



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

La Generación Distribuida en España

Ingeniería Técnica Industrial - Electricidad

PROYECTO FINAL DE CARRERA

Autor:

F. Javier Sepúlveda González

NIA:100062360

Tutora:

M^a Consuelo Gómez Pulido

Índice

1. Introducción	5
1.1. Motivación del proyecto	6
1.2. Objetivo del proyecto	7
1.3. Plan del proyecto	7
2. Definición y Tecnología	8
2.1. Situación histórica.....	9
2.2. Definiciones formales de GD	10
2.3. Definición de GD asumida en el proyecto	11
2.4. Tecnologías de GD habituales en España	12
2.4.1. Motor Alternativo	13
2.4.2. Turbina de Gas.....	15
2.4.3. Mini-hidráulica	16
2.4.4. Eólica	19
2.4.5. Solar Fotovoltaica	20
2.4.6. Residuos Sólidos Urbanos	25
2.4.7. Biomasa	27
2.4.8. Micro-turbinas.....	30
2.4.10. Pila de Combustible.....	31
2.4.11. Tecnologías Emergentes	33
2.5. Sistemas de interconexión con la red	36
2.5.1. Arquitectura y componentes del sistema de interconexión	36
2.5.2. Interconexión: Requisitos, Legislación y Recomendaciones	38
3. Potencia Instalada y Energía Vendida en GD	39
3.1. Potencia instalada y energía vendida con GD en España (datos 2008).....	40
3.1.1. Régimen Especial (Potencia Instalada y Energía Vendida).....	41
3.1.2. El caso de la fotovoltaica	43
3.1.3. El caso de la cogeneración	44
3.2. Energía producida mediante GD a nivel mundial y previsión de futuro.....	45

4. Normativa sobre GD en España	46
4.1. La Ley 54/1997 del sector eléctrico y el régimen especial	47
4.2. Evolución normativa del régimen especial en España.....	47
4.3. Evolución normativa comunitaria (Unión Europea)	54
4.4. Compendio de normativa vigente hoy en España	57
4.5. Análisis de la normativa en España.....	58
5. Normativas sobre GD en otros países europeos.....	60
5.1. Alemania	61
5.1.1. Energías renovables en Alemania	61
5.1.2. Cogeneración en Alemania	64
5.2. Italia	65
5.2.1. Energías renovables en Italia.....	65
5.2.2. Cogeneración en Italia.....	68
5.3. Análisis de la normativa en otros países europeos	69
6. Normativa sobre GD en el sector eléctrico norteamericano.....	70
6.1. Normativa en EEUU	71
6.1.1. Iniciativas Federales	71
6.1.2. Iniciativas Estatales	72
6.2. Normativa en Canadá	79
6.3. Análisis de la normativa en el sector eléctrico norteamericano	81
7. Ventajas y Problemática reconocidas de la GD	82
7.1. Ventajas reconocidas de la GD	83
7.2. Problemática reconocida de la GD	85
7.2.1. Problemática de la GD en la planificación y diseño de redes	86
7.2.2. Problemática de la GD en la operación y explotación de la red	87
7.2.3. Problemática de la GD en las potencias de cortocircuito	88
7.2.4. Problemática de la GD en los servicios complementarios	88
8. Conclusiones.....	90
9. Bibliografía y Fuentes	96

1. Introducción

1. Introducción

1.1. Motivación del proyecto

Actualmente la electricidad representa la forma más útil de energía, estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones.

Hoy en día la mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el mundo es producida en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales, fuentes de energía diversas son transformadas en energía eléctrica para su posterior transporte a largas distancias hacia los consumidores finales. La mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello, se dota al sistema de una compleja infraestructura que permite transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

Frente a este modelo “tradicional” de generación implantado en la segunda mitad del siglo XX, surge en los últimos años y por causas diversas, un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente, nace así la denominada Generación Distribuida (en adelante GD).

En el mapa del sector eléctrico español se ha hecho patente un incremento en el número de instalaciones de GD en los últimos años. En España (y en Europa en general) esta evidente tendencia nace de las políticas de fomento de las energías renovables y de eficiencia energética, impulsadas primero desde el marco comunitario y después a nivel nacional. Estas políticas han creado artificialmente potentes mercados alrededor de ciertas tecnologías de GD, que rápidamente se han hecho hueco en un sector eléctrico español que está diseñado y regulado en base al modelo tradicional de generación eléctrica, y no al modelo naciente. La complementariedad entre ambos modelos es crítica para el desarrollo de futuros sistemas eléctricos de potencia, y tal complementariedad solo se podrá dar desde una regulación adecuada de las nuevas instalaciones de GD.

Por otra parte, técnicamente la GD implica una problemática que actualmente es objeto de muchos estudios, asimismo se reconocen importantes beneficios, el más evidente es la reducción de pérdidas en la transmisión de la energía, al generarse en el punto de consumo.

Se da la circunstancia de que ante algo tan real y actual como la GD, en España (y a nivel europeo) no existe una definición formal de GD, y tampoco existe una regulación específica, mientras que en otros lugares del mundo (por ejemplo EEUU) si existe la definición oficial de GD, la regulación y la estandarización en cuanto a criterios de interconexión, desde hace años.

1.2. Objetivos del proyecto

Este proyecto se elabora con el ánimo de servir como guía básica para entender qué es Generación Distribuida y cuáles son las diferentes tecnologías relacionadas con ella.

Como núcleo del proyecto, se realizará un repaso a la normativa relacionada con la Generación Distribuida tanto en España, como en otros países europeos (Alemania e Italia) y norteamericanos (EEUU y Canadá). Se analizarán brevemente tales normativas y se citarán aquellas que se consideren interesantes, quedando tanto normativas como fuentes debidamente recogidas en la memoria.

Por otra parte, este proyecto incluirá un apartado de problemática en el que se recogerán las conclusiones de otros estudios previos (debidamente citados) al respecto de los diferentes problemas que a día de hoy presenta la GD en España.

Finalmente, se realizarán unas conclusiones en las que se analizará el estado actual de la GD en España, especialmente a nivel normativo, enlazando la problemática con las carencias regulatorias, y comparándolo con otros países.

Este proyecto tendrá un marcado carácter divulgativo.

1.3. Plan del proyecto

Este proyecto se divide en nueve capítulos, el primer capítulo es introductorio, los capítulos dos y tres definen GD analizando las diferentes tecnologías y muestran datos oficiales al respecto de potencia instalada y energía vendida en España. Los capítulos cuatro, cinco y seis analizan la normativa en España, en Europa, y en América del Norte respectivamente. El capítulo siete recoge información sobre las ventajas y problemática actuales de la GD. El capítulo octavo recoge las conclusiones finales del proyecto, que son resultado del estudio realizado en todos los apartados anteriores. Finalmente, en el capítulo nueve se recogen y organizan todas las fuentes citadas en la memoria y la bibliografía consultada.

2. Definición y Tecnología

2. Definición y Tecnologías

2.1. Situación Histórica

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

2.2. Definiciones formales de Generación Distribuida

No existe consenso, a nivel mundial ni europeo, sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. Existen diversos autores y organismos oficiales que la tratan de definir, a continuación se muestran algunos bastante ilustrativos, que nos ayudarán a proponer una definición sobre la que basarnos:

International Energy Agency (IEA): Se hace referencia a la Generación Distribuida como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores, o bien en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución en baja tensión. Asimismo se asocia a tecnologías como motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.

U.S.A. Department of Energy (DOE): Se define la GD como cualquier tecnología de generación eléctrica a pequeña escala, modular y conectada a la red, que se sitúe en el punto de consumo, pudiendo en ocasiones proveer además de energía térmica a las instalaciones donde esté instalada.

The California Energy Commission: Se considerará GD a aquellas tecnologías de generación de potencia eléctrica a pequeña escala (típicamente entre 3 y 10000 kW) situados cerca de los puntos de consumo (por ejemplo en una casa, en un negocio, etc.) para proporcionar una alternativa o una mejora al sistema eléctrico tradicional.

Ackermann, T.; Andersson, G.; Söder, L. “Distributed Generation: a definition”. Electric Power Systems Research, 2001. : 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: *“Generación Distribuida 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.

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) de Mexico: Se considera Generación Distribuida a la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

Debemos aclarar que en ciertos países europeos y sobre todo, en Estados Unidos y su entorno, casi tanto como el concepto de Generación Distribuida, se utiliza el concepto de DER. (Distributed Energy Resource), que agrupa: Generación Distribuida y Almacenamiento de Energía

Asimismo, existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la GD: El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el régimen especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

Considerando diversos rangos de potencia se habla de microgeneración -para instalaciones de potencia inferior a 5 KW-, minigeneración -entre 5 kW y 5 MW- y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia esté entre 5 y 50 MW y 50- 100 MW respectivamente.

2.3. Definición de GD asumida

En este proyecto, se define la Generación Distribuida como aquella generación eléctrica en unidades modulares relativamente pequeñas (en general, inferiores a 10 MW) situadas cerca de los emplazamientos del consumo, y conectadas directamente a redes de distribución en media y baja tensión, siendo además no gestionable. Cualquier tipo de cogeneración (aunque fuera superior a 10MW) es considerada GD debido a que se encuentra directamente en un punto de consumo.

Se trata de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

2.4. Tecnologías de GD en España:

TECNOLOGÍAS DE GD	Maduras	Motor Alternativo Turbina de Gas Minihidráulica Eólica Solar Fotovoltaica Residuos
	Semi-Maduras	Biomasa Microturbinas Pilas de Combustible
	Emergentes	Marina Geotérmica

Tabla 1: Sistemas de Generación Distribuida

Se presenta a continuación una descripción de las tecnologías de generación que existen en la actualidad, ordenadas teniendo en cuenta su madurez y grado de penetración en el mercado, de mayor a menor. También es importante resaltar que, si bien algunas de las tecnologías se utilizan principalmente para generación a gran escala, se dan casos en que su aprovechamiento a pequeña escala puede ser viable.

En función de la energía primaria que utilicen, estas tecnologías se pueden clasificar en dos grandes categorías: GD no renovable y GD renovable.

El primer grupo comprende aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria combustibles fósiles: motores alternativos, turbinas de gas, pilas de combustible y micro turbinas.

