del orden de **989,09 MWp**, con una producción de **1482,18 GWh/año**, en instalación solar fija. Esta energía equivale al consumo de **411.717 hogares**, considerando un consumo anual medio de 3600 kWh/hogar.

Se obtiene un valor promedio de **1502,40 kWh/kWp**.

En la **Ilustración 50**, se expone el potencial técnico estimado para energía solar fotovoltaica en cubierta.

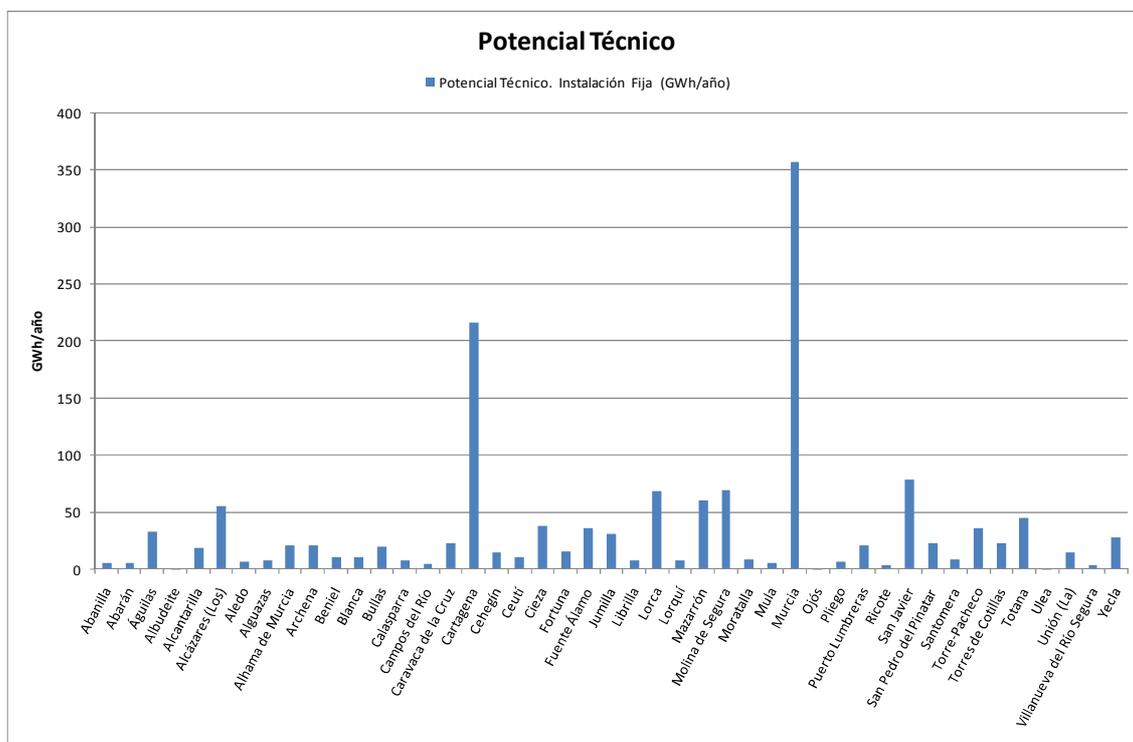


Ilustración 50.- Potencial de energía solar fotovoltaica en la Región de Murcia, para instalación fija

Se comprueba que a mayor área de tejado disponible, se obtiene un mayor potencial técnico FV, en el municipio.

Para realizar una comparación más exhaustiva, se establece un ratio entre el potencial técnico estimado y el número de habitantes por municipio, kWh/año.hab, representando dicho ratio, gráficamente, junto con el área territorial del municipio (**Ilustración 51**) y el nº edificios (**Ilustración 52**).

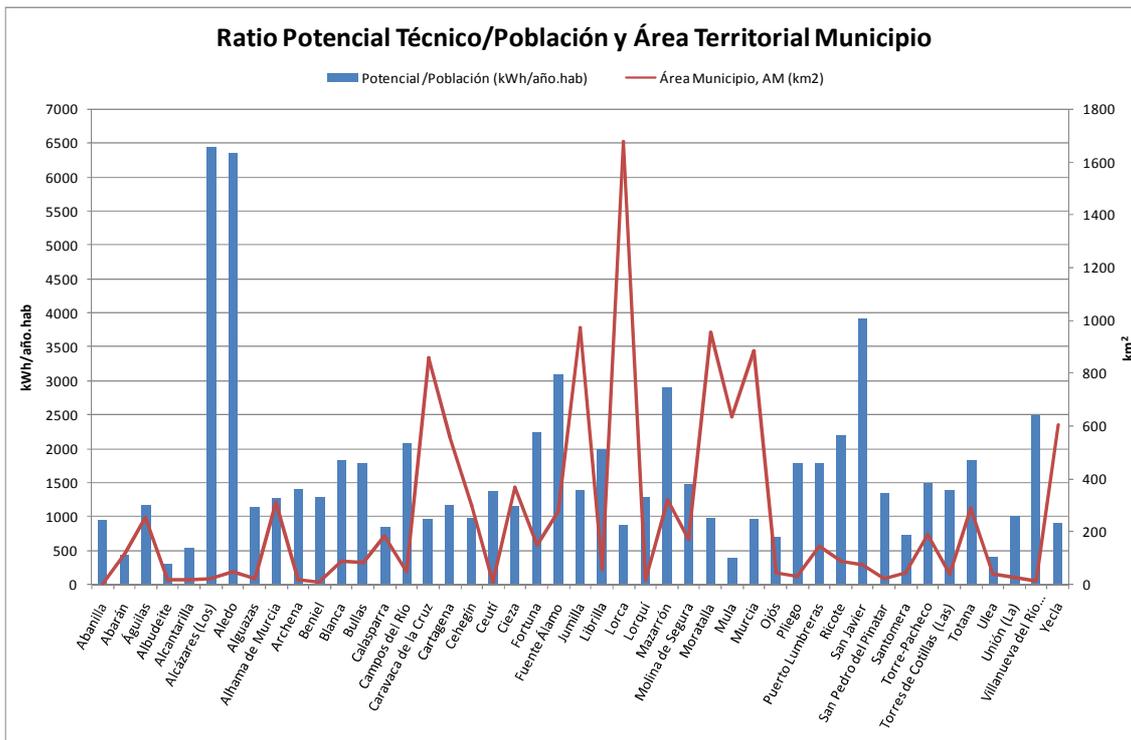


Ilustración 51.- Ratio potencial técnico FV/población, en la Región de Murcia, para instalación fija, y área territorial de municipio

El municipio de **Los Alcázares** presenta el **mayor ratio de Potencial Técnico FV/Población**, con un valor de **6446,28 kWh/año.hab**, seguido de **Aledo** y **San Javier**, con **6332,35 kWh/año.hab** y **3910,56 kWh/año.hab**, respectivamente.

Es importante destacar que dichos municipios tienen un área territorial mucho menor que otros municipios presentes en la Región de Murcia. San Javier se encuentra en un vigésimo sexto lugar, Aledo en vigésimo octavo lugar y Los Alcázares en un trigésimo octavo lugar (Tabla 10 y Tabla 11).

Municipio	Área Territorial, km ²	Ranking
Lorca	1675,2	1
Jumilla	970,6	2
Moratalla	954,8	3
Murcia	885,9	4
Caravaca de la Cruz	858,8	5
Mula	634,1	6
Yecla	603,1	7
Cartagena	558,3	8

Tabla 10 Área territorial de cada municipio en la Región de Murcia

Municipio	Área Territorial, km ²	Ranking
Cieza	366,8	9
Mazarrón	318,9	10
Alhama de Murcia	311,5	11
Cehegín	299,3	12
Totana	288,9	13
Fuente Álamo	273,5	14
Águilas	251,8	15
Abanilla	236,6	16
Torre-Pacheco	189,4	17
Calasparra	185,5	18
Molina de Segura	170,4	19
Fortuna	148,5	20
Puerto Lumbreras	144,8	21
Abarán	114,4	22
Ricote	87,5	23
Blanca	87,1	24
Bullas	82,2	25
San Javier	75,1	26
Librilla	56,5	27
Aledo	49,7	28
Campos del Río	47,3	29
Ojós	45,3	30
Santomera	44,2	31
Ulea	40,1	32
Torres de Cotillas (Las)	38,8	33
Pliego	29,4	34
Unión (La)	24,8	35
Alguazas	23,7	36
San Pedro del Pinatar	22,3	37
Alcázares (Los)	19,8	38
Albudeite	17	39
Archena	16,4	40
Alcantarilla	16,3	41
Lorquí	15,8	42
Villanueva del Río Segura	13,2	43
Ceutí	10,2	44
Beniel	10,1	45

Tabla 11 Área territorial de cada municipio en la Región de Murcia. Continuación

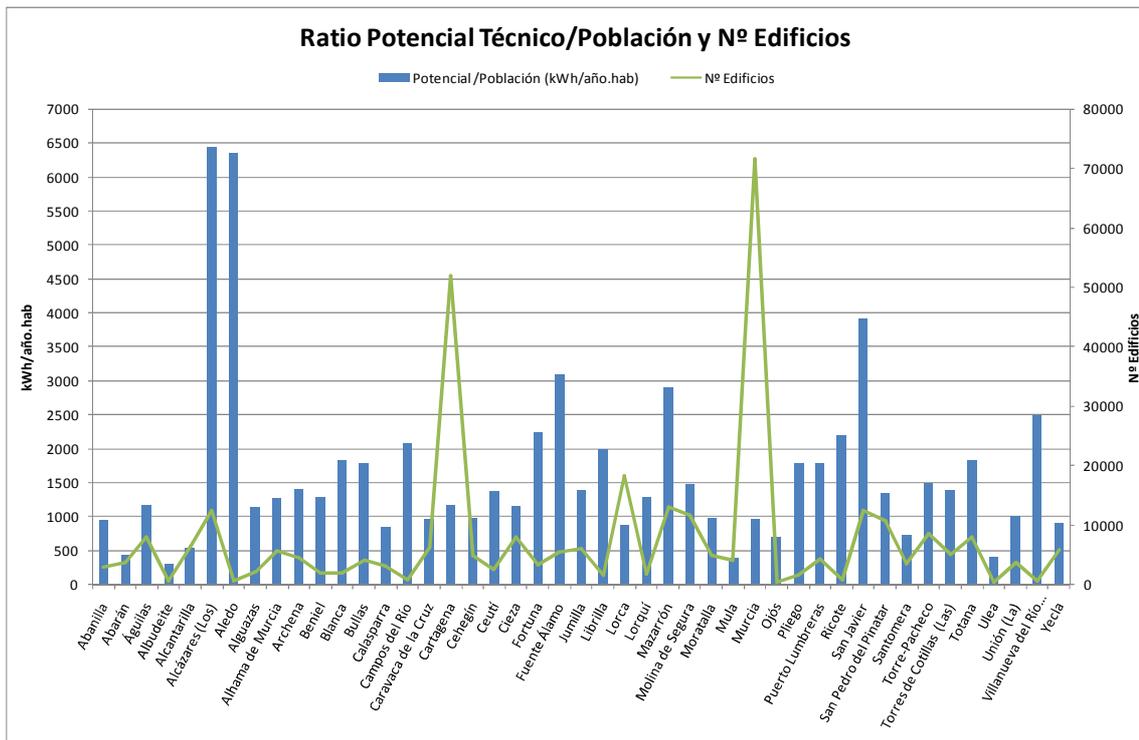


Ilustración 52.- Ratio potencial técnico FV/población, en la Región de Murcia, para instalación fija, y nº edificios

Se observa como los municipios con mayor nº de edificios, no siempre presentan un mayor ratio Potencial/Población (**Ilustración 52**).