La Tabla 2, muestra un resumen de las características más importantes de las tecnologías de GD consideradas maduras y semi-maduras (fuente [6])

Tecnologías	Energía Primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico (%)	Coste Inversión (€/kW)	Disponibilidad Comercial
Motor alternativo	Gas natural, Diesel, Biogás, Propano	0,08-20	28-42% (GN) 30-35% (Diesel) 80-85% (Cogeneración)	500-900	Actual
Turbina de gas	Gas natural, Biogás, Propano	0,25-500	25-60% 70-90% (Cogeneración)	600-1400	Actual
Minihidráulica	Agua	0,01-10	80-90%	1000-1800	Actual
Eólica	Viento	0,005-5	43%	1100-1700	Actual
Fotovoltaica	Sol	0,001-0,1	14%	5000-7000	Actual
Biomasa	Biomasa		32%	1500-2500	Actual
Microturbina	Gas natural, Hidrógeno, Propano, Diesel,	0,025-0,4	25-30% Hasta 85% (Cogeneración)	900-2000	Actual (limitada)
Pilas de Combustible	Gas natural, Metano, Propano, Hidrógeno	0,001-11	35-65% Hasta 85% (Cogeneración)	2500-3700	Algunas ya disponibles (PAFC, MCFC, PEMFC, SOFC)

Tabla 2: Tecnologías de Generación

La Figura 1 compara los costes mínimos de inversión y los rendimientos eléctricos medios de las tecnologías de GD más desarrolladas frente a otras tecnologías energéticas alternativas (por ejemplo la solar térmica) o bien que no son consideradas GD (como las nucleares o los ciclos combinados de gas). Fuente [6]

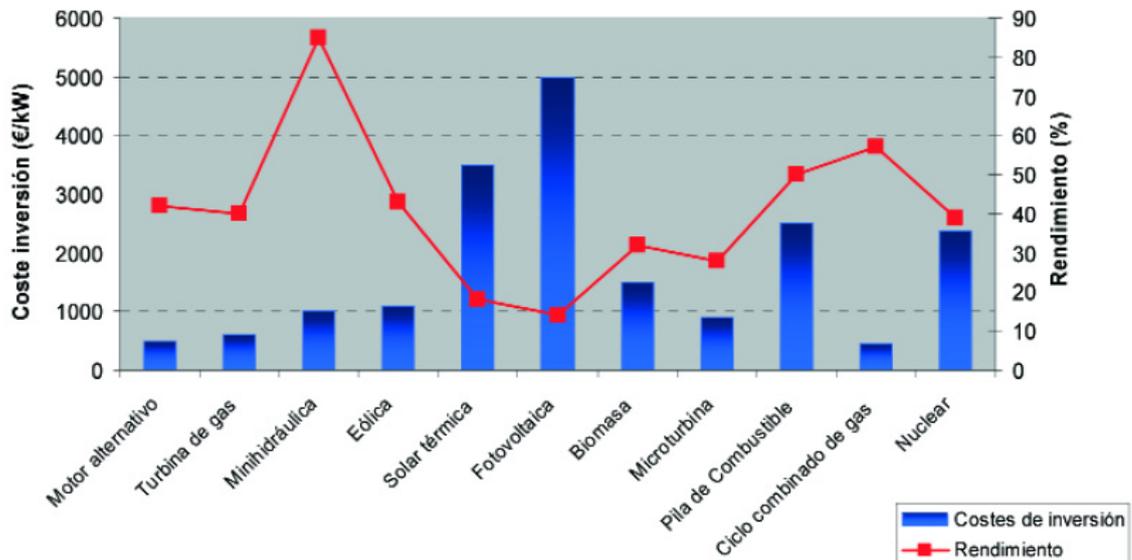


Figura 1: Comparativa de costes de inversión y rendimientos eléctricos

Asimismo, algunas de estas tecnologías se utilizan para la obtención simultánea de electricidad y calor -en forma de agua caliente, vapor, aire caliente- (cogeneración) o calor, frío y electricidad (“trigeneración”). Las tecnologías más utilizadas para cogeneración son los motores alternativos, las turbinas de gas, las micro turbinas y las pilas de combustible. También se utilizan turbinas de vapor, aunque en menor medida.

2.4.1. Motor Alternativo:

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.



Figura 2: Motor Diesel de Guascor

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.

Estos motores se pueden clasificar en función de diferentes aspectos. En función del encendido, se distinguen el Motor Otto, o de encendido provocado, en el que la combustión se inicia mediante una chispa y el Motor Diesel, o de encendido por compresión, de rendimiento superior por aprovechar mejor el combustible.

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal) tiempos.

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante podrá ser un líquido, normalmente agua, evacuando el calor en un radiador; o el aire, utilizando un ventilador, que será de aplicación sobre todo en motores de pequeña potencia.

El 75 % de las plantas de cogeneración existentes en España (según datos de 2007) utilizaban motores alternativos, de los cuales, la gran mayoría (81 %), son de gas natural y el 10 % diesel. En muy pocas ocasiones se utilizan combinaciones: motor diesel - motor de gas natural, motor de gas-turbina de vapor, motor diesel-turbina de vapor. Fuente: [7]

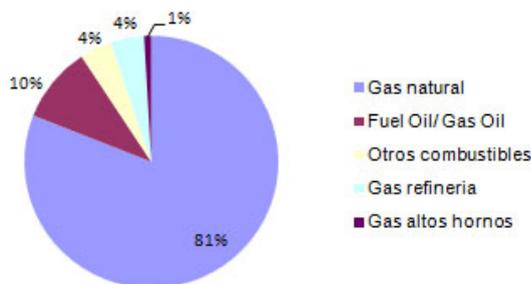


Figura 3: Combustibles en cogeneración mediante motor alternativo

Existen, pues, numerosos ejemplos de instalaciones de este tipo. En la Universidad de Santiago de Compostela, tiene en funcionamiento un "anillo de cogeneración" de 3,1 MW formado por 10 módulos de cogeneración por gas natural (equipos motor-alternador) que abastecen de energía térmica y eléctrica a tres Facultades y otras dependencias de la universidad. Emplea para ello motores de gas Guascor de 310 kW y un sistema de recuperación de calor. Fuente [6]



Figura 4: Equipos de generación Universidad de Santiago de Compostela

Otro ejemplo muy interesante es el de la nueva Terminal 4 (T4) del Aeropuerto Internacional de Madrid-Barajas, el cual desde 2006 dispone de una instalación de cogeneración de 33MW basada en seis grupos generadores con motores alternativos de combustible dual, gas natural/gasóleo de 5.500 kW de potencia eléctrica unitaria. Esta planta produce de forma simultánea frío, calor y electricidad (trigeneración) para los tres edificios de la T4, a partir de gas natural, si bien dispone de depósitos de gasoil para mantener el suministro energético en caso de desabastecimiento de gas, debido al importante valor estratégico de tal aeropuerto en España. Los excedentes de energía eléctrica se vierten en la red.

Este sistema es pionero en todos los aeropuertos del Estado, ya que permite alimentar la energía eléctrica y climatización mediante una planta de cogeneración de energía eléctrica, calorífica y frigorífica.

2.4.2. Turbina de Gas:

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: ciclo simple (que es una turbina produciendo sólo electricidad), cogeneración (en la que se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica).

El tamaño de las turbinas varía entre 0,25-500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 %, en ciclo simple; entre el 40-60 %, en ciclo combinado; y entre el 70-90 %, en cogeneración.

La configuración de ciclo simple es la más común en instalaciones de menos de 40 MW. Por otro lado, la cogeneración es una aplicación muy apropiada para consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW y se utiliza frecuentemente en sistemas de "district heating" o "calefacción colectiva" que son redes de distribución de calor.

En 2007, más del 17 % de las plantas de cogeneración en España eran de turbina de gas.

Podemos ver ejemplos de utilización de turbina de gas a pequeña escala en Galicia y el País Vasco. En la factoría de Leche Pascual de Otero de Rey (Lugo) se encuentra en funcionamiento una planta de cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación de gases de 4,6 MW y en la fábrica de Papelera del Oria en Zizurkil (Guipúzcoa) disponen de una planta de cogeneración en ciclo combinado de contrapresión de 9,25 MW. Esta última está compuesta por dos turbinas de gas, dos generadores de vapor con post-combustión y una turbina de vapor, abasteciendo con gran eficiencia tanto la demanda térmica como la demanda eléctrica de la fábrica.

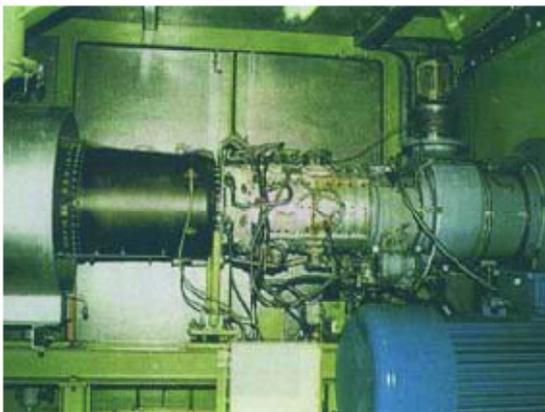


Figura 5: Turbina de gas de 4,6 MW. Leche Pascual



Figura 6: Turbina de gas de 3,8 MW. Papelera Oria

Cortesía de InfoPower. N°59. Septiembre 2003

2.4.3. Mini-hidráulica:

El fundamento básico de este tipo de generación consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente de un río, para producir energía eléctrica. La energía potencial del agua se transforma en energía cinética en su camino descendiente por las tuberías forzadas. A continuación, se transforma la energía cinética en energía de presión, energía mecánica y, finalmente, en energía eléctrica.

Las centrales mini-hidráulicas son aquéllas cuya potencia máxima instalada no supera los 10 MW, definiéndose la potencia de la instalación como el producto del caudal por el salto. Los caudales pueden variar desde 0,4 hasta 200 m³/s y los saltos desde 3 hasta 250 m, empleándose, en cada caso, la turbina más apropiada. Asimismo, entre la toma de agua y el punto en el que se restituye de nuevo al cauce no suele haber más de un kilómetro.

Este tipo de centrales se puede acoger al régimen especial (grupo b.4 del Real Decreto 661/2007), a diferencia de la gran hidráulica.

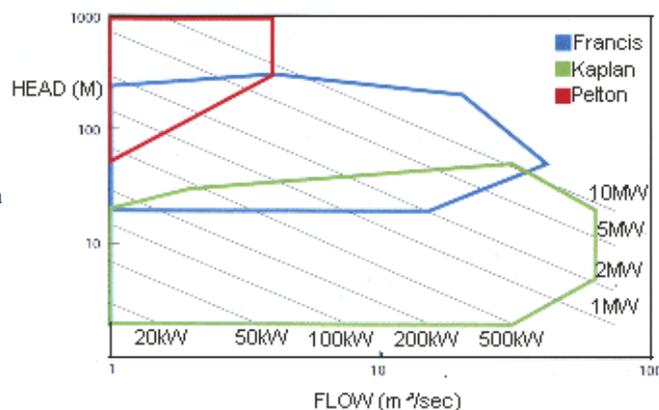
Las centrales mini-hidráulicas para generación eléctrica pueden ser de dos tipos:

- a) Central de agua fluyente o en derivación: son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de un azud y de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo. En este tipo de centrales, el caudal del agua varía durante el año, en función del régimen hidrológico del curso de agua.
- b) Central de embalse o de regulación: en este caso, se construye una presa en el cauce del río formándose un embalse en el que se almacena agua. Puede estar situada a pie de presa o más alejada para mejorar el salto (mixta).

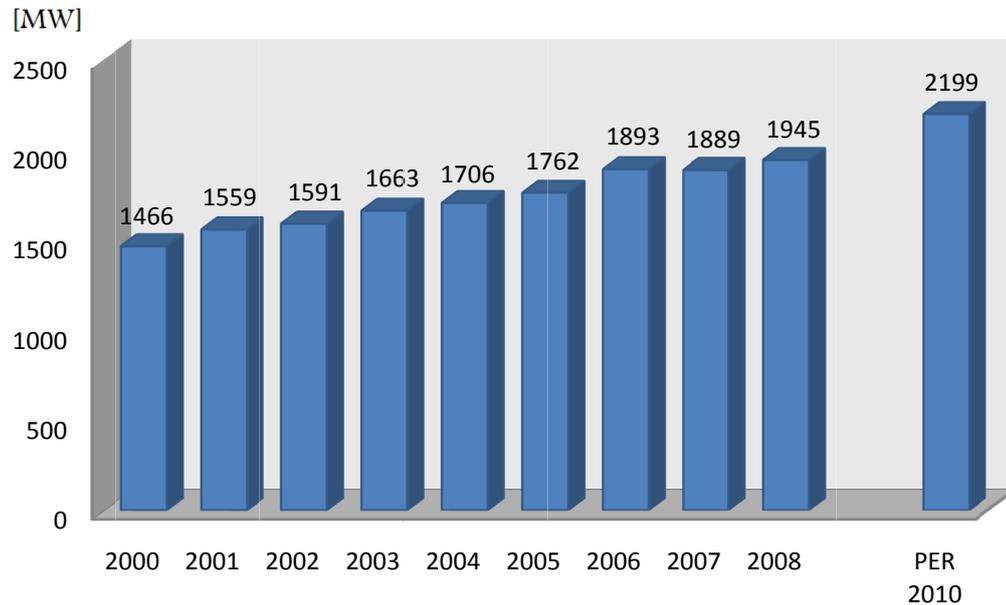
Los elementos básicos de una central mini-hidráulica no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia. El elemento diferenciador de una central hidráulica lo constituye la turbina, que puede ser de acción (Pelton), en las que la energía de presión del agua se transforma íntegramente en energía cinética en la parte fija (inyector), o de reacción (Francis, Kaplan), en las que la transformación en energía cinética se produce tanto en la parte fija (caracol, distribuidor) como en la móvil (rodete).

La Figura 7 muestra el rango de saltos y caudales para el óptimo aprovechamiento energético de cada tipo de turbina. La turbina Pelton se emplea generalmente en centrales con grandes saltos; la Francis, en centrales con saltos comprendidos entre 30 y 550 metros; y la Kaplan, con saltos pequeños (por debajo de 70 metros) y grandes caudales.

Figura 7: Saltos y caudales óptimos según tipo de turbina



A continuación se muestra la potencia hidráulica instalada acogida al régimen especial en España, la cual es íntegramente mini-hidráulica (grupo b.4 del Real Decreto 661/2007). También se muestra el objetivo fijado por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para el año 2010. Fuente: [8]



E

Desde el inicio del PER 2005-2010, se viene manteniendo un ritmo de crecimiento de alrededor de 35 nuevos MW anuales.

A continuación, y a modo de ejemplo, se muestran las características de siete minicentrales existentes en la Comunidad de Madrid (datos de 2004) según la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Dos de estas centrales (las de Navallar y Torrelaguna) son de agua fluyente y el resto (Pinilla, Riosequillo, Puentes Viejas, El Villar y El Atazar) son de embalse. Todas ellas cuentan con turbinas de tipo Francis de eje horizontal o vertical. Fuente: [9]

Central	Potencia Activa Total (kW)	Salto Neto (m)	Caudal Mínimo (m ³ /s)	Caudal Máximo (m ³ /s)	Generación en 2004 (GWh/año)
MCH Pinilla	2320	24,5	0,9	8	7,68
MCH Riosequillo	7200	44	8	18	20,1
MCH Puentes Viejas	7200	44	8	18	27,86
MCH El Villar	5680	37	7	17	18,97
MCH El Atazar	8640	56	3,2	8	38,95
MCH Torrelaguna	4560	150	1,35	3,6	13,91
MCH Navallar	3600	91,5	1,4	4,3	10,38

Tabla 3: Mini-centrales Comunidad de Madrid

2.4.4. Eólica:

En las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica, la fuente primaria de energía es el viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efecto del Sol.

Al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles), la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

Hoy en día, la gran mayoría de las aplicaciones de la energía eólica son consideradas generación centralizada -por tratarse de grandes parques eólicos, casi siempre mayores de 10 MW- o generación remota -por estar situados lejos del punto de consumo. En España, se ha pasado de una potencia instalada de 7 MW en 1990 a 15874 MW en 2008, convirtiéndose en la segunda potencia a nivel mundial, después de Alemania.

Como GD pueden considerarse, únicamente, las pequeñas instalaciones de aerogeneradores instaladas cerca del consumo que pueden servir para llevar suministro eléctrico a lugares aislados, alejados de la red eléctrica, y utilizadas comúnmente para el bombeo de agua, etc.

Aparte de las aplicaciones para lugares remotos, una aplicación emergente es la integración de eólica a pequeña escala en edificios.

Un ejemplo es el sistema que el grupo Sacyr Vallehermoso ha instalado en Madrid, en la azotea de su torre en la Ciudad Deportiva, a 239 metros de altura. Se trata de tres turbinas de eje vertical (en un futuro se pueden montar hasta 11 turbinas), las palas, de tres metros de diámetro, se mueven en horizontal como las de un helicóptero. En total, se cuenta con una potencia de 7,5 kW (2,5 kW por turbina). Además de las turbinas eólicas, se prevé instalarán placas solares. La energía generada se utiliza para cargar baterías convencionales. El pequeño parque eólico tiene como principales cometidos alimentar la iluminación de la fachada y soportar el alumbrado de emergencia en plantas críticas, como las que albergan servidores informáticos o sistemas de seguridad.



Figura 9: Turbinas en Torre Sacyr-Vallehermoso

2.4.6. 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.



Figura 16: Instalación de energía solar fotovoltaica

Originalmente orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, está evolucionando hacia:

- a) **Instalaciones de generación de gran extensión (Huertas Solares):** Existen grandes instalaciones fotovoltaicas que podrían considerarse generación centralizada; sin embargo, la mayoría tienen potencias bajas y pueden encontrarse conectadas a la red junto a los consumos, o aisladas de la red (conectadas directamente a las cargas) por lo que pueden considerarse incluidas en el concepto de la GD.
- b) **Integración arquitectónica:** Siguiendo las indicaciones del nuevo Código Técnico de la Edificación, donde se exige una producción mínima de energía solar fotovoltaica para todos los nuevos edificios comerciales a partir de Septiembre de 2006. La potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp y el inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW. Se recogen, además, ciertas exenciones: Cuando la producción eléctrica se cubre con otras fuentes renovables, cuando no se cuente con suficiente acceso al sol o cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración del edificio o de la normativa urbanística aplicable.

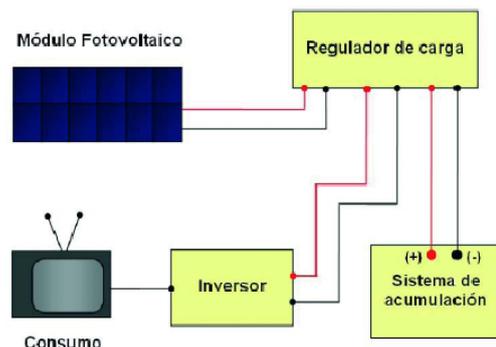


Figura 17: Esquema básico de instalación

Básicamente, una instalación fotovoltaica se compone de:

- a) **Sistema de generación:** Consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente.

Aunque, por razones de eficiencia, las células fotovoltaicas más utilizadas están fabricadas en silicio monocristalino (rendimiento 15-17 %), existen otros tipos de semiconductores: silicio policristalino (rendimiento 12-14 %), silicio amorfo (rendimiento menor del 10 %), telurio de cadmio (Cd Te), diseleniuro de indio-cobre (Cu In Se₂ o CIS) y arseniuro de galio (Ga As), algunos de ellos en periodo de experimentación.

El rendimiento de estas células viene a ser de entre un 12 % y un 25 % y es menor cuanto más alta es la temperatura.

- b) **Sistema de regulación de carga:** Asociado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías y las protege frente a la sobrecarga y la sobredescarga.
- c) **Sistema de acumulación:** Se trata de un elemento opcional para sistemas conectados a la red. El sistema que mejor se adapta a este tipo de generación es la batería de plomo-ácido. Ésta se encarga de proporcionar energía en horas de baja o nula insolación, almacenar la energía que excede la demanda y satisfacer picos instantáneos de demanda.
- d) **Sistema de interconexión:** (inversor, protecciones y contador).

Actualmente se están desarrollando sistemas de generación híbrida fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-diesel o fotovoltaica-eólica-diesel. La combinación de diversas fuentes de energía renovable y/o energía eficiente basada en el gas natural, apoyadas habitualmente en sistemas de almacenamiento de energía, hace posible un aprovechamiento energético óptimo de los recursos disponibles.



Figura 18: Aplicación de instalación doméstica sobre tejado

España, primer mercado fotovoltaico del mundo:

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con 2.661 MW instalados, un 385% más que en 2007, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) aspiraba a conectar 371 MW al final de la década, a finales del año pasado había en España casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se sumaban los 3.354 MW.

En la Figura 20 se observa la evolución de la potencia instalada en España y los objetivos impuestos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para el año 2010. Fuente [10]

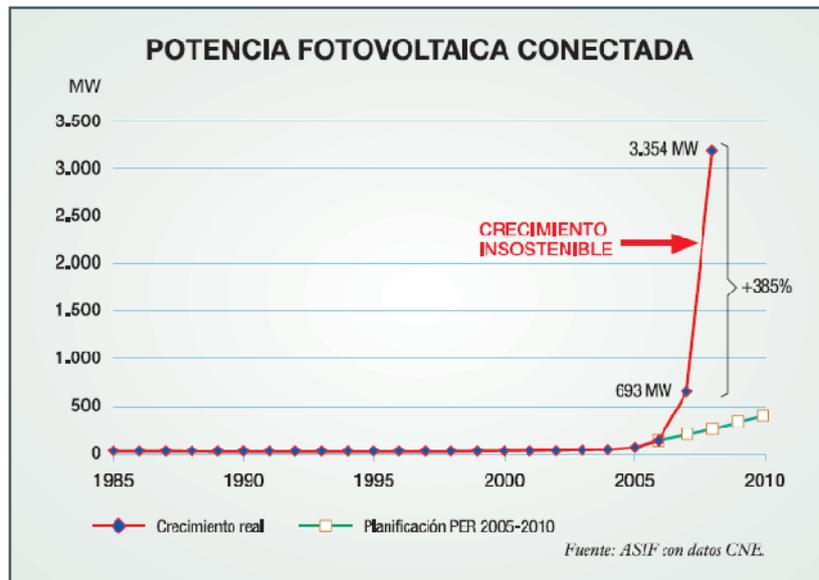


Figura 19: Evolución Potencia fotovoltaica instalada en España

Como resultado de este desacoplamiento entre la Planificación y la evolución real, el Gobierno aprobó el RD 1578/08, que reconvierte el mercado solar, orientándolo hacia la edificación –en detrimento de las instalaciones en suelo–, recortando drásticamente la política de ayudas y estableciendo un sistema de cupos de potencia.

De un modo aún más acusado que en el plano global, la publicación del RD 1578/08 el 26 de septiembre marcó una clara línea divisoria en 2008. Antes de esa fecha el mercado estaba en ebullición. De hecho, la mayor parte de la nueva potencia –casi 2.000 MW– se instaló durante la primavera y el verano. La activación del ya citado período especial de un año incluido en el RD 661/07 propició que numerosos proyectos adelantasen sus plazos de ejecución para conectarse a las redes antes de la fecha límite del 29 de septiembre.

Después de ese momento crítico, hasta final de año y más allá, la actividad se paralizó totalmente, mientras se articulaba el Registro de Preasignación de Retribución (RPR), eje central de la nueva regulación, y específicamente diseñado para garantizar que la tecnología solar sigue las líneas marcadas por la Planificación.