La irradiación es bastante constante en España, y los altos valores, en el Sur, son compensados, en parte, por el rendimiento de los módulos FV, debido a temperaturas elevadas.

La importancia del área de tejado disponible se puede comprobar, también, en la **Ilustración 53**, donde algunas ciudades del Norte de España tienen un potencial relativamente alto, pese a presentar una irradiación más baja. Esto es debido a una mayor área de tejado disponible, como consecuencia de su tamaño [1].

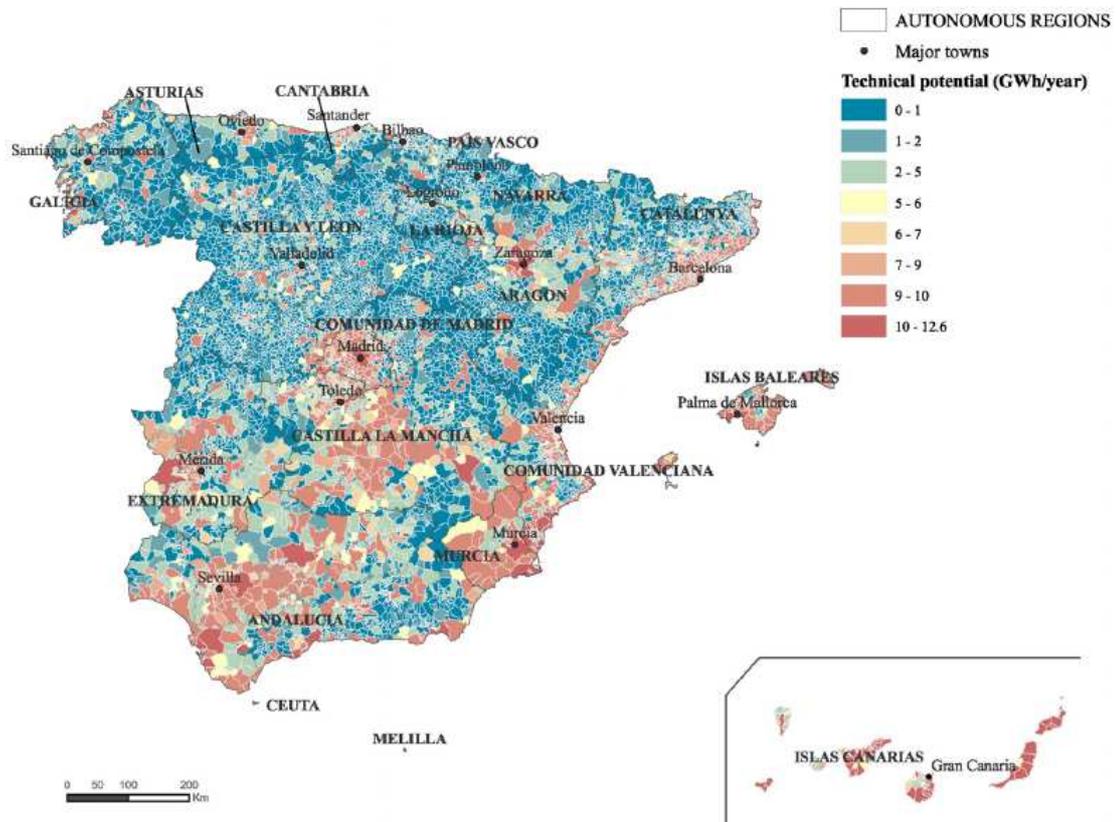


Ilustración 53.- Distribución geográfica del potencial técnico fotovoltaica en tejado, para España. Fuente: [1]

La **Ilustración 54** muestra el área de tejado disponible, en cada municipio, y el potencial técnico de energía solar FV acumulada frente al número de municipios.

Los municipios están ordenados en el eje de abscisas conforme a su potencial FV, en orden decreciente. Dicha ilustración indica que un pequeño número de municipios presenta la mayoría de potencial, contribuyendo un 8,89% de ellos con la mitad del potencial total (48,57%), aproximadamente.

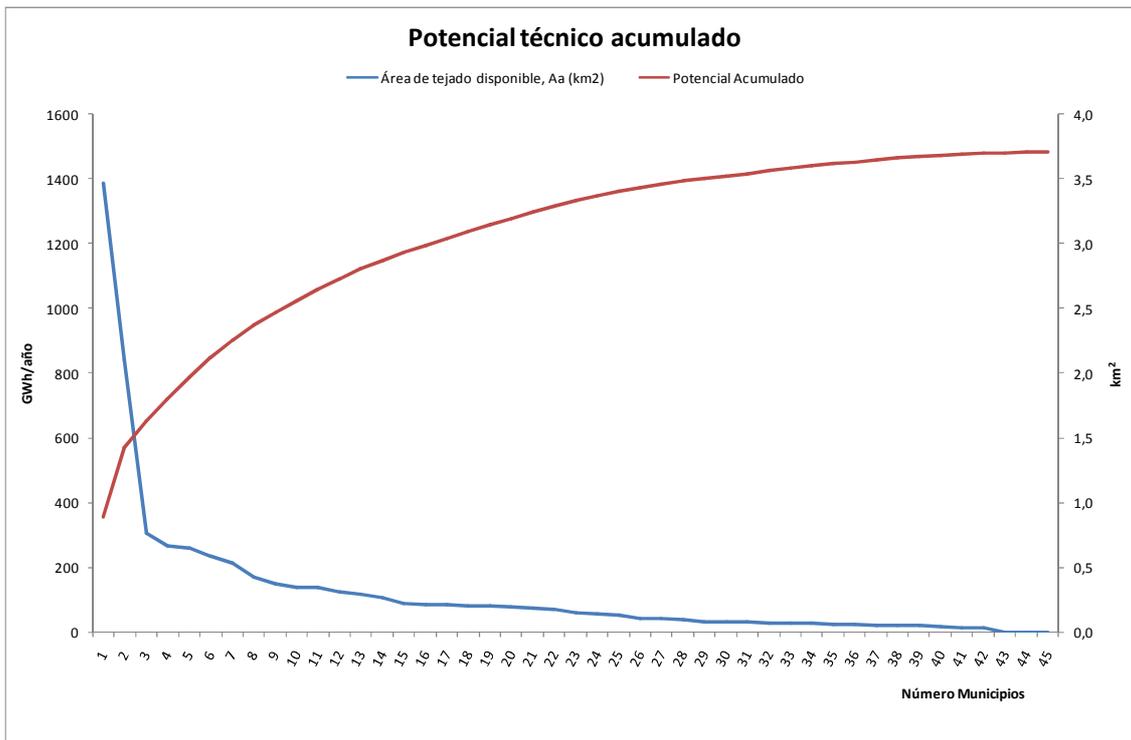


Ilustración 54.- Área de tejado disponible y potencial FV acumulado frente al número de municipios

8.6.2 Instalación con seguidor solar en un eje

En los sistemas solares FV, existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del Sol, que favorezcan y aumenten la capacidad de radiación solar.

En este estudio, se estima la energía generada por una instalación solar, considera en el apartado 8.3, con seguidor en un eje azimutal o vertical.

Se supone una reducción del área de tejado disponible del orden del 65%, aproximadamente, debido al espacio ocupado por el seguidor solar, que genera un 25% de potencial técnico FV menos.

8.6.2.1 Seguidor en eje azimutal

A partir de los datos obtenidos, en el apartado 8.6.1, y la base de datos PVGIS, se determinan los valores de irradiación y producción anual, para cada municipio, con seguimiento solar en eje azimutal o vertical (Tabla 12 y Tabla 13).

Municipio	P _{FV} , kWp	Irrad. Anual Efectiva, Hopt kWh/m ²	E _{Total} Generada MWh/año	Ratio generación kWh anual/kWp	PR %
Abanilla	2923	2550	5750	1967,16	77
Abarán	2779	2500	5350	1925,15	77
Águilas	16286	2560	32000	1964,88	77
Albudeite	201	2550	395	1965,17	77
Alcantarilla	9131	2560	18000	1971,31	77
Los Alcáceres	27414	2560	54000	1969,80	77
Aledo	3125	2610	6320	2022,40	77
Alguazas	3996	2560	7890	1974,47	77
Alhama de Murcia	10347	2560	20400	1971,59	77
Archena	10504	2540	20600	1961,16	77
Beniel	5481	2560	10800	1970,44	77
Blanca	5347	2480	10200	1907,61	77
Bullas	9510	2600	19200	2018,93	78
Calasparra	3851	2540	7570	1965,72	77
Campos del Río	2110	2560	4170	1976,30	77
Caravaca de la Cruz	10838	2570	21600	1992,99	78
Cartagena	108663	2540	212000	1950,99	77
Cehegín	6987	2540	13700	1960,78	77
Ceutí	5257	2550	10400	1978,31	78
Cieza	19322	2500	37400	1935,62	77
Fortuna	7936	2570	15800	1990,93	77
Fuente Álamo	17804	2570	35300	1982,70	77
Jumilla	15314	2510	29900	1952,46	78
Librilla	3873	2560	7630	1970,05	77
Lorca	33799	2570	66900	1979,35	77
Lorquí	3639	2550	7160	1967,57	77
Mazarrón	30272	2550	59300	1958,91	77
Molina de Segura	34636	2560	68200	1969,05	77
Moratalla	4085	2540	8030	1965,73	77
Mula	2813	2550	5550	1972,98	77
Murcia	178962	2540	349000	1950,13	77
Ojós	201	2440	376	1870,65	77
Pliego	3003	2540	5880	1958,04	77
Puerto Lumbreras	9912	2580	19700	1987,49	77

Tabla 12.- Potencial estimado de instalación, irradiación, producción anual y relación de eficiencia, en cada municipio. Seguidor solar en un eje azimutal o vertical

Municipio	P _{FV} , kWp	Irrad. Anual Efectiva, Hopt kWh/m ²	E _{Total} Generada MWh/año	Ratio generación kWh anual/kWp	PR %
Ricote	1697	2510	3290	1938,72	77
San Javier	39480	2560	77900	1973,15	77
San Pedro del Pinatar	11229	2560	22100	1968,12	77
Santomera	4230	2550	8300	1962,17	77
Torre- Pacheco	18083	2570	35800	1979,76	77
Las Torres de Cotillas	11397	2560	22500	1974,20	77
Totana	22291	2570	44200	1982,86	77
Ulea	201	2440	377	1875,62	77
La Unión	7222	2550	14100	1952,37	77
Villanueva del Río	1953	2530	3810	1950,84	77
Yecla	13718	2490	26600	1939,06	78

Tabla 13.- Potencial estimado de instalación, irradiación, producción anual y relación de eficiencia, en cada municipio. Seguidor solar en un eje azimutal o vertical. Continuación

En la Región de Murcia, existe un potencial del orden de **741,82 MWp**, con una producción de **1455,45 GWh/año**, para instalaciones con seguimiento solar en un eje azimutal o vertical.

Esta energía equivale al consumo de **404.291 hogares**, considerando un consumo anual medio de 3600 kWh/hogar.

Se observa un 30% más de captación solar al año, respecto a una instalación fija, aproximadamente.

En la **Ilustración 55**, se expone el potencial técnico estimado para energía solar fotovoltaica en cubierta.

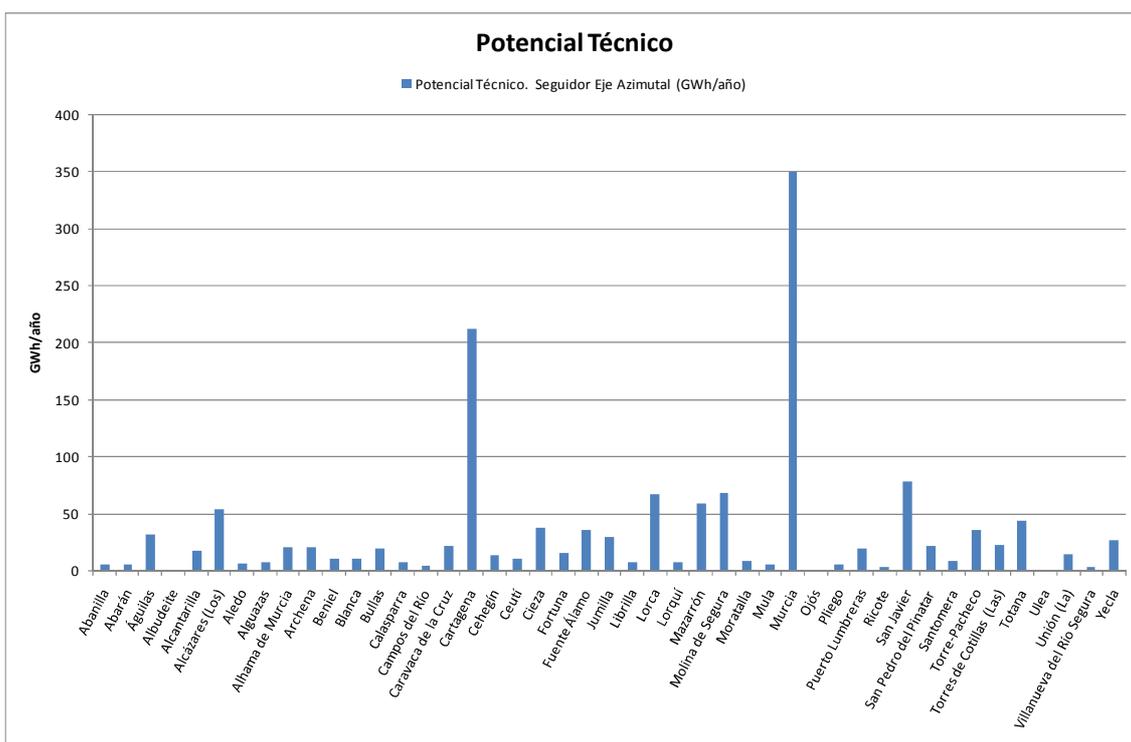


Ilustración 55.- Potencial de energía solar fotovoltaica en la Región de Murcia, para instalación con seguidor solar en eje azimutal o vertical

Para realizar una comparación más exhaustiva, se establece un ratio entre el potencial técnico estimado y el número de habitantes por municipio, kWh/año.hab, representando dicho ratio, gráficamente, junto con el nº edificios (**Ilustración 56**).

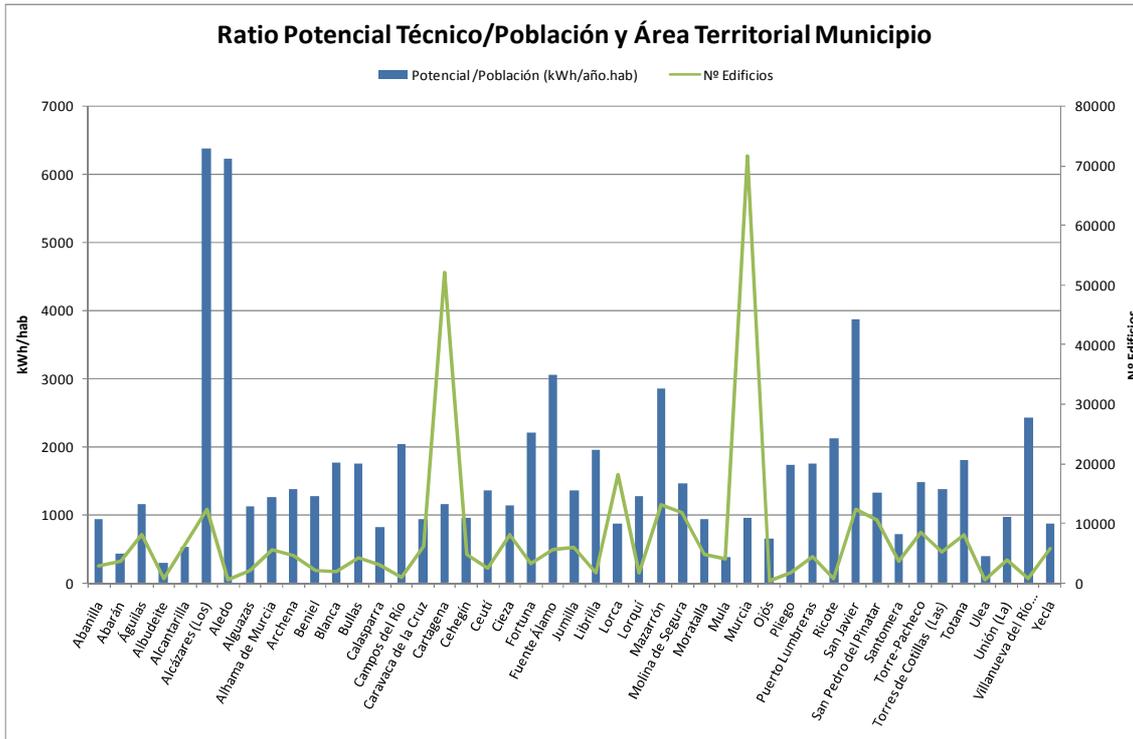


Ilustración 56.- Ratio potencial técnico FV/población, en la Región de Murcia, para instalación con seguidor solar, y nº edificios

El municipio de **Los Alcázares** presenta el **mayor ratio de Potencial Técnico FV/Población, con un valor de 6375,44 kWh/año.hab**, seguido de Aledo y San Javier, con 6214,36 kWh/año.hab y 3870,81 kWh/año.hab, respectivamente.

La **Ilustración 57** muestra el área de tejado disponible, en cada municipio, y el potencial técnico de energía solar FV acumulada frente al número de municipios.

Los municipios están ordenados en el eje de abscisas conforme a su potencial FV, en orden decreciente. Dicha ilustración indica que un pequeño número de municipios presenta la mayoría de potencial, contribuyendo un 8,89% de ellos con la mitad del potencial total (48,58%), aproximadamente.

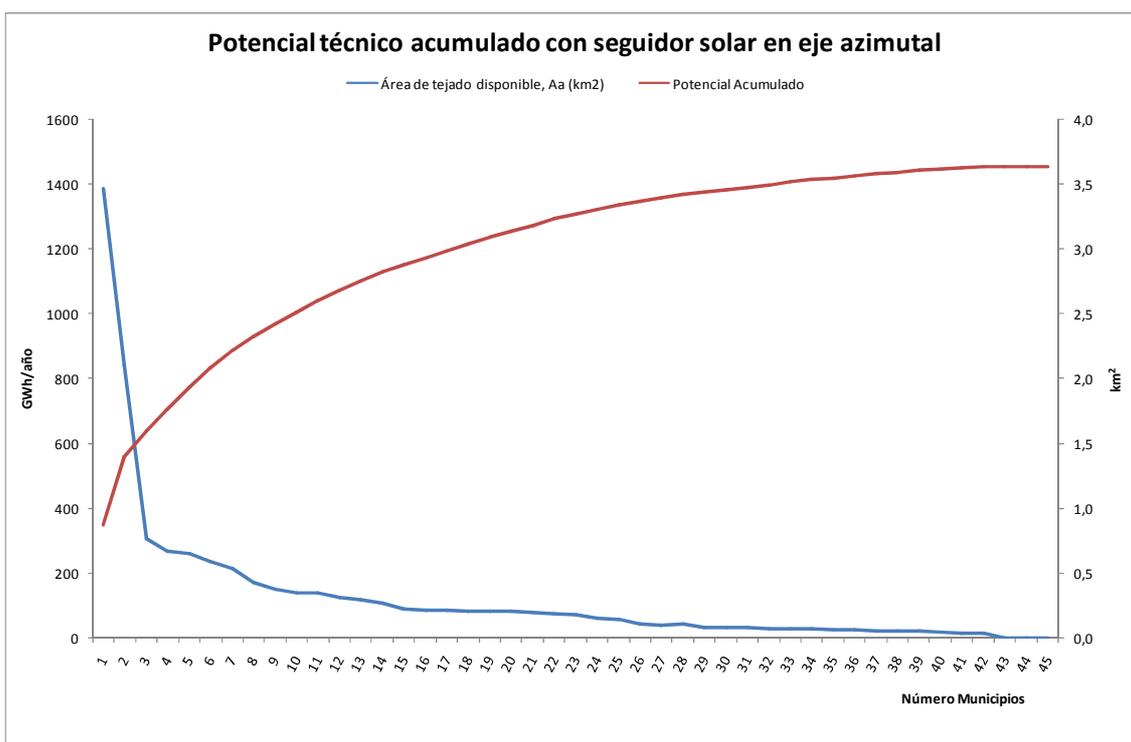


Ilustración 57.- Potencial FV acumulado frente al número de municipios. Instalación con seguidor solar en eje azimutal o vertical

A continuación, se comparan los datos de producción anuales obtenidos, para cada una de las instalaciones estudiadas (**Ilustración 58**):

1. Instalación fija de 5 kW
2. Instalación con seguidor en un eje de 2,5 kW

En la **Tabla 14**, se resume los valores de potencia pico, producción anual e irradiación global media anual, para la Región de Murcia.

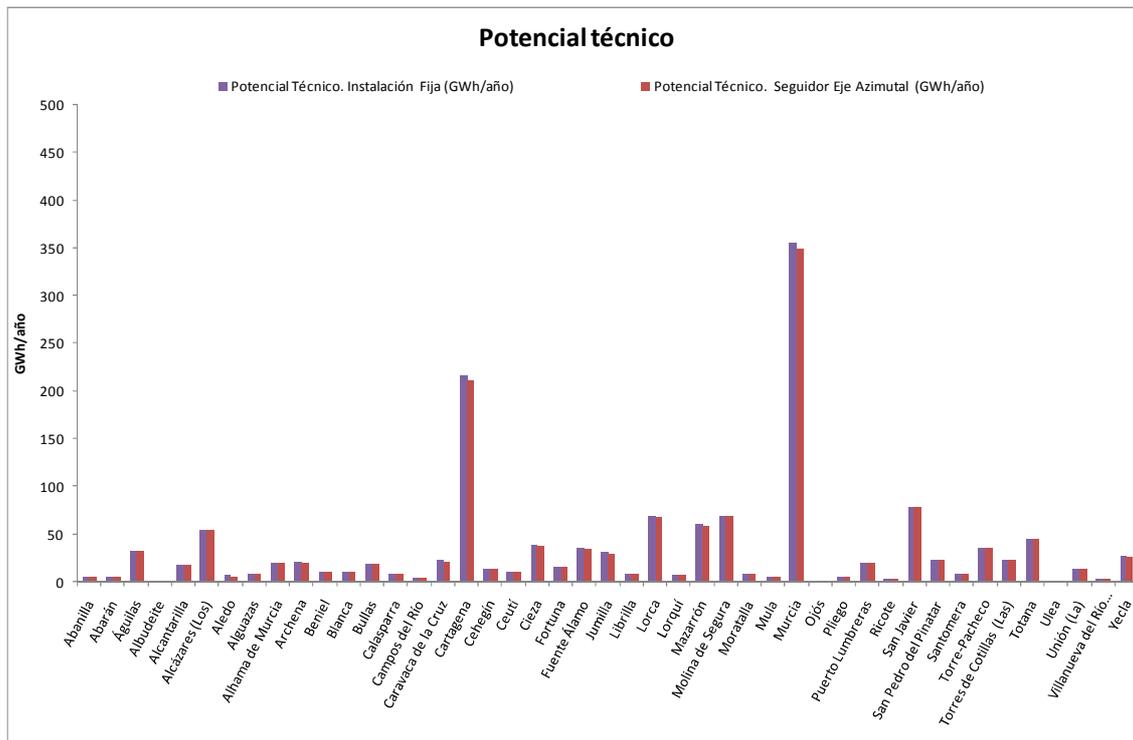


Ilustración 58.- Energía generada en las dos instalaciones solares fotovoltaicas estudiadas (fija y con seguidor solar en un eje)

	P_{FV} , kWp	Energía Generada MWh/año	Irradiación media anual kWh/m ²	Δ Captación Solar
Instalación Fija	989,09	1482,12	1953,56	-----
Instalación con Seguidor Solar en 1	741,82	1455,45	2544,67	30,26%

Tabla 14.- Potencia generada, producción anual, irradiación e incremento de captación solar respecto a instalación fija, en la Región de Murcia

En conclusión, una instalación con seguidor solar en un eje produce un 30% más de energía eléctrica, aproximadamente, respecto a una instalación solar de estructura fija.