Esta parálisis se ha conjugado con la implosión del sistema financiero y la crisis económica internacional, y se ha traducido en un ajuste dramático para el tejido empresarial español: ha perdido decenas de miles de empleos y ha visto cómo numerosas e importantes empresas han abandonado el mercado solar con el objeto de centrarse en otras actividades o, lamentablemente, desaparecer.

En la figura 20 podemos observar el reparto del mercado mundial del sector fotovoltaico en 2008, en el que España figura como líder, seguida de Alemania, en estos dos países se encuentran instaladas las dos terceras partes de la potencia total fotovoltaica mundial. Por ello consideraremos el sector fotovoltaico como fundamental en este proyecto, ya que la inmensa mayoría de las instalaciones se pueden considerar como GD. Fuente [10]



Figura 20: Reparto del mercado fotovoltaico mundial (potencia instalada)

Grandes Plantas alejadas de los puntos de consumo ¿Generación Distribuida?:

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. Estas instalaciones de elevada potencia en ocasiones se sitúan alejadas de los puntos de consumo, lo cual no encaja con la definición de GD. Por ello tendremos la prudencia de evitar asociar cualquier tipo de instalación fotovoltaica directamente con GD.

Sin embargo, debemos destacar la realidad de que el parque fotovoltaico español es mayoritariamente GD.

La gran mayoría de las instalaciones en España se encuentran en suelo y utilizan módulos de silicio cristalino, dejando en un plano muy secundario a las instalaciones en cubierta y a las tecnologías de concentración.

Líder en fotovoltaica per cápita

El boom solar de 2008 tiene su mejor reflejo en el liderazgo de España en cuanto a capacidad de producción solar por habitante, con 75 W por cabeza, superando a Alemania y Luxemburgo. La inmensa mayoría de la potencia que se instala está conectada a la red eléctrica, de modo que el mercado de instalaciones aisladas, antaño predominante, se ha convertido en algo muy marginal: suma 19 MW y crece entre 1,5 MW y 2 MW al año:

POTENCIA FOTOVOLTAICA POR HABITANTE	
	W/habitante
España	75,19
Alemania	65,08
Luxemburgo	50,46
Bélgica	6,67
Portugal	6,40
Italia	5,33

Fuente: *EnrObserver*.

Tabla 4: Potencia fotovoltaica por habitante

La dispersión geográfica, y el gran número de instalaciones existentes, reflejan la gran socialización de la tecnología, que, a diferencia de muchos otros sistemas de producción de electricidad, está al alcance de las economías domésticas. Ahora bien, este enorme volumen fotovoltaico exige un esfuerzo de gestión del sistema y el mercado eléctricos muy superior al tradicional.



Figura 21: Aplicación de instalación doméstica sobre tejado

2.4.7. Residuos Sólidos Urbanos:

Dado el crecimiento real que se está produciendo en la generación de residuos urbanos, se hace necesaria una adecuada gestión de los mismos, apostando por la utilización de métodos que permitan su reutilización o eliminación en lo posible, además de la modificación hábitos sociales para disminuir su producción.



Figura 22: Vertedero de basuras

Existen varios métodos para la eliminación o disposición final de los residuos sólidos urbanos que, con distinto grado de desarrollo tecnológico, permiten, unos la obtención de energía (digestión anaerobia, incineración, gasificación o pirólisis y valorización energética del gas obtenido, etc.), y otros contribuir directamente a ahorros energéticos o a la conservación de los recursos (reciclaje y compostaje).

El vertido controlado o relleno sanitario consiste en el almacenamiento de residuos en terrenos amplios que se excavan y se rellenan con capas alternativas de basura y de tierra compactadas. Posteriormente, una vez sellados, estos terrenos se pueden convertir en áreas recreativas o zonas industriales.

Debido a la descomposición anaeróbica de los desechos orgánicos almacenados, se genera el llamado biogás de vertedero. Su recuperación energética, debido a su menor coste, es el procedimiento más generalizado en los países de nuestro entorno.

La incineración en hornos consiste en quemar los residuos en hornos especiales, reduciendo el volumen de basura y obteniendo gran cantidad de calor que puede aprovecharse para calefacción urbana o para generar energía eléctrica. El inconveniente está en los gases que se generan en la combustión (fundamentalmente dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y de azufre y cenizas volátiles) que deben controlarse mediante sistemas de lavado y filtrado para evitar la emisión de sustancias tóxicas a la atmósfera. Éste es el segundo proceso más utilizado (después del vertido) en la Unión Europea.

La elección de uno u otro método dependerá, fundamentalmente, de criterios económicos locales y requerirá una clasificación previa al almacenamiento de los residuos que facilite su tratamiento posterior.

Alternativas	Capacidad de las plantas (t/año)	Producción de energía eléctrica (Kwh/t de residuo procesado)	Valoración económica (euros/tm)	Madurez de la tecnología a nivel comercial	Impacto medioambiental (emisiones de gases a la atmósfera)
Biometanización y compostaje	20 000-300.000	100-250	CT: 30-55 CI: 250-325	Contrastada Reducida implantación en España	Medio
Compostaje	15 000-200.000	-	CT: 25-45 CI: 151	Muy probada	Bajo
Incineración	50 000-500.000	500-600	CT: 45-35 CI: 250-350	Muy probada	Muy alto

Tabla 5: Características de plantas de tratamiento de residuos. Fuente: Fundación Cajamar

La Figura 23 muestra la evolución de la potencia eléctrica con residuos sólidos urbanos, así como los objetivos para 2010, según el Plan de Energías Renovables 2005- 2010. Fuente [11]

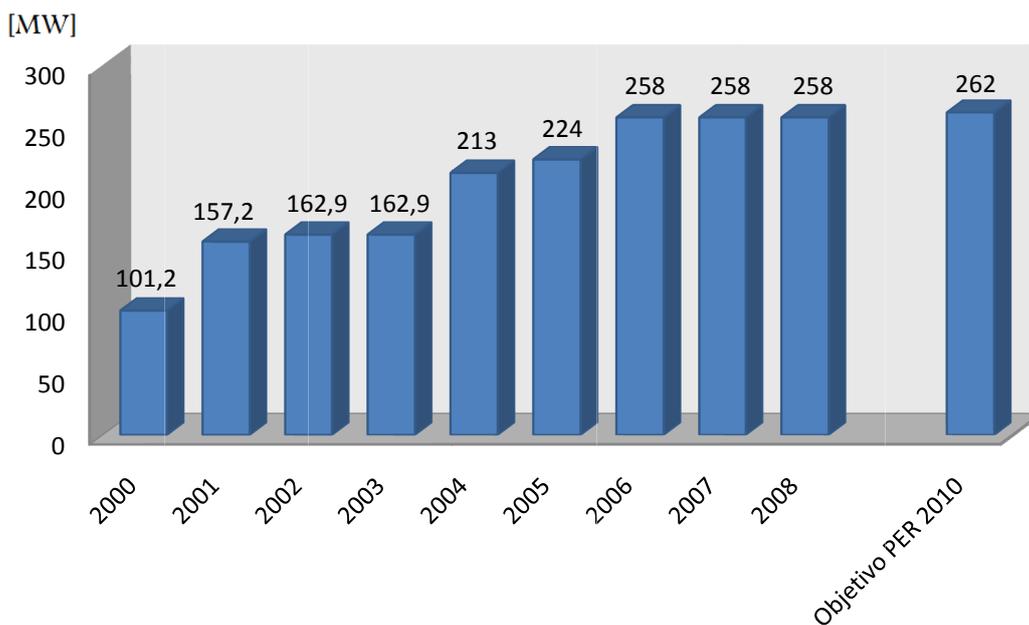


Figura 23: Potencia eléctrica en MW instalada en residuos sólidos urbanos por años

Generalmente, las plantas incineradoras de residuos sólidos urbanos son de potencias mayores de las consideradas como GD. Sin embargo, existen instalaciones de menos de 10 MW. Por ejemplo, en Melilla se constituyó en 1993 la sociedad Residuos de Melilla (REMESA) para construir y explotar una planta incineradora de 2,7 MW de potencia, que permitirá tratar todos los residuos de la ciudad, desde domiciliarios y comerciales, hasta hospitalarios, así como también aceites usados.

2.4.8. Biomasa:

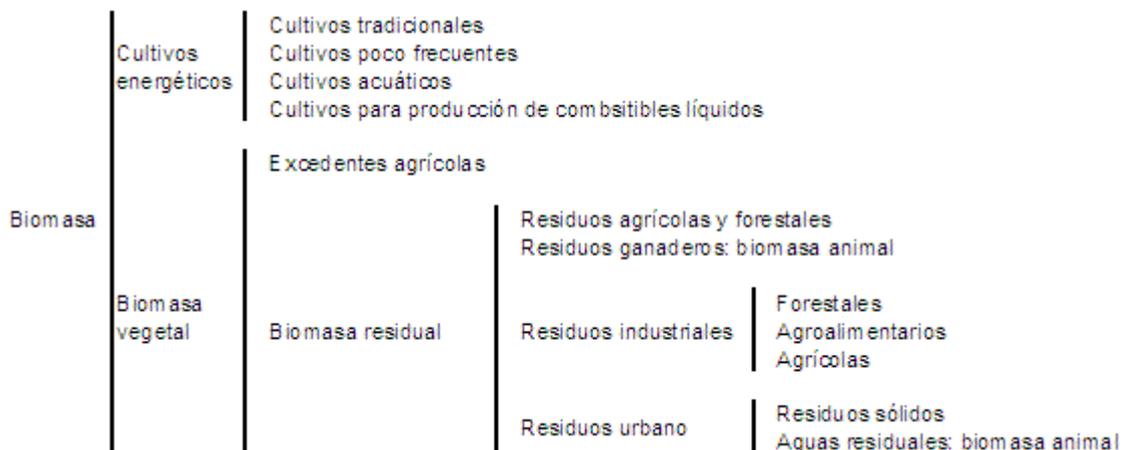
Se denomina biomasa a toda aquella materia orgánica cuyo origen está en un proceso biológico y a los procesos de reciente transformación de esta materia que se produzcan de forma natural o artificial, excluyendo, por tanto, de este grupo a los combustibles fósiles, cuya formación tuvo lugar hace millones de años.

Al estar constituida básicamente por carbono e hidrógeno, la energía química de la materia orgánica, producida en las plantas verdes a través de la fotosíntesis, puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o combustible mediante diversos procesos.



Figura 24: Diversos tipos de biomasa

Según su origen, la biomasa se puede clasificar en dos grandes grupos: la biomasa vegetal y los cultivos energéticos, a continuación se muestra la clasificación:



La Biomasa Vegetal incluye los excedentes agrícolas, constituidos por los productos agrícolas que no emplea el hombre, y la biomasa residual, que incluye:

- a) Residuos forestales y agrícolas: se consideran residuos forestales la leña, la madera y los desechos madereros. En cuanto a los residuos agrícolas, pueden estar compuestos por las podas de los olivos, viñedos y frutales; por la paja de los cereales de invierno (trigo, cebada, etc.) o por residuos de otros cultivos.
- b) Residuos ganaderos: en este grupo se encuentran el purín, el estiércol y los desechos de los mataderos.
- c) Residuos industriales: pueden provenir de industrias forestales, agrícolas (residuos de la industria del aceite de oliva -orujillo-, etc.) o del sector agroalimentario.
- d) Residuos Urbanos: residuos sólidos urbanos (RSU) y aguas residuales urbanas (ARU).

Los **Cultivos Energéticos** son plantaciones realizadas con la única finalidad de ser utilizadas como fuente de energía (calor) o como materia prima para la obtención de combustibles (biocarburantes). Se caracterizan, por una parte, por su alta producción por unidad de superficie y, por otra, por los pocos requerimientos para su cultivo.

Según el grado de humedad con el que se ha obtenido, la biomasa sigue tratamientos diferentes, distinguiéndose, por un lado, los procesos termoquímicos y, por otro, los químicos y bioquímicos.

Tipo de biomasa	Tecnología			
	Combustión	Gasificación Pirólisis	Fermentación alcohólica	Digestión anaerobia
Forestal	X	X		
Agrícola	X	X	X	
Ganadera				X
Industrial	X			X
Urbana	X			X

Tabla 6: Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa

Los **procesos termoquímicos** se emplean en la conversión de la biomasa seca, que es aquella cuyo grado de humedad es inferior al 60 %. Dentro de la biomasa seca, se incluyen la biomasa forestal y agrícola, así como los residuos de la industria agroalimentaria o del sector de la madera.

El proceso termoquímico consiste en la descomposición térmica de la biomasa en diferentes condiciones de oxidación:

- Combustión directa: se realiza con exceso de oxígeno, obteniendo calor y vapor.
- Gasificación: se realiza con restricción en el suministro de oxígeno. Si la gasificación se realiza con aire, se obtiene gas pobre y si se realiza con oxígeno, se obtiene gas medio.
- Pirólisis: se realiza en ausencia total de oxígeno y se obtiene carbón vegetal, gas pobre, gas rico o líquidos piroleñosos.

Los **procesos químicos y bioquímicos** se emplean para el tratamiento de la biomasa húmeda, que es aquella con un grado de humedad mayor del 60 %. En este grupo se incluyen los vertidos biodegradables, las aguas residuales urbanas e industriales, y los residuos ganaderos. Estos procesos permiten obtener combustibles que se utilizarán para la producción de calor o electricidad.

En general, la biomasa presenta unas características de combustión inferiores, comparada con los combustibles fósiles, debido a su baja densidad energética y alta humedad, además de la imposibilidad de almacenarla durante mucho tiempo porque se deteriora. Sin embargo, su potencial es lo suficientemente elevado como para justificar el estudio y desarrollo de tecnologías que permitan su uso.

En España, la utilización comercial de biomasa, tanto a partir de cultivos energéticos como de los residuos agrícolas y forestales, constituye uno de los objetivos prioritarios dentro del vigente Plan de Energías Renovables 2005-2010.

La evolución de la potencia eléctrica con biomasa y los objetivos fijados en el Plan de Energías Renovables para el año 2010 se muestran en la Figura 25.

Fuente [8]

[MW]

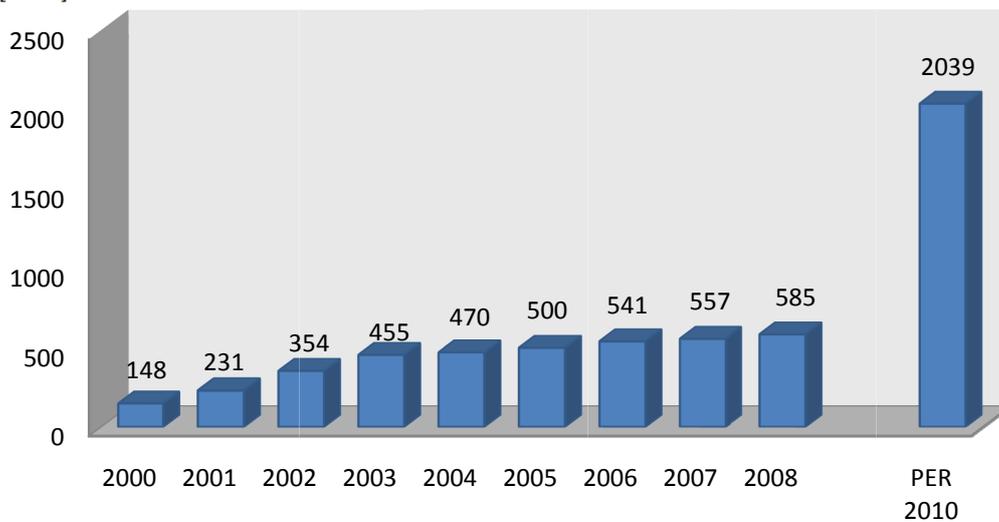


Figura 25: Potencia eléctrica en MW instalada con biomasa en España por años

Un ejemplo de utilización de la biomasa lo encontramos en Allariz (Orense), donde se construyó una planta de cogeneración con turbina de vapor de 2,35 MW que utiliza como combustible los residuos forestales de la zona y residuos industriales de los aserraderos y fábricas de tablero que hay en esta comarca.



Fuente: InfoPower. N° 59. Septiembre 2003.

2.4.9. Microturbinas:

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (25-500 kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50-60 % y eléctricas entre el 15-30 %. Se trata de una tecnología emergente y las más desarrolladas son las microturbinas de potencia inferior a 200 kW, aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia.

Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la Generación Distribuida, bien como elementos independientes de generación, o bien como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, micro-cogeneración o, en el terreno del transporte, vehículos eléctricos híbridos.



Figura 27: Microturbina Magnetek.
Cortesía de LABEIN-TECNALIA

Un ejemplo de uso de microturbinas para el aprovechamiento del biogás puede encontrarse en la Planta de Biometanización y Compostaje de Pinto, que gestiona la empresa pública Gedesma. Esta planta trata los residuos orgánicos de la zona sur de la Comunidad de Madrid y en ella, tras un proceso riguroso de separación de la materia orgánica del resto que le pueda acompañar, se somete a ésta a una degradación anaeróbica, como la que ocurre en el vertedero, en unas condiciones controladas de tal forma que el proceso natural se lleva a cabo de una forma acelerada.

El biogás producido en el proceso de biometanización, junto con el extraído del vertedero adyacente, se utiliza en motores para generar energía eléctrica. Así en 2006 se han obtenido 86.448.000 kWh, de los cuales 6.651.683 kWh corresponden al obtenido mediante el proceso de biometanización.

Esta instalación es la mayor generadora de energía eléctrica de este tipo de las existentes en España y ha sido cofinanciada con Fondos de Cohesión de la Unión Europea.

2.4.10. Pilas de Combustible:

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno, en electricidad, agua y calor. Esta transformación tiene lugar por medio de un proceso de electrólisis inversa, aportando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito. En el proceso también se generan gases procedentes de la extracción del hidrógeno del gas natural u otros combustibles.

Se trata de una tecnología en fase experimental, pero con un gran potencial de desarrollo.

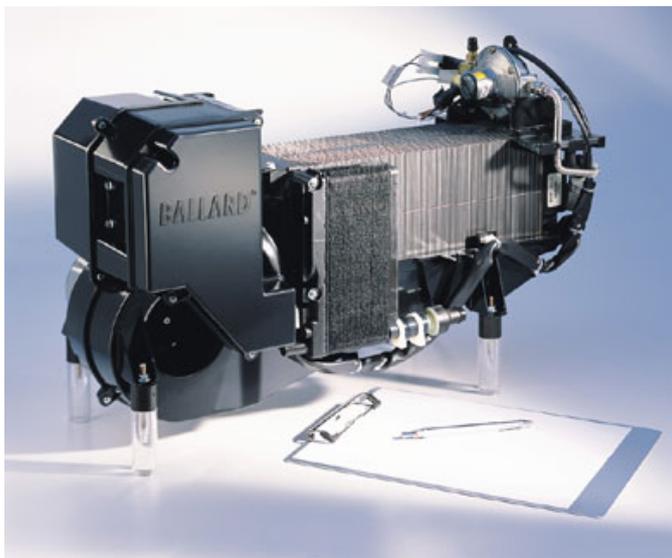


Figura 28: Pila de combustible de Ballard. Fuente: Ballard (www.ballard.com)

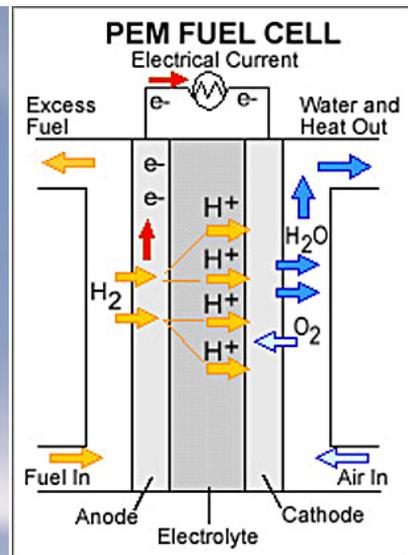


Figura 29: Funcionamiento de una pila de combustible PEM

Se trata de una tecnología en fase experimental, pero con un gran potencial de desarrollo.

Se clasifican por el tipo de electrolito empleado y por la temperatura de trabajo. La Tabla 5 resume los diferentes tipos de pilas existentes (las que están más desarrolladas), atendiendo a estas dos clasificaciones, así como las características más importantes de cada una de ellas.

- AFC: alcalinas.
- PEMFC: de membrana polimérica.
- DMFC: conversión directa de metanol.
- PAFC: ácido fosfórico.
- MCFC: carbonato fundido.
- SOFC: óxido sólido.

	Baja temperatura (60-130°C)			Media temperatura (160-220°C)	Alta temperatura (600-1000°C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero perfluoro-sulfonado	Polímero	H ₃ PO ₄	Li ₂ CO ₃ / K ₂ CO ₃	YSZ (ZrO ₂) estabiliza con Itria
Combustible	H ₂ puro	H ₂ CH ₄ CH ₃ OH	CH ₃ OH+ H ₂ O	H ₂ CH ₃ OH	H ₂ CH ₄	H ₂ CH ₄ CO
T^a trabajo, °C	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750-1050
Tamaño, kW	1-250	1-250	1-100	100-11000	250-10000	1-10000
Eficiencia, %	45-60	40-60	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, espacial, transporte	Cogeneración (residencial, industria), transporte, portátiles	Portátil, militar, transporte	Cogeneración		

Tabla 7: Características generales de las pilas de combustible

Las pilas de combustible están formadas por "stacks" de conexión modular, por lo que la potencia de salida -tensión y corriente- es adaptable en función del número de módulos y las conexiones empleadas.

Actualmente, los principales inconvenientes de las pilas son su elevado coste y la degradación del electrolito, que no permite alcanzar una vida útil en el límite de la rentabilidad. Por otro lado, mantienen una eficiencia constante en un amplio rango de carga (desde el 30 hasta el 100 %), poseen un bajo impacto medioambiental, puesto que no hay combustión a alta temperatura, y su eficiencia máxima teórica puede llegar a alcanzar, teóricamente, el 95 %.

En la base de datos del Fuel Cells 2000 (www.fuelcells.org) se recogen las instalaciones de pilas de combustible estacionarias existentes en todo el mundo. Para España, aparecen recogidas ocho instalaciones (y dos pendientes), de las cuales, cinco son de carbonatos fundidos (MCFC).

Como ejemplo de utilización de esta tecnología en España se encuentra, desde 2003, en Cartagena, que cuenta con una instalación de trigeneración a partir de una pila MCFC alimentada con gas natural. El proyecto fue desarrollado por la empresa IZAR y la potencia instalada es de 250 kW, con un rendimiento energético global superior al 85 %.