En la **Tabla 15** y **Tabla 16**, se resume el potencial físico, geográfico y fotovoltaico estimado para cada municipio, en la Región de Murcia.

Municipio	Potencial físico, Wh/m ² .día (horizontal)	Potencial físico, Wh/m ² .día (ángulo óptimo)	Potencial Geográfico, km ²	Potencial técnico, kW (instalación Fija)	Potencial técnico, kW (Seguidor Solar)
Abanilla	4660	5360	0,0566	3896,79	2923
Abarán	4600	5290	0,0539	3705,82	2779
Águilas	4660	5330	0,3155	21714,03	16286
Albudeite	4650	5340	0,0038	267,89	201
Alcantarilla	4650	5350	0,1767	12174,14	9131
Los Alcáceres	4650	5330	0,5309	36552,20	27414
Aledo	4650	5330	0,0606	4167,19	3125
Alguazas	4640	5340	0,0773	5328,05	3996
Alhama de	4670	5360	0,2005	13796,37	10347
Archena	4620	5320	0,2034	14004,73	10504
Beniel	4640	5330	0,1062	7307,46	5481
Blanca	4600	5290	0,1036	7128,87	5347
Bullas	4730	5440	0,1841	12680,16	9510
Calasparra	4640	5350	0,0746	5134,57	3851
Campos del	4650	5350	0,0408	2812,85	2110
Caravaca de la	4720	5430	0,2098	14451,22	10838
Cartagena	4650	5430	2,1044	144884,23	108663
Cehégín	4690	5320	0,1354	9316,64	6987
Ceutí	4630	5370	0,1019	7009,81	5257
Cieza	4590	5330	0,3742	25762,16	19322
Fortuna	4670	5280	0,1538	10581,68	7936
Fuente Álamo	4680	5370	0,3448	23738,09	17804
Jumilla	4620	5320	0,2966	20419,23	15314
Librilla	4670	5360	0,0749	5164,34	3873
Lorca	4710	5410	0,6546	45065,17	33799
Lorquí	4640	5340	0,0706	4851,80	3639
Mazarrón	4670	5350	0,5862	40362,20	30272
Molina de	4650	5350	0,6708	46181,38	34636
Moratalla	4710	5420	0,0790	5447,11	4085
Mula	4660	5360	0,0546	3750,47	2813
Murcia	4640	5330	3,4659	238616,21	178962
Ojós	4600	5260	0,0038	267,89	201
Pliego	4690	5380	0,0581	4003,48	3003
Puerto	4730	5420	0,1919	13215,94	9912
Ricote	4650	5340	0,0328	2262,19	1697
San Javier	4650	5340	0,7645	52640,53	39480
San Pedro del	4650	5330	0,2174	14972,11	11229
Santomera	4640	5330	0,0820	5640,59	4230
Torre-Pacheco	4660	5340	0,3502	24110,16	18083
Las Torres de	4650	5340	0,2206	15195,36	11397
Totana	4690	5380	0,4318	29720,99	22291

Tabla 15.- Potencial estimado de instalación, producción anual, irradiación e incremento de captación solar respecto a instalación fija, en la Región de Murcia

Municipio	Potencial físico, Wh/m ² .día	Potencial físico, Wh/m ² .día (ángulo óptimo)	Potencial Geográfico, km ²	Potencial técnico, kW (instalación Fija)	Potencial técnico, kW (Seguidor Solar)
Ulea	4590	5250	0,0038	267,89	201
La Unión	4680	5340	0,1399	9629,18	7222
Villanueva del Río Segura	4630	5320	0,0378	2604,49	1953
Yecla	4600	5290	0,2656	18290,98	13718
Región de Murcia	4653,78	5345,33	14,37	989.094,64	741.821,0

Tabla 16.- Potencial estimado de instalación, producción anual, irradiación e incremento de captación solar respecto a instalación fija, en la Región de Murcia. Continuación

9 IMPACTO SOCIOECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL

9.1 Impacto socioeconómico

En este apartado, se tiene en cuenta el empleo generado por el sector FV, tanto directa como indirectamente:

- *Empleo Directo (fabricación, construcción y mantenimiento):*
 1. Productores/Promotores
 2. Proveedores de componentes y servicios característicos
- *Empleo Indirecto o Inducido:* Derivado del sector FV.

El empleo indirecto es consecuencia de los gastos durante las etapas de fabricación, construcción y mantenimiento, que se traducen en aumentos de la demanda de bienes procedentes de otras actividades o sectores económicos.

9.1.1 Instalación Fija

A la hora de estimar la creación de empleo directo e indirecto, asociado al sector fotovoltaico, se considera el número de puestos de trabajo anuales según tipo de instalación, facilitados por la Asociación Industrial Fotovoltaica, ASIF, y la Unión Española Fotovoltaica, UNEF.

Tipo Instalación	Puestos anuales directos e indirectos	Puestos O&M a 25 años
Doméstica < 50 kW	26	2,5
Industrial 50 kW <P< 2000 kW	17	1,6
Suelo 400 kW <P< 10000 kW	14	1
Suelo 10 MW <P< 400 MW	10	0,4

Tabla 17.- Puestos de trabajo generados por MW instalado. Base: 1760 horas. Puesto/año.
FUENTE: ASIF, UNEF 2012

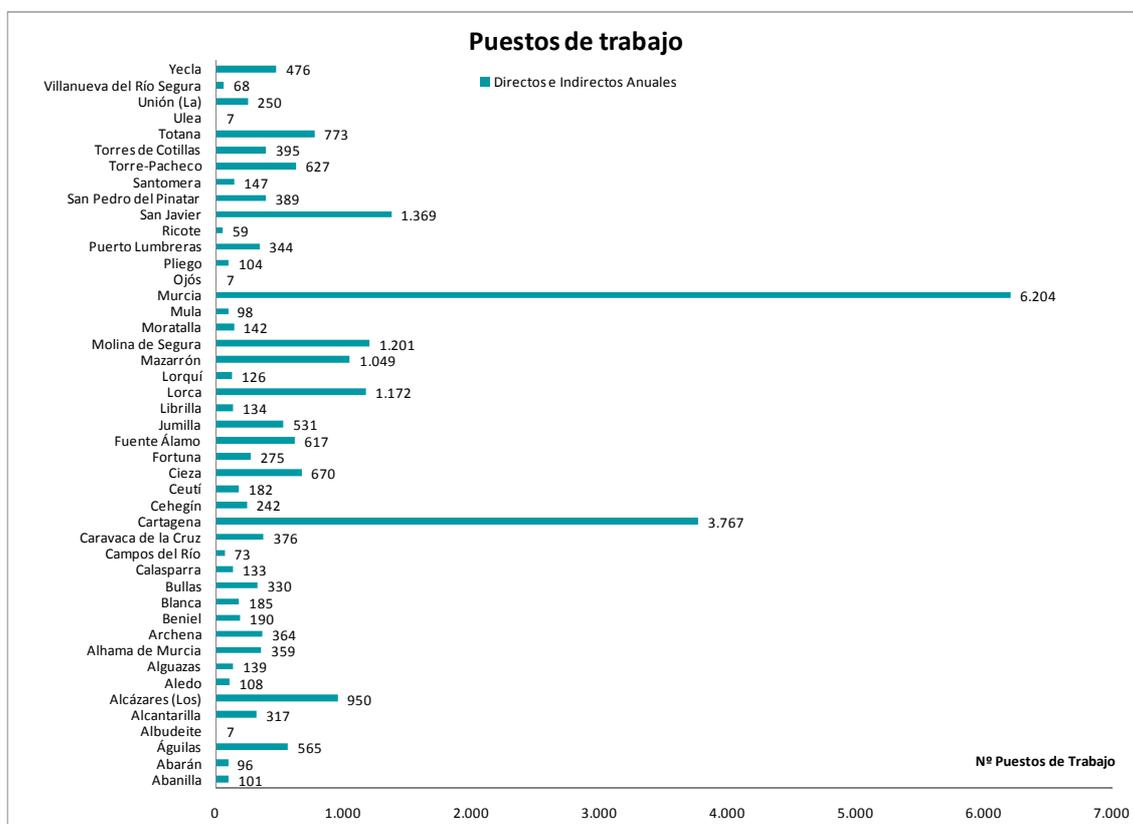


Ilustración 59.- Puestos de trabajo generados por el sector FV en un año

Considerando que la fase de fabricación, diseño de instalaciones e instalación de equipos se realiza en el plazo de un año, se estima un total de **25.716 puestos de trabajo anuales directos e indirectos**, para la Región de Murcia.

Si se tiene en cuenta un plazo más realista de 10 años, para la implantación de la potencia calculada, se estima un total de **2572 puestos de trabajo anuales directos e indirectos**.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio Puestos Trabajo/Población, expresado en nº empleos/habitante (**Ilustración 60**).

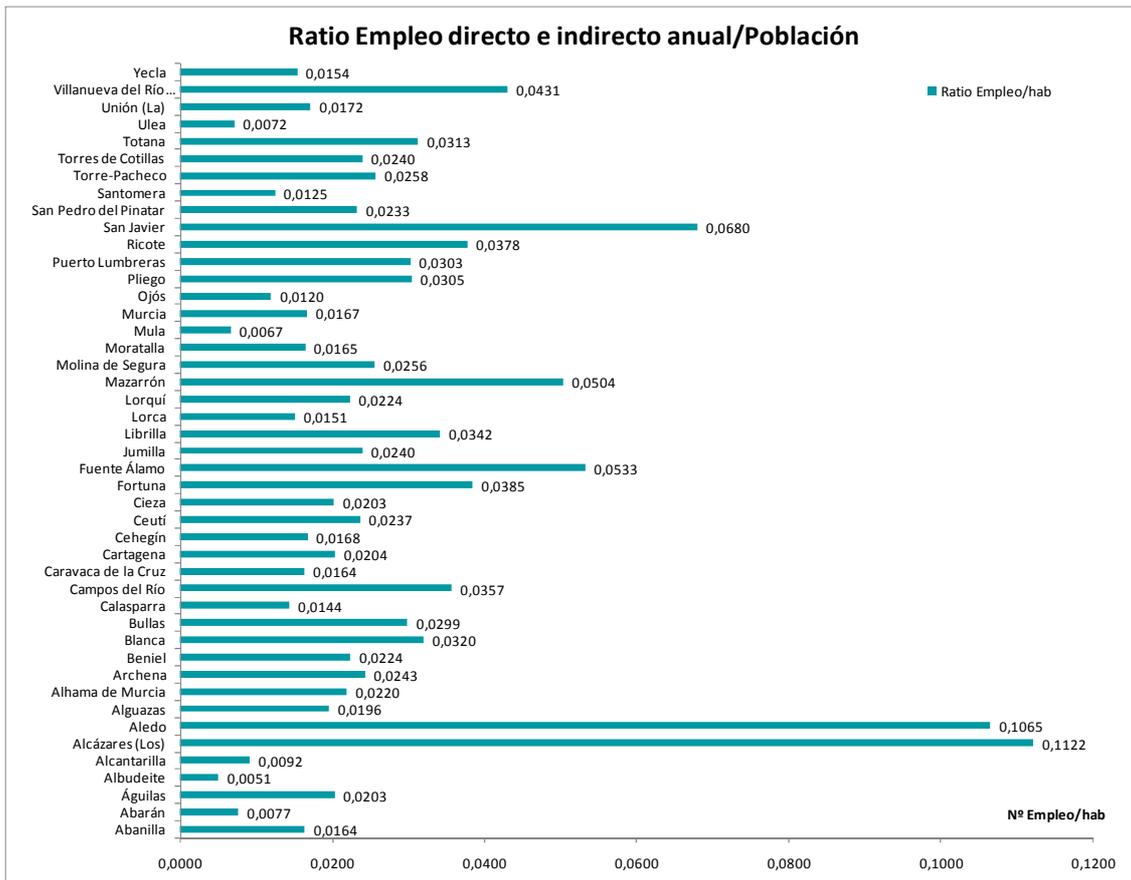


Ilustración 60.- Ratio puestos de trabajo generados por el sector FV /población en un año

El municipio de **Los Alcázares** presenta el **mayor ratio de Empleo/Población, con un valor de 0,1122 empleos/año.hab**, seguido de Aledo y San Javier, con 0,1065 empleo/año.hab y 0,0680 empleo/año.hab, respectivamente.

En la **Ilustración 61**, se muestra el número de puestos de trabajo generados a lo largo de 25 años, destinados la fase de operación y mantenimiento (O&M).

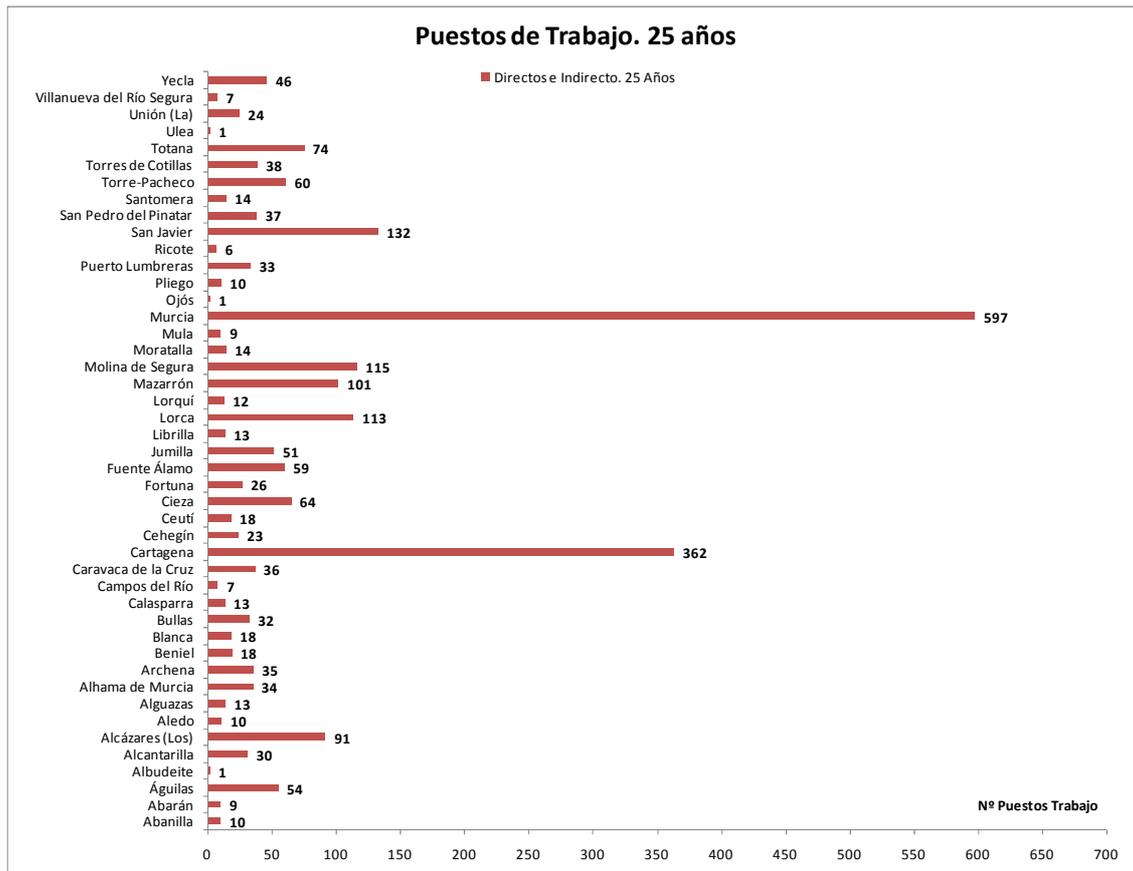


Ilustración 61.- Puestos de trabajo generados por el sector FV (25 años)

Para la Región de Murcia, se estima un total de **2.473 puestos de trabajo a 25 años**, destinados a la fase de O&M, considerando tanto el empleo directo como indirecto.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio Puestos Trabajo O&M/Población, expresado en nº empleos O&M/habitante (**Ilustración 62.- Ratio puestos de trabajo generados por el sector FV (25 años)/población**).

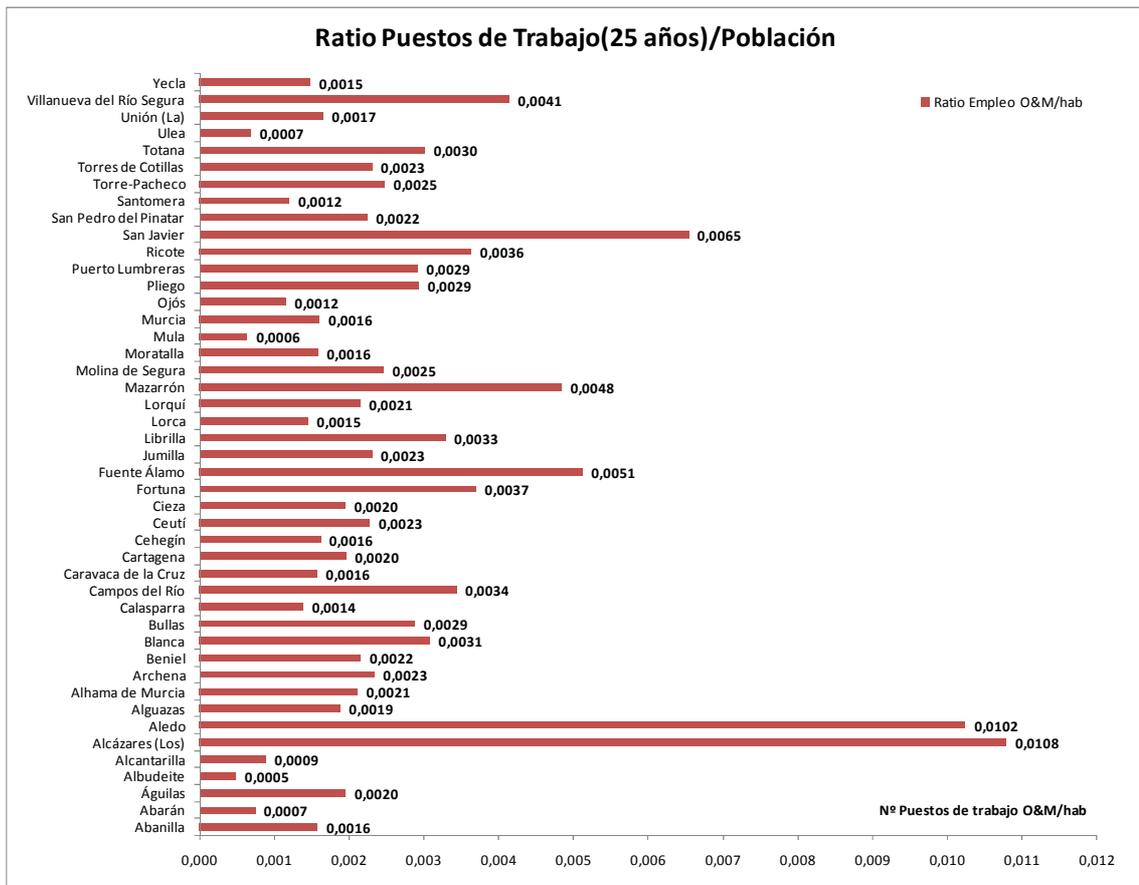


Ilustración 62.- Ratio puestos de trabajo generados por el sector FV (25 años)/población

El municipio de **Los Alcázares** presenta el **mayor ratio de Empleo O&M/Población, con un valor de 0,0108 empleo O&M/hab**, seguido de Aledo y San Javier, con 0,0102 empleo O&M/hab y 0,0065 empleo O&M/hab, respectivamente.

En conclusión, la realización de una instalación FV genera actividad económica en el ámbito regional, que trae consigo creación de empleo.

9.1.2 Instalación con seguidor solar en un eje

A la hora de estimar la creación de empleo directo e indirecto, asociado al sector fotovoltaico, se considera el número de puestos de trabajo anuales según tipo de instalación, facilitados por la Asociación Industrial Fotovoltaica, ASIF, y la Unión Española Fotovoltaica, UNEF.