Por otro lado, la instalación de mayor tamaño se instaló en diciembre de 2004 en San Agustín de Guadalix, y tiene 500 kW.

2.4.11. Tecnologías Emergentes:

Marina:

La energía marina comprende el aprovechamiento de la energía cinética de las olas (producida por la acción del viento), la energía cinética de las corrientes y el desnivel de las mareas (debidas a efectos gravitatorios) y la energía térmica debida al gradiente de temperatura existente entre diferentes profundidades.

En general estas tecnologías aún presentan bajo grado de desarrollo tecnológico y elevados costes de instalación.



Figura 30: Fuente primaria de la energía marina

Así, los tipos de aprovechamiento energético de la energía del mar son:

- a) Energía de las mareas (mareomotriz): Se basa en el movimiento periódico alternativo de ascenso- descenso del nivel del mar debido a la fuerza de atracción gravitacional entre la Tierra y la Luna. Su rendimiento es de un 25 % y su principal inconveniente es el reducido número de horas en que se puede utilizar. En el estuario del río Rance (Francia), EDF (principal empresa generadora y distribuidora de electricidad en Francia) instaló una central de este tipo, con una producción media de unos 500.000 kWh al año.
- b) Energía de las corrientes marinas: se basa en aprovechar el flujo de la corriente marina para generar electricidad. Uno de los métodos usados consiste en utilizar la corriente para hacer girar un rotor, de manera análoga a como lo hacen los aerogeneradores eólicos.
- c) Energía de las olas (undimotriz): aprovecha la acción del viento sobre la superficie del mar que provoca el movimiento del agua en forma de olas. Se trata de un recurso de densidad energética débil, con lo que su explotación se hace difícil a pesar de que existen unas 600 patentes registradas desde 1973. Estas tecnologías son de aplicación tanto en la costa (columna de agua oscilante, etc.) como fuera de ella (Pelamis, OPT, etc.).



Figura 31: Pelamis. Sistema de OPD
Fuente: (www.oceanpd.com)



Figura 32: Columna de agua oscilante (OWC) Proyecto LIMPET Escocia. Fuente: Wavegen (www.wavegen.co.uk)

d) Energía térmica oceánica (maremotérmica): aprovecha las diferencias de temperatura del agua, entre la superficie y las profundidades, para producir energía eléctrica. El agua superficial actúa, en este caso, como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. El gradiente térmico mínimo aprovechable es de 18 °C, que es el que se alcanza en zonas próximas al trópico (a 1 kilómetro de profundidad). El rendimiento de esta instalación apenas supera el 2 % y no existe ninguna en la actualidad.

Geotérmica:

La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor acumulado en rocas o aguas que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra. La energía térmica de un yacimiento es extraída haciendo circular agua o vapor a su través, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie. Sólo es aprovechable en lugares muy concretos del planeta.

De acuerdo con el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), se trata de una fuente de energía renovable abundante y de explotación viable, técnica y económicamente y su existencia en nuestro subsuelo está probada.

Dependiendo del nivel térmico del fluido, hay tres formas de aprovechamiento. Los procesos de alta temperatura (entre 150 y 400 °C) se emplean para la producción directa de electricidad. Los de media temperatura (entre 70 y 150 °C) se pueden emplear para producir electricidad mediante el uso de ciclos binarios, con aplicación en procesos industriales. Por último, los de baja temperatura (por debajo de 70 °C) se emplean en usos directos del calor, como calefacción de viviendas, procesos industriales, usos agrícolas, y cuando la temperatura es muy baja (20-30 °C), agua caliente sanitaria y aire acondicionado con el empleo de bomba de calor.

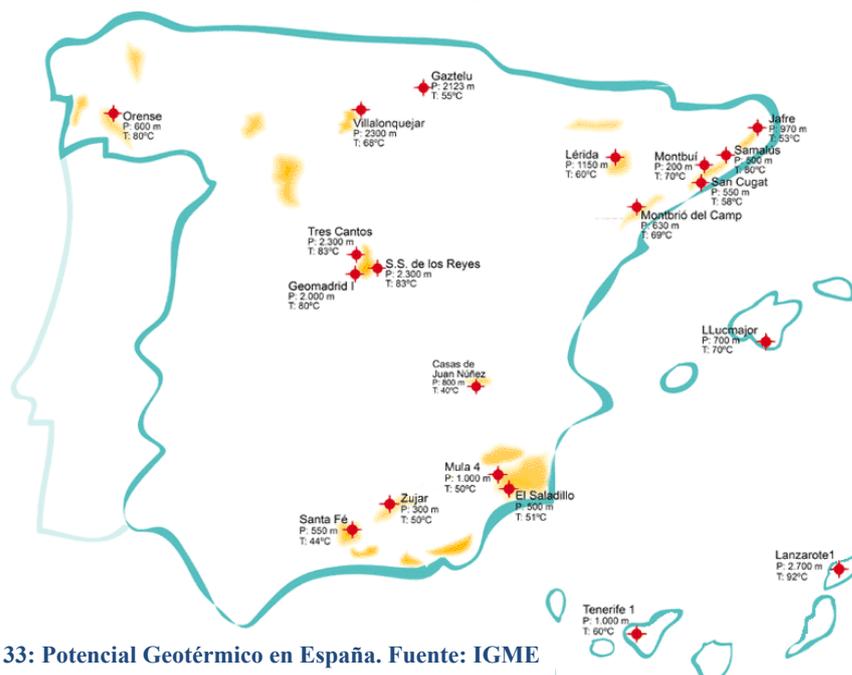


Figura 33: Potencial Geotérmico en España. Fuente: IGME

Se dan pocos ejemplos de utilización de este tipo de energía en España, a pesar de que existen almacenes con posibilidad de explotación, y sólo se explotan actualmente los yacimientos de baja temperatura. Según un estudio realizado por el Instituto Geológico y Minero, las zonas que presentan un mayor interés para la explotación de la energía geotérmica son: Jaca, Alicante, Murcia, Cartagena y Almería (de media temperatura); y Madrid, Guadalajara, zona oriental de la cuenca del Duero, Burgos, Valladolid, Palencia, Lérida, Fraga, Huelva, Cádiz, Sevilla, Valencia y Cuenca (de baja temperatura). En cuanto a yacimientos de alta temperatura, el único área con posibilidades se localiza en las Islas Canarias.

En Durango (Vizcaya), el Centro Metalúrgico de Investigación Azterlan ya dispone de una instalación geotérmica para la climatización del edificio. La tecnología se denomina intercambio geotérmico, geotermia solar o geointercambio y consiste en un sistema de bomba de calor utilizando el subsuelo como foco frío en verano y caliente en invierno.

De esta forma, se pueden obtener ahorros de hasta un 70 % en modo calefacción y de un 50 % en refrigeración, reduciendo considerablemente las emisiones de CO₂ derivadas del uso de combustibles fósiles para la climatización.

2.5. Sistemas de interconexión con la red

Muchos equipos de generación distribuida operan en paralelo con la red eléctrica, para lo cual necesitan estar conectados a ella de forma adecuada. El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos (hardware y software) que permite realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de distribución local) y con las cargas locales (consumidores). Proporciona acondicionamiento y conversión de la energía (en caso necesario), protección, monitorización, control, medida y despacho de la unidad de GD.

En el primer caso, la complejidad de la conexión dependerá del nivel de interacción que se necesite entre los generadores, las cargas y la red eléctrica, permitiendo:

- Operar el equipo de GD como la principal fuente de energía y comprar energía al sistema en las horas en que se produzcan picos de demanda.
- Obtener energía de la red en caso de que se produzca una indisponibilidad en el sistema de GD.
- Exportar energía, proporcionar servicios auxiliares al sistema eléctrico o vender energía en el mercado liberalizado.
- Mejorar la fiabilidad proporcionando una fuente de energía alternativa.

2.5.1. Arquitectura y componentes del sistema de interconexión:

Los componentes de un sistema de interconexión se resumen en la Figura 34 y en la Tabla 8. Fuente [12]: N.R. Friedman, "Distributed Energy Resources Interconnection Systems: Technology Review and Research Needs". NREL - National Renewable Energy Laboratory (EE.UU.). Septiembre 2002.

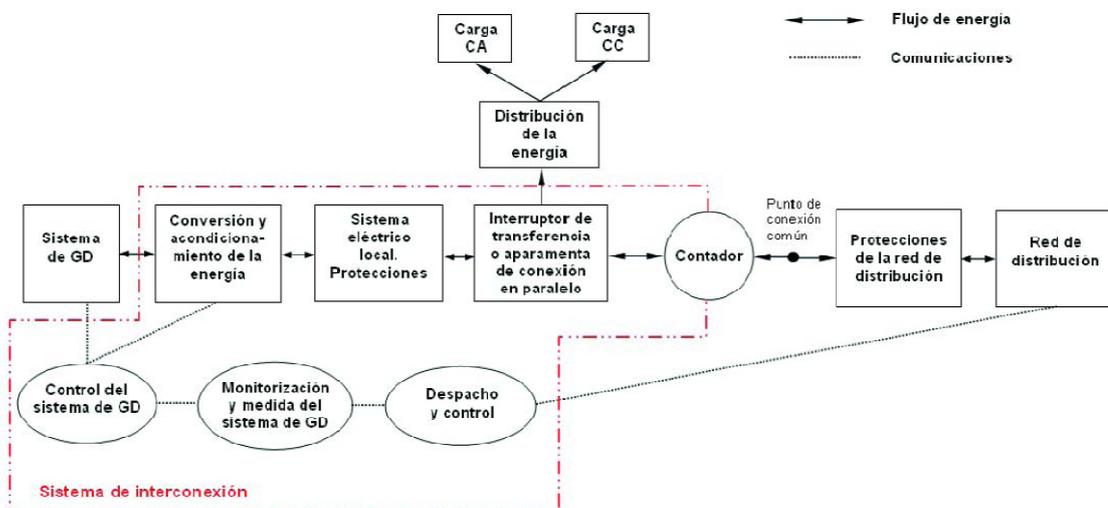


Figura 34: Sistema de interconexión. Fuente [12]

Sistema de GD	Generador distribuido y equipos de almacenamiento.
Conversión y acondicionamiento de la energía	Inversor: dispositivo electrónico que se utiliza para convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utiliza cuando la fuente de GD es una pila de combustible, un panel fotovoltaico o una microturbina. Transformador: dispositivo eléctrico que se utiliza en líneas de CA para transformar la energía de un nivel de tensión a otro y/o proporcionar aislamiento eléctrico. Debe tener baja distorsión armónica, resistencia a potencias punta y posibilidad de conectarse en paralelo.
Control del sistema de GD	Dispositivo que controla la unidad de GD y proporciona un interfaz de comunicaciones, gestión de la energía, monitorización y medida.
Distribución de la energía	Panel que contiene interruptores, interruptores automáticos, fusibles y/o dispositivos automáticos de control de sobretensiones. Todo esto, conecta la red y la unidad de GD con la canalización eléctrica de la instalación, proporcionando seguridad personal y protección a los equipos. Carga CA: son los dispositivos que consumen CA. Carga CC: equipos que consumen CC.
Sistema eléctrico local	Conjunto de canalizaciones eléctricas de la instalación, paneles y componentes que constituyen la unidad de GD y el sistema de interconexión que se encuentran en el lado de la unidad de GD del punto de conexión común (PCC).
Protecciones del sistema eléctrico local	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
Interruptor/Conmutador de transferencia	Equipo de actuación automática para transferir cargas de un generador a otro. Puede ser: Automático o Estático.
Aparataje de conexión en paralelo	Dispositivo para conectar en paralelo y sincronizar la operación de las unidades de GD con la red de distribución. El objetivo es poder intercambiar entre ambos o utilizarlos a la vez.
Punto de conexión común	Punto donde el sistema eléctrico local se conecta a la red de distribución.
Contador	Dispositivo que mide y registra la energía generada, la suministrada a la red y la suministrada por la red. No será necesario en instalaciones aisladas.
Protecciones de la red de distribución	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
Red de distribución	Es la red de la compañía eléctrica distribuidora local.
Despacho y control	Dispositivos y equipos de comunicación que interactúan con el sistema de GD y lo gestionan.
Monitorización y medida del sistema de GD	Dispositivo que monitoriza y mide varias funciones del sistema de GD.