Tipo Instalación	Puestos anuales directos e indirectos	Puestos O&M a 25 años
Doméstica < 50 kW	27	3
Industrial 50 kW <P< 2000 kW	18	2

Tabla 18.- Puestos de trabajo generados por MW instalado. Base: 1760 horas. Puesto/año.
FUENTE: ASIF, UNEF 2012

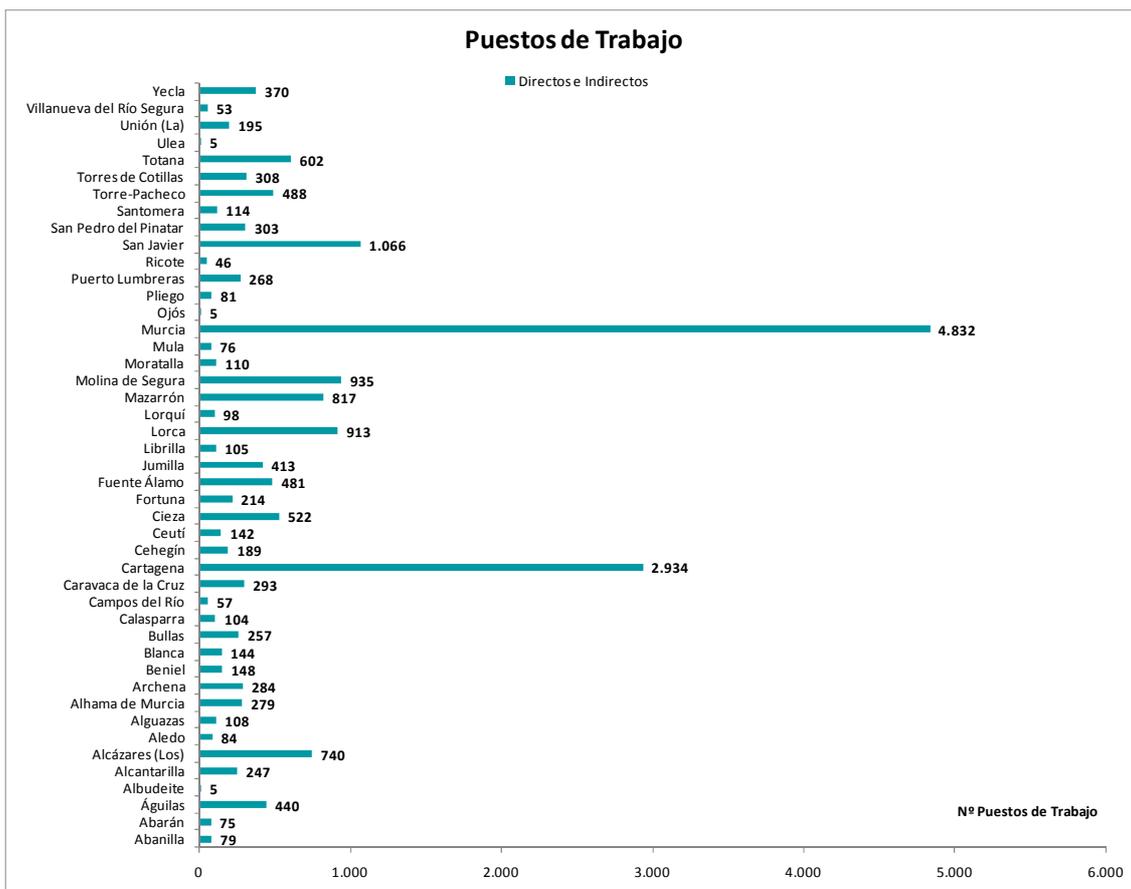


Ilustración 63.- Puestos de trabajo generados por el sector FV en un año

Considerando que la fase de fabricación, diseño de instalaciones e instalación de equipos se realiza en el plazo de un año, se estima un total de **20.029 puestos de trabajo anuales directos e indirectos**, para la Región de Murcia.

Si se tiene en cuenta un plazo más realista de 10 años, para la implantación de la potencia calculada, se estima un total de **2003 puestos de trabajo anuales directos e indirectos**.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio Puestos Trabajo/Población, expresado en nº empleos/habitante (**Ilustración 64**).

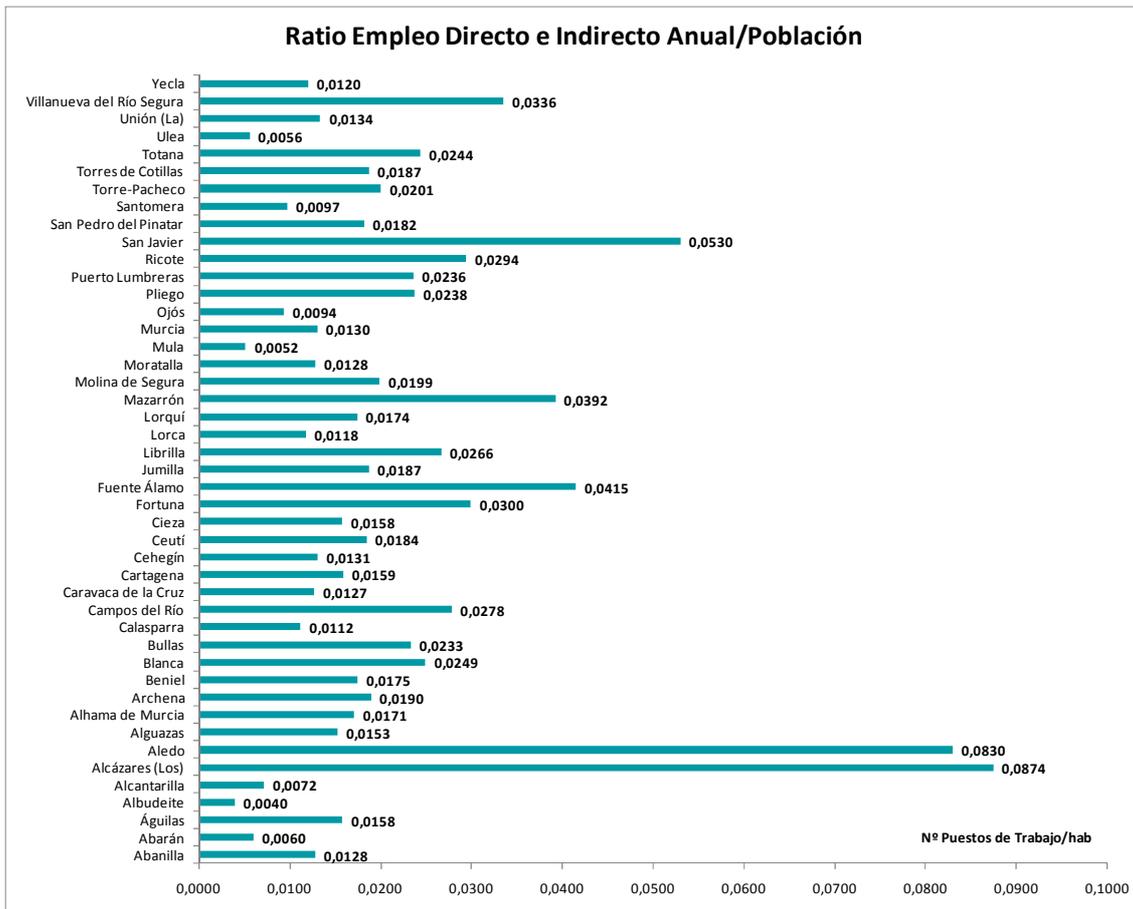


Ilustración 64.- Ratio puestos de trabajo generados por el sector FV/población en un año

El municipio de **Los Alcázares** presenta el **mayor ratio de Empleo/Población**, con un valor de **0,0874 empleo/año.hab**, seguido de Aledo y San Javier, con 0,0830 empleo/año.hab y 0,0530 empleo/año.hab, respectivamente.

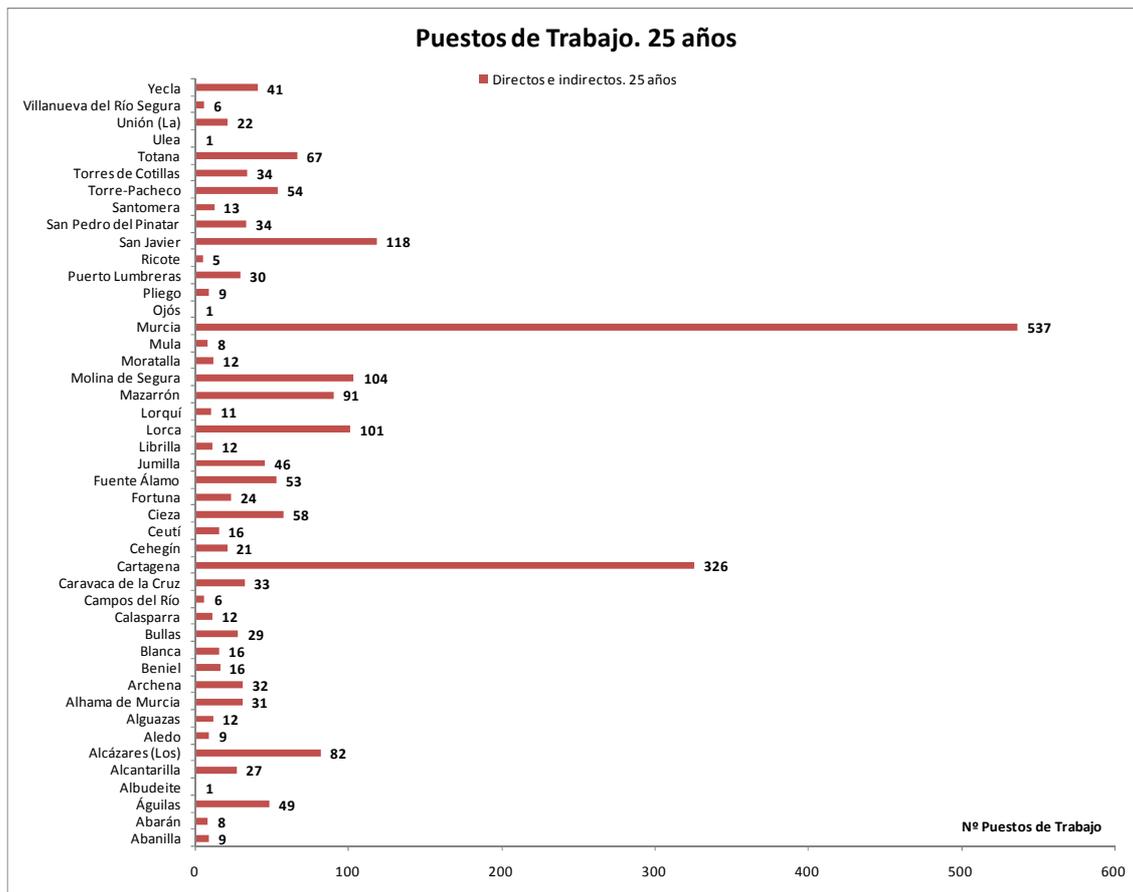


Ilustración 65.- Puestos de trabajo generados por el sector FV (25 años)

Para la Región de Murcia, se estima un total de **2.225 puestos de trabajo a 25 años**, destinados a la fase de O&M, considerando tanto el empleo directo como indirecto.