Tabla 8: Componentes del sistema de interconexión

2.5.2. Interconexión: Requisitos, Legislación y Recomendaciones.

La interconexión de sistemas de GD a la red eléctrica está especificada en España en el siguiente conjunto de textos legales:

- Orden del 5 de Septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas de funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- RD 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Además, las compañías eléctricas tienen sus propios requisitos que cualquier unidad de GD debe cumplir para poder conectarse a su red.

Estos documentos legales y normativos desarrollan unos requisitos de conexión referidos fundamentalmente a:

- a) Regulación de tensión: se trata de equipos y procesos que permiten al operador de la red eléctrica de distribución mantener una tensión más o menos constante a pesar de las variaciones que se producen normalmente por cambios en las cargas, variabilidad de las fuentes primarias de energía (sol, viento, flujo de agua, etc.).
- b) Integración con la puesta a tierra de la red de distribución: las unidades de GD deben estar conectadas a tierra siguiendo las recomendaciones que les sean de aplicación para evitar sobretensiones a lo largo de la línea.
- c) Desconexión del sistema ante interrupciones en la red eléctrica distribuida: en caso de que se produzca un suceso de estas características, el equipo de GD no puede suministrar corriente, y en consecuencia, electrizar la línea de la compañía de distribución. De esta forma, se permite, entre otras cosas, la reposición de la línea del evento que causó la interrupción.
- d) Sincronización del sistema de GD con la red de distribución: la salida de la unidad de generación debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red eléctrica a la que se quiere conectar.
- e) Por último el equipo de GD, como cualquier carga que está conectada en paralelo en la red eléctrica, no puede inyectar armónicos, ni corriente continua por encima de unos umbrales definidos.

3. Potencia Instalada y Energía Vendida en GD

3. Potencia instalada y energía vendida con GD en España

3.1. Potencia instalada y energía vendida con GD en España (datos 2008)

En primer lugar debemos recordar la definición de Generación Distribuida: GD es aquella generación eléctrica en unidades modulares relativamente pequeñas (en general, inferiores a 10 MW) situadas cerca de consumos, y conectadas directamente a redes de distribución, siendo además no gestionable. Además, será GD cualquier tecnología de cogeneración, independientemente de su potencia.

No existen estadísticas oficiales que consideren exclusivamente datos de Generación Distribuida como tal, sino que se dispone únicamente de estadísticas publicadas acerca de las tecnologías concretas (independientemente de si son GD) o bien estadísticas acerca del régimen especial (aquellos productores de electricidad que utilizan la cogeneración, las fuentes renovables, y los residuos en instalaciones de potencia no superior a 50 MW, así como hidráulica hasta 10MW [mini-hidráulica]).

El régimen especial engloba la mayor parte de las instalaciones de GD presentes en España, por ello en este proyecto se analizarán y mostrarán principalmente los datos publicados acerca del régimen especial, considerándolos referidos a la GD, sin embargo se tendrán en cuenta ciertas restricciones que a continuación se muestran:

De acuerdo a la definición propuesta, no se considerarán 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 10MW, no pudiéndose considerar por tanto como unidades modulares relativamente pequeñas. Además todos los parques con potencia superior a 10MW están conectados a un centro de control (Cecre), lo cual es contrario a la definición de GD.
- En ciertos casos las instalaciones de energía solar (independientemente de la tecnología) cuya potencia supera los 10MW, o bien que están situados muy alejados de los puntos de consumo, ya que en los datos del régimen especial se incluyen centrales solares no considerables como GD.
- En muy pocos casos, alguna alguna otra tecnología que no cumpla con la definición propuesta.

Por todo ello, tendremos en cuenta 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.

Asimismo se incluye un análisis específico para el caso de la energía solar fotovoltaica, ya que ésta supone un importantísimo aporte a la GD en España.

3.1.1 Régimen Especial (Potencia Instalada y Energía Vendida):

En la Tabla 10 se observa la evolución de la potencia instalada (MW) en régimen especial en España hasta 2008, según las diferentes tecnologías.

Fuentes [8] y [11]: CNE y REE – Publicación “El sistema eléctrico español 2008”

	2004	2005	2006	2007	2008
Mini-hidráulica	1706	1762	1893	1889	1945
Eólica	8532	10095	11889	14461	15996
Solar	24	49	148	704	3454
Biomasa	470	500	541	557	585
RSU	213	224	258	258	258
Cogeneración	5695	5707	5836	6013	6140

Tabla 10: Potencia Instalada (MW) en Régimen Especial

Recordemos que la energía eólica en su mayor parte no es considerada como GD de acuerdo a la definición propuesta, el resto de tecnologías mostradas si son mayoritariamente GD. Entonces, podemos observar que la GD en España presenta un claro ascenso en cuanto a potencia instalada.

En la Figura 36 se observa gráficamente la estructura (%) de la energía adquirida al régimen especial en España hasta 2008, según diferentes tecnologías.

Fuente [11]: REE – Publicación “El sistema eléctrico español 2008”

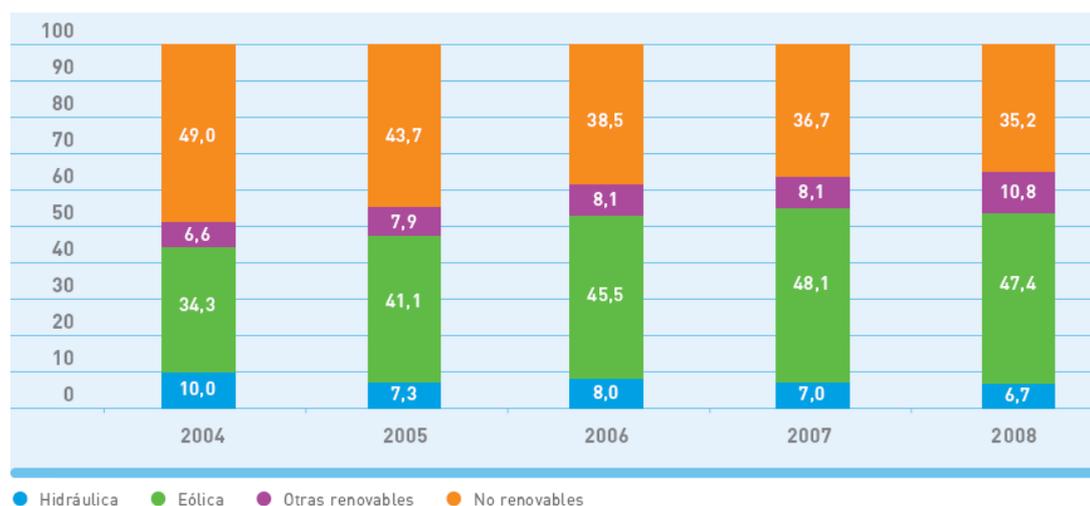


Figura 36: Estructura (%) de la energía adquirida al Régimen Especial

La parte de “no renovables” principalmente la componen las diferentes tecnologías de cogeneración presentes en España, todas ellas consideradas como GD, la parte de “otras renovables” son la solar, la biomasa y RSU. Además recordemos que la eólica mayoritariamente no es GD.

En la Tabla 11 se observa la evolución de la energía vendida (GWh) en régimen especial en España hasta 2008, según las diferentes tecnologías.

Fuentes [8] y [11]: CNE y REE – Publicación “El sistema eléctrico español 2008”

	2004	2005	2006	2007	2008
Mini-hidráulica	4752	3820	4147	4125	4632
Eólica	16087	21190	23168	27553	31888
Solar	18	41	107	495	2542
Biomasa	1799	2119	2135	2173	2487
RSU	657	1028	966	997	1163
Cogeneración	19269	18722	16746	17683	21089

Tabla 11: Energía vendida (GWh) en Régimen Especial

Recordemos que la energía eólica en su mayor parte no es considerada como GD de acuerdo a la definición propuesta, el resto de tecnologías mostradas si son mayoritariamente GD. Podemos observar que en cuanto a la energía vendida, la GD cada vez está más presente entre la energía consumida en España (si bien sigue siendo un aporte pequeño al conjunto del sistema eléctrico español).

En la Figura 37 se observa gráficamente la evolución de la energía vendida (GWh) en régimen especial en España hasta 2008, según las diferentes tecnologías.

Fuente [11]: REE – Publicación “El sistema eléctrico español 2008”

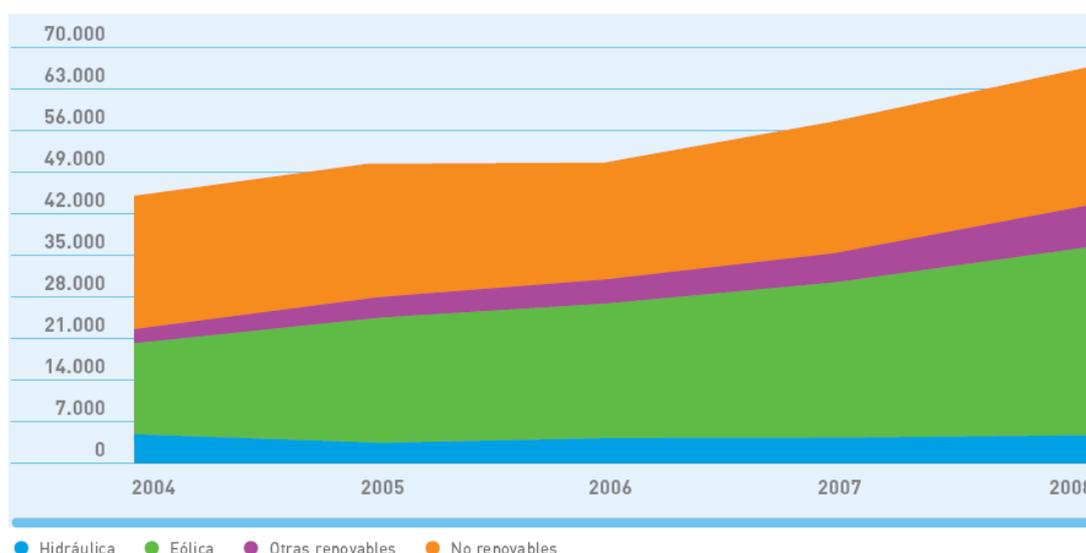


Figura 37: Evolución de la energía vendida en Régimen Especial

La parte de “no renovables” principalmente la componen las diferentes tecnologías de cogeneración presentes en España, todas ellas consideradas como GD, la parte de “otras renovables” son la solar, la biomasa y RSU. Además recordemos que la eólica mayoritariamente no es GD.