Con el fin de hacer una comparación, más exhaustiva, entre comunidades autónomas, se determina el ratio Puestos Trabajo O&M/Población, expresado en nº empleos O&M/habitante (

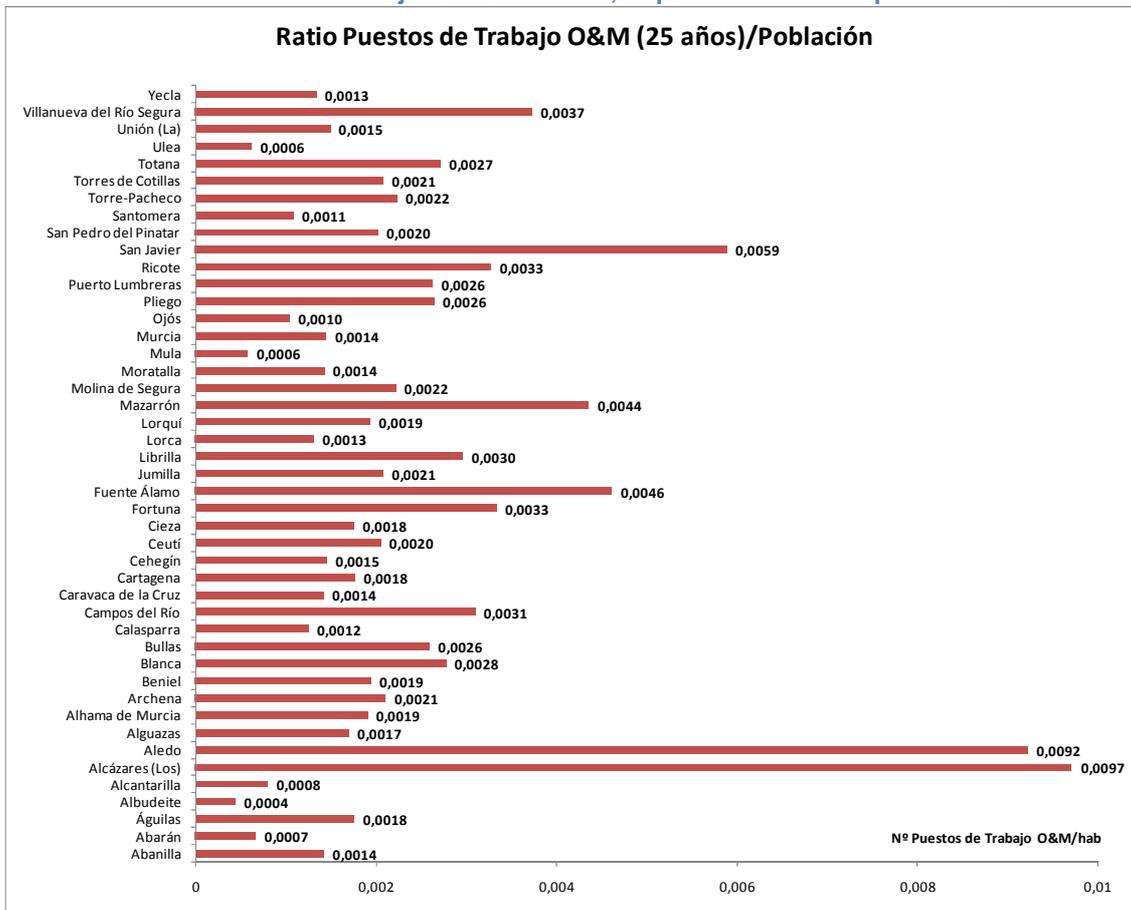


Ilustración 66).

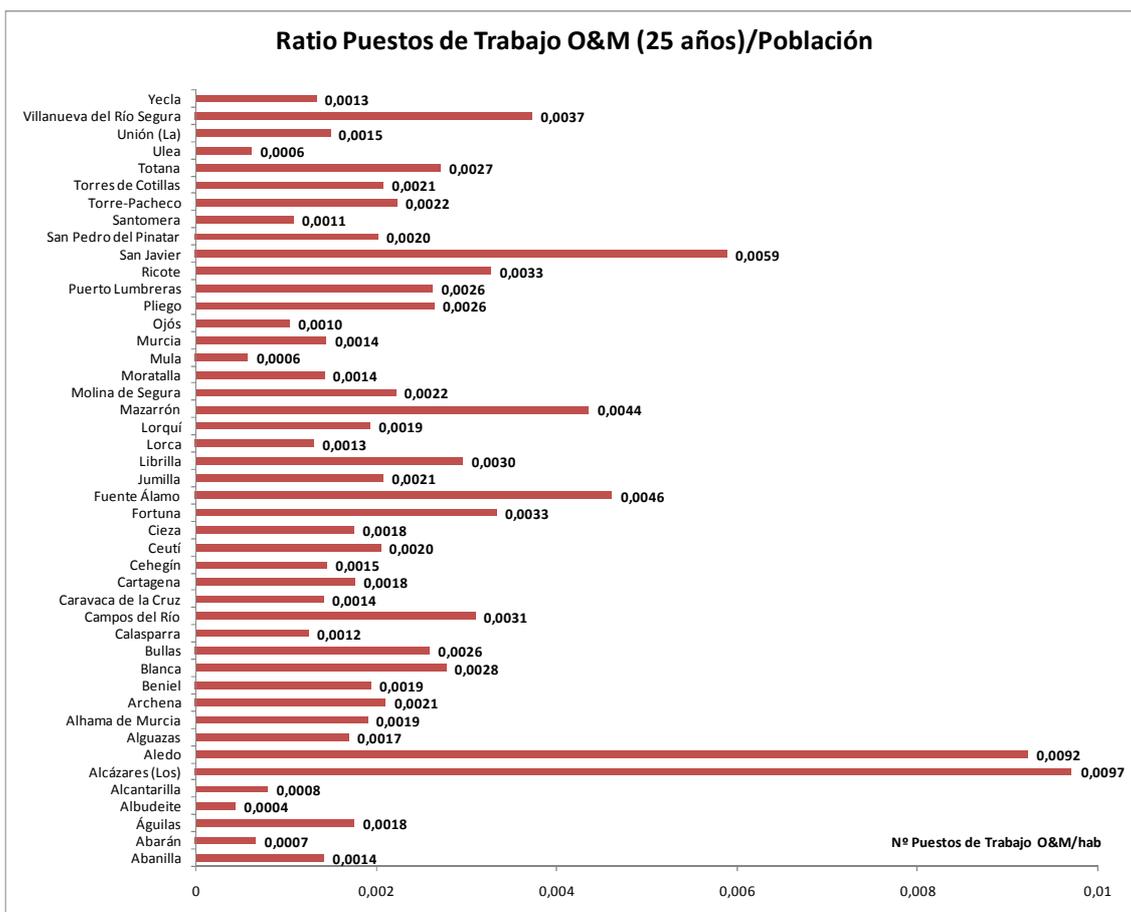


Ilustración 66.- Ratio puestos de trabajo generados por el sector FV (25 años)/Población

El municipio de **Los Alcázares** presenta el **mayor ratio de Empleo O&M/Población**, con un valor de **0,0097 empleo O&M/hab**, seguido de **Aledo** y **San Javier**, con **0,0092 empleo O&M/hab** y **0,0059 empleo O&M/hab**, respectivamente.

En conclusión, la realización de una instalación FV genera actividad económica en el ámbito regional, que trae consigo creación de empleo.

9.2 Impacto medioambiental

Se determina el impacto en el medio ambiente y en términos de dependencia energética.

10.1.1 Instalación Fija

Con la instalación de sistemas FV, se evita el consumo de combustibles fósiles. La disminución en el uso de combustible fósil reduce la dependencia energética de la Región de Murcia.

La energía generada y estimada para los sistemas FV estudiados (1482,18 GWh/año), equivale a **19.763.755 barriles de petróleo**.

Se ha estimado las emisiones evitadas a la atmósfera de CO₂, SO₂ y NO_x, reducción que contribuyen a la conservación del medioambiente. Dicha disminución produce un impacto económico de las reducciones CO₂ evitadas (ahorro en concepto de derechos de emisión), además de un impacto en la salud y el coste sanitario de las emisiones evitadas.

Con la implantación de sistemas FV en tejado o cubierta estudiados, se evita la emisión a la atmósfera de **330.526 Tn CO₂/año**, **617 Tn SO₂/año** y **467 Tn NO_x/año**, obteniendo un total de emisiones evitadas de **331.610 Tn/año**, para la Región de Murcia.

Gracias a la instalación de sistemas FV, se evita la emisión de residuos radiactivos de baja y media Intensidad del orden de **3.350 l/año**. En cuanto a los residuos radiactivos de alta intensidad, se reduciría **409 kg/año**⁶.

A continuación, se expone un resumen de la disminución de combustible fósil y las emisiones evitadas a la atmósfera, tras la implantación de una instalación fija de energía solar FV ([Tabla 19](#)).

⁶ Según emisiones específicas del mix energético de Febrero 2012 – Observatorio de la Electricidad de WWF. Boletín de Febrero 2012

Parámetro	Valor	Unidad
Tonelada equivalente del petróleo. 25 años	2.889.438	Tep/25 años
Barril equivalente de petróleo. 25 años	19.763.755	Bep/25 años
Tonelada equivalente de carbón. 25 años	4.128.123	Tec/25 años
Tonelada de dióxido de carbono al año	330.526	Tn CO ₂ /año
Tonelada de dióxido de carbono. 25 años	8.263.154	Tn CO ₂ /25 años
Tonelada de dióxido de azufre al año	617	Tn SO ₂ /año
Tonelada de óxidos de nitrógeno al año	467	Tn NO _x /año
Total emisiones evitadas (CO ₂ ,SO ₂ y NO _x)	331.610	Tn/año
Residuos radiactivos de baja y media intensidad	3.350	l/año
Residuos radiactivos de alta intensidad	409	kg/año

Tabla 19.- Impacto medioambiental. Instalación fija

10.1.2 Instalación con seguidor solar en un eje

La energía generada y estimada para los sistemas FV estudiados (1455,45 GWh/año), equivale a **19.399.254 barriles de petróleo**.

Con la implantación de sistemas FV estudiados, en tejado o cubierta, se evita la emisión a la atmósfera de **324.565 Tn CO₂/año**, **605 Tn SO₂/año** y **458 Tn NO_x/año**, obteniendo un total de emisiones evitadas de **325.629 Tn/año**, para la Región de Murcia.

Gracias a la instalación de sistemas FV, se evita la emisión de residuos radiactivos de baja y media intensidad del orden de **3.289 l/año**. En cuanto a los residuos radiactivos de alta intensidad, se reduciría **402 kg/año**⁷.

La **Tabla 20** expone un resumen de la disminución de combustible fósil y las emisiones evitadas a la atmósfera, tras la implantación de una instalación solar FV con seguidor solar.

⁷ Según emisiones específicas del mix energético de Febrero 2012 – Observatorio de la Electricidad de WWF. Boletín de Febrero 2012

Parámetro	Valor	Unidad
Tonelada equivalente del petróleo. 25 años	2.836.148	Tep/25 años
Barril equivalente de petróleo. 25 años	19.399.254	Bep/25 años
Tonelada equivalente de carbón. 25 años	4.051.989	Tec/25 años
Tonelada de dióxido de carbono al año	324.565	Tn CO ₂ /año
Tonelada de dióxido de carbono. 25 años	8.114.134	Tn CO ₂ /25 años
Tonelada de dióxido de azufre al año	605	Tn SO ₂ /año
Tonelada de óxidos de nitrógeno al año	458	Tn NO _x /año
Total emisiones evitadas (CO ₂ ,SO ₂ y NO _x)	325.629	Tn/año
Residuos radiactivos de baja y media intensidad	3.289	l/año
Residuos radiactivos de alta intensidad	402	kg/año

Tabla 20.- Impacto medioambiental. Instalación con seguidor solar

10 CONCLUSIONES

1. La generación distribuida definida como la generación de electricidad de pequeña potencia, cercana a los puntos de consumo, y utilizando para ello las redes locales de media y baja tensión, **es una forma eficiente de generación eléctrica que presenta grandes ventajas desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental.**
2. Dado el posible impacto de una introducción masiva de pequeñas instalaciones de generación de origen renovable en las red de distribución, sería recomendable un estudio detallado de los flujos de potencia en las redes de distribución y transporte, así como habilitar una **reserva de potencia suficiente** en las redes de evacuación que permita asegurar la confiabilidad del sistema, priorizando la instalación de sistemas de generación distribuida.
3. La tecnología renovable más apropiada para la generación distribuida en la Región de Murcia, a escala local, **es la Energía Solar Fotovoltaica.** En la actualidad, la Región de Murcia es la primera de España en densidad de instalaciones fotovoltaicas por km², con un total de 378 MW instalados y una densidad de 33 kW/km², estando el 83% de estas instalaciones ubicadas en suelo. Este valor de densidad es superior al ratio de 8,26 kW/km², para España, en 2011. Sin embargo, ambos ratios son muy inferiores al ratio de Alemania, con 57,73 kW/km², a finales de 2011.
4. El potencial estimado de la Región de Murcia para la realización de **instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta de las viviendas y edificaciones existentes, es de 990 MW** con una superficie total disponible de **14,37 km²**. Este potencial de instalación supondría una **producción de energía eléctrica anual de 1.482.180 MWh, equivalentes al consumo eléctrico medio anual de 412.000 hogares.**
5. **El ahorro anual estimado**, por la adquisición de la energía producida por generación fotovoltaica, comparada con la Tarifa de Último Recurso sin discriminación horaria (0,142349 €/kWh), ascendería a unos **211 millones de euros.**

6. De la misma manera, dicha actuación permitiría una **disminución total de emisiones contaminantes a la atmósfera de 331.610 Tn/año**, distribuidas de la siguiente forma: **330.526** Tn de dióxido de carbono (CO₂), **467** Tn de óxidos nitrosos (NOx) y **617** Tn de dióxido de azufre (SO₂).
7. La instalación del potencial estimado de 990 MW en un año, mediante sistemas de generación distribuida en pequeñas instalaciones fotovoltaicas de soporte doméstico, residencial o industrial, supondría si se considera un periodo de 10 años para su ejecución, la **creación y mantenimiento de 2.570 puestos de trabajo anuales**.
8. Los trabajos de **operación y mantenimiento** de estas instalaciones suponen un total de **2.470 puestos de trabajo**, mantenidos durante 25 años, además de los puestos de trabajo indicados en el apartado anterior.
9. Actualmente, con las consideraciones expuestas en el informe, se puede afirmar que **la tecnología fotovoltaica se encuentra en paridad red**, siendo económicamente rentable la propuesta de autoconsumo frente a la compra a la red. Para una instalación doméstica de 5 KW, se estima un ahorro económico de 8.000 €, durante la vida útil de la instalación, incluyendo los gastos de amortización, seguros y mantenimiento de la misma.
10. Para que la llegada de la Paridad de Red sea efectiva y proporcione un impulso al sector FV, **se considera necesaria la aprobación del Real Decreto sobre balance neto**. De la misma manera es necesario un esfuerzo para impulsar la formación y concienciación ciudadana, sobre las ventajas asociadas a la tecnología fotovoltaica, y sus posibilidades de aplicación y desarrollo, en el sector doméstico y residencial.

11 BIBLIOGRAFÍA

[1] **Izquierdo S, Rodrigues M, Fueyo N. 2008.** A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. *Solar Energy*. 82:929-939.

[2] **Vera F, García JR, Hernández Z. 2007.** Atlas de Irradiación Solar y Temperatura Ambiente de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Argem.

[3] **Ajuntament de Barcelona. Habitatge. 2010.** Innovació en Eficiència Energètica. Experiències del Patronat Municipal de L'Habitatge de Barcelona. Qüestions D'Habitatge.

[4] **Darghouth N, Barbose G, Wiser R. 2010.** The Impact of Rate Design and Net Metering on the Bill Savings from Distributed PV for Residential Customers in California. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

[5] **2011.** Plan Piloto de GD para Autoconsumo es un Éxito. Monumental. Disponible en: <http://www.monumental.co.cr/temas/tema/energia.%20ice>

[6] **Plan Piloto de GD para Autoconsumo [Consulta: Marzo 2012].** Grupo ICE. Disponible en: <http://www.grupoice.com/wps/portal>

[7] **Watts D, Kipreos N. 2010.** Resumen Experiencia Internacional en Medición Neta. Equipo de Planificación, Modelación Energética y Abatimiento de GEI. Grupo de Energía UC.

[8] **Forsyth T.L., Pedden M, Gagliano, T. 2002.** The Effects of Net Metering on the Use of Small Scale Wind Systems in the United States, pag. 17.

[9] **U.S. Department of Energy.** The Smart Grid: An Introduction. WDC.

[10] **Marroyo L, Aguado M, Elizalde J. 2012.** Nota de Prensa: Jornada sobre las Microrredes y sus Aplicaciones. Universidad Pública de Navarra y CENER.

[11] **Garde R. 2011.** Microrred y Participación en Optimagrid de CENER.

[12] **2007.** Nota de Prensa: El Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial adjudica el proyecto DENISE al consorcio de empresas liderado por Endesa, Telvent y Everis. TELVENT.

[13] **2011. ENDESA.** Disponible en <http://www.csintranet.org/bconsejosanda/wp-content/uploads/Endesa.pdf>

[14] **Lorente J. 2011.** Estudio sobre el Estado Actual de las Smart Grids.

[15] **Garrigosa de Sigmaringa J. 2010.** Smartcity Málaga: Respondiendo a los retos tecnológicos del siglo XXI. Endesa.

[16] **Smartcity Málaga. 2010.** Disponible en: <http://www.smartcitymalaga.com>.

[17] **Proyecto Smartcity [Consulta: Marzo 2012].** Smart City - Conectar de forma inteligente. Acciona Infraestructuras. Área Ecoeficiencia y Sostenibilidad. Disponible en: <http://www.acciona-infraestructuras.es/innovacion/area-ecoeficiencia-y-sostenibilidad.aspx>

[18] **2011.** Smart Grids y la Evolución de la Red Eléctrica. Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones.

[19] **Torralba B. 2011.** Innovación en la smart city como impulsora del nuevo modelo productivo.

[20] **Álvarez C. 2010.** I+D+i para que el Sector Eléctrico sea Inteligente. Entrelíneas.

[21] **2012.** Aumentar la contribución global de las redes eléctricas. Servicio de Información Comunitario sobre Investigación y Desarrollo, CORDIS. Disponible en: http://cordis.europa.eu/fetch?CALLER=OFFR_TM_ES&ACTION=D&RCN=8207

[22] **UNEF. 2012.** Balance Neto. Requisitos para un Autoconsumo Viable en España.

[23] **Sierra J. 2012.** Centrales de Andar por Casa. La Opinión de Murcia. Sección: Economía. Pág: 36.

[24] **Royo J.F, Yusta JM. 2010.** GD: Integración económica en las Empresas Eléctricas Distribuidoras.

[25] **Logitek. 2012.** Smart Grid. Disponible en: <http://www.logitek.es/soluciones>

[26] **Díaz C, Hernández J. 2011.** Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica – Estado del Arte. Revista S&T, 9(18), 53-81.

[27] **Garbe K, Latour M, Sonvilla P.M. 2012.** Reduction of Bureaucratic Barriers for Successful PV deployment in Europe. Project PV Legal

[28] **ASIF. 2012.** Derribando las Barreras Administrativas de la Solar Fotovoltaica: hace falta más trabajo. Nota de Prensa

[29] **KEMA. 2011.** Distributed Generation in Europe – Physical Infrastructure and Distributed Generation Connection.

[30] **Picón F, Asensi JM. 2012.** Sistemas Fotovoltaicos Net Metering. Universidad de Barcelona y Universidad Politécnica de Cataluña.

[31] **Cervantes V. 2011.** Consideraciones sobre auto-consumo y paridad de red. Eclareon

[32] **Pérez D. 2011.** Consideraciones y análisis del grid parity y net metering en España. Eclareon

[33] **IEA, International Energy Agency. 2011.** Photovoltaic Solar Energy, progress beyond expectations.

[34] **The Boston Consulting Group, BCG. 2011.** Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las EERR. Estudio Técnico PER 2011-2020.

[35] **Torres L. 2011.** El Autoconsumo Fotovoltaico en España.

[36] **Comisión Nacional de Energía, CNE. 2011.** Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos. Septiembre 2011.

[37] **Red Eléctrica de España, REE. 2012.** El Sistema Eléctrico Español. Avance del informe 2011

[38] **Gómez M, Jurado F, Carpio J. 2008.** Sistema de Generación Eléctrica con Pila de Combustible de Óxido Sólido alimentado con Residuos Forestales y su Optimización mediante Algoritmos basados en Nubes de Partículas. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control. UNED

[39] **Ackermann T, Andersson G, Söder L. 2001.** Distributed Generation: a definition. Electric Power Systems Research.

- [40] **ENDESA – ISOTROL. 2008.** Introducción a la GD. CENIT – DENISE.
Disponible en: <http://www.escuelaendesa.com/pdf>
- [41] **Somos Eólicos. 2012.** La Eólica crece un 21% en el Mundo en 2011.
Disponible en: <http://www.somoseolicos.com/2012/noticias/>
- [42] **EPIA. 2011.** Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector.
- [43] **EPIA. 2011.** Solar Photovoltaic Electricity empowering the world.
- [44] **EPIA. 2012.** The Global Photovoltaic Solar Energy (PV) Market in 2011.
- [45] **EPIA. 2011.** Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World. Solar Generation 6.
- [46] **Comunidad de Madrid. 2007.** Guía Básica de la Generación Distribuida. Campaña Madrid Ahorra con Energía.
- [47] **Bravo de las Casas M, Yanez Y. 2009.** Retos a las Protecciones Eléctricas en las Redes de Distribución con Generación Distribuida. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, vol. 17 N° 1, 2009, pp. 101-107.
- [48] **de Joode J, Van der Welle A. Jansen J. 2010.** Distributed Generation and the Regulation of Distribution Networks.
- [49] **Frías P, Gómez T, Rivier J. 2007.** Regulation of Distribution System Operators with High Penetration of Distributed Generation.
- [50] **Gil H, Joos G. J. 2006.** On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation.
- [51] **DeSolaSol. [Consulta Marzo 2012].** Disponible en: <http://derechoyenergia.blogspot.com/2008/07/el-decreto-ley-de-portugal-sobre.html>
- [52] **Energías Renovables. [Consulta Marzo 2012].** Disponible en: <http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/index/pag/minihidraulica>
- [53] **Renováveis na hora. 2008.** Guia para a certificação de uma unidade de microprodução. V 005-07/08.
- [54] **Vestas. 2011.** About Vestas. Dinamarca: Vestas. Disponible en: <http://www.vestas.com/en>

[55] **Darghouth N, Barbose G, Wiser R. 2010.** The Impact of Rate Design and Net Metering on the Bill Savings from Distributed PV for Residential Customers in California.

[56] **ASIF. 2005.** El Avance de las Energías Alternativas en España: Potencia y Tipos de Instalaciones Solares Fotovoltaicas

[57] **Sepúlveda J, Gómez C. 2010.** La Generación Distribuida en España.

[58] **Picón F, Asensi JM. 2012.** Sistemas Fotovoltaicos Net Metering.

[59] **IDAE. Departamento Solar. 2012.** Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente.

[60] **Collado E, Castro M, Colmenar A, Carpio J, Peire J. 2007.** Evolución de la Industria Fotovoltaica en España, Regulación y Nuevos Negocios Paralelos. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control. UNED

[61] **KPMG en España. 2010.** Informe Estratégico para el Sector Fotovoltaico en España: acercándonos a la paridad de red.

[62] **Navarro D, Llera EM. 2011.** Evaluación del Empleo Involucrado a lo largo de la Cadena de Suministro de una Instalación Fotovoltaica.

[63] **Teruel M, Uclés D. 2011.** El Sector de la Energía Solar. Fundación Cajamar.

[64] **Trebolle D. 2006.** La Generación Distribuida en España.

Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente
Polígono Industrial Cabezo Beaza
C/ Sofía 6-13
30353 Cartagena (Murcia)
cetenma@cetenma.es
www.cetenma.es
T +34 968 52 03 61
F +34 968 52 01 34