3.1.2 El caso de la fotovoltaica:

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con 2.661 MW instalados, un 385% más, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar.

La inmensa mayoría de la potencia instalada está conectada a la red eléctrica, de modo que el mercado de instalaciones aisladas, antaño predominante, se ha convertido en algo marginal: suma 19 MW y crece entre 1,5 MW y 2 MW al año.

Por todo ello, se trata de una tecnología que supone una parte importante de la GD en España, ya que existe un elevadísimo número de pequeñas instalaciones, que individualmente son de poca potencia (siempre menor de 10 MW salvo muy raras excepciones), pero que suman una cifra total de potencia instalada bastante considerable. La dispersión geográfica, y el gran número de instalaciones existentes, reflejan la gran socialización de la tecnología, que, a diferencia de muchos otros sistemas de producción de electricidad, está al alcance de las economías domésticas. Ahora bien, este enorme volumen fotovoltaico exige un esfuerzo de gestión del sistema y el mercado eléctricos muy superior al tradicional.

En la figura 38 se muestra la evolución del número de instalaciones solares en comparación con el número de instalaciones de otras tecnologías en España.

Fuente [10]: ASIF – Informe Anual 2009



Figura 38: Evolución del número de instalaciones solares.

Por ello se considera justificado realizar un análisis independiente sobre la potencia instalada y la energía vendida de esta tecnología, con datos más precisos que los aportados en las estadísticas sobre el Régimen Especial antes planteadas.

En la Tabla 9 se observa la evolución de la potencia instalada en España, incluyendo la potencia equivalente del 2008, estimada por la CNE, que contaba con inscripción definitiva en diciembre de 2008, con base a las facturaciones recibidas en meses anteriores. Se muestra además la energía vendida, reparto por compañías, precio medio y retribución total según facturación. Fuente [10]: ASIF - Informe Anual 2009

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

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

Tabla 9: Potencia equivalente, estimada por la CNE, que cuenta con inscripción definitiva, en diciembre de 2008, con base a las facturaciones recibidas en meses anteriores

3.1.3 El caso de la cogeneración:

En la Figura 35 se observa la evolución de la potencia instalada en España hasta 2008, así como energía vendida. Fuente [13]: COGEN España www.cogenspain.org

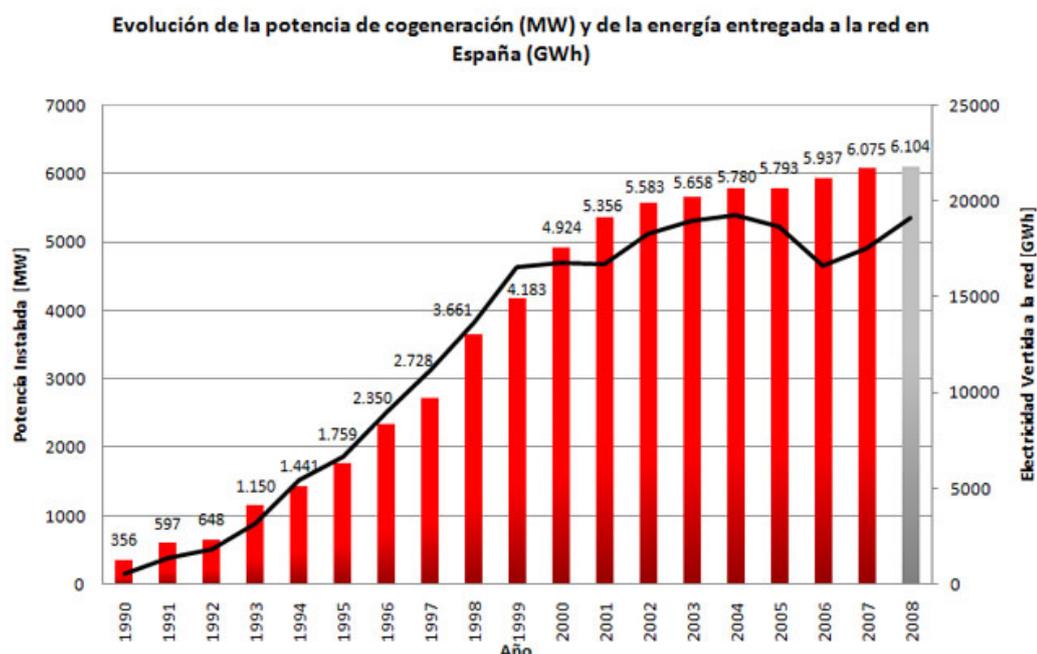


Figura 35: Evolución Cogeneración en España

3.2. Energía producida mediante GD a nivel mundial y previsión de futuro.

En este caso, al no existir estadísticas oficiales sobre GD a nivel mundial, los datos más significativos acerca de la GD serán aquellos referidos a la generación eléctrica mediante fuentes renovables a nivel mundial, ya que mayoritariamente implican el uso de GD, y aunque no nos aporten un dato exacto, si nos permiten observar la tendencia en los datos reales de GD a nivel mundial.

A nivel mundial, al igual que hemos visto en los datos a nivel nacional, se está produciendo un significativo aumento en la energía producida mediante energías renovables (eólica, solar, geotérmica, minihidráulica, etc.), esto se debe a las políticas internacionales que vienen fomentando alternativas contra el cambio climático y limitaciones a las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera.

En la tabla 10 se observan los datos a nivel mundial de la producción de energía mediante fuentes renovables [miles de GWh] en el año 2006, y se muestra la previsión hasta 2030 de la EIA (Energy Information Administration) del gobierno de EEUU. Se muestran tres datos: para los países de la OECD, para el resto de países, y para el conjunto de todos los países. Fuente [14]:

Region	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Average Annual Percent Change, 2006-2030
OECD							
Hydropower	1,274	1,321	1,396	1,447	1,496	1,530	0.8
Wind	113	258	418	572	713	842	8.7
Geothermal	35	45	54	57	59	62	2.4
Other	212	263	354	438	487	513	3.7
Total OECD.....	1,635	1,888	2,222	2,515	2,756	2,948	2.5
Non-OECD							
Hydropower	1,723	2,060	2,491	2,911	3,098	3,242	2.7
Wind	14	53	82	115	150	372	14.6
Geothermal	19	29	40	42	45	47	3.8
Other	33	41	64	83	100	114	5.3
Total Non-OECD.....	1,790	2,184	2,676	3,151	3,393	3,776	3.2
World							
Hydropower	2,997	3,381	3,887	4,359	4,594	4,773	2.0
Wind	127	312	500	687	864	1,214	9.9
Geothermal	55	75	93	99	104	109	2.9
Other	246	304	418	521	587	628	4.0
Total World.....	3,424	4,072	4,898	5,666	6,149	6,724	2.9

Tabla 10: Producción de energía eléctrica mediante renovables [miles de GWh] y previsión de futuro.

Aunque los datos no hablen específicamente de la GD, podemos observar que las previsiones implican un aumento en el uso de tecnologías que implican GD a nivel mundial hasta 2030, por lo que podemos afirmar que a la luz de estas previsiones existe una clara tendencia al aumento de la GD a nivel mundial hasta el año 2030.

4. Normativa sobre GD en España

4. Normativa sobre la GD en España

4.1. La ley 54/1997 del Sector Eléctrico y el régimen especial:

La regulación del nuevo sistema eléctrico español que ha iniciado su desarrollo en España el 1 de enero de 1998, se fundamenta en la **Ley 54/1997** del Sector Eléctrico y su desarrollo normativo. Esta ley principalmente introduce esquemas de mercado en las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica, si bien mantiene el transporte y la distribución como negocios regulados debido a su connotación de monopolios naturales.

Esta ley modificó el concepto de régimen especial hacia como lo conocemos hoy, desde entonces se aplica a la evacuación de energía eléctrica a las redes de distribución y transporte procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración, con una potencia instalada menor a 50 MW. Teniendo un carácter retributivo y normativo distinto de aquellas centrales que participan en el mercado mayorista “pool”. La mayor parte de las instalaciones de GD (tal como la hemos definido) en España se acogen al régimen especial, salvo raras excepciones.

A continuación veremos cronológicamente el desarrollo normativo referente al régimen especial. Se distinguen tres periodos: El correspondiente al RD 2818/1998 que tuvo vigencia desde 1998 hasta 2004, el correspondiente al RD 436/2004 con vigencia desde 2005 hasta 2007, y por último el RD 661/2007 cuya aplicación tiene aún vigencia en la actualidad.

4.2. Evolución normativa del régimen especial en España:

El régimen especial viene siendo regulado en España desde 1980, año en el que se promulgó la Ley 82/1980 de conservación de la energía. Esta Ley fue motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo y, en ella, se establecían los objetivos de mejorar la eficiencia energética de la industria y de reducir la dependencia del exterior. El desarrollo de dicha ley dio lugar al fomento de la autogeneración eléctrica y de la producción hidroeléctrica de pequeñas centrales. Posteriormente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 estableció un programa de incentivación de la cogeneración y de la producción con energías renovables para intentar pasar del 4,5% de la producción nacional de energía eléctrica en 1990 al 10% para el año 2000. Dentro de este contexto, la **Ley 40/94** del sistema eléctrico nacional (LOSEN) dejó consolidado el concepto de régimen especial como tal.

Basándose en los principios establecidos en la **LOSEN**, se publicó el **Real Decreto 2366/1994**, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Se incluían en el régimen especial aquellas instalaciones de potencia menor o igual a 100 MVA, incluidas en alguno de los cinco grupos siguientes: nuevas renovables, de residuos, de biomasa, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales hidráulicas. Estas instalaciones podían ceder su energía excedentaria a la empresa distribuidora más cercana que tuviera la obligación de adquirirla siempre que fuera técnicamente viable. El precio de venta de esta energía debía fijarse en función de las tarifas eléctricas, dependiendo de la potencia instalada y del tipo de instalación, constandingo de un término de potencia y de un término de energía, además de los complementos correspondientes.

Con la publicación de la **Ley 54/97**, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, se diferenció a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario que desarrollaran su actividad en el mercado de producción de los productores acogidos al régimen especial, que debían tener una potencia instalada menor o igual a 50 MW. Se establecía para las instalaciones en régimen especial la posibilidad de incorporar su energía excedentaria al sistema (tal y como se regulaba en el **Real Decreto 2366/94**), o participar directamente en el mercado de producción. En el primer caso, las instalaciones percibirían el precio medio final que pagan los adquirentes en el mercado organizado más una prima.

En el segundo caso, percibirían, aparte de la prima, el precio marginal horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios que les pudiera corresponder. Asimismo, en el mercado se les imputaba, en su caso, el coste de los desvíos entre su energía casada en el mercado y su producción real. Se establecía un periodo transitorio para que las instalaciones que estaban acogidas al **Real Decreto 2366/1994** mantuvieran su régimen mientras existieran los costes de transición a la competencia (CTC). Se establecía, además, que las energías renovables debían alcanzar el 12% de la demanda energética en España en 2010.

El **Real Decreto 2818/1998** sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, establecía la regulación concreta de la retribución de la energía vertida en régimen especial, ajustándose a lo indicado en la **Ley 54/97**. Dicho Real Decreto establecía que las primas deberían ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros y revisadas cada cuatro años.

El Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999 estableció los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables, para conseguir que la producción con estas energías representase el 12% del consumo español de energía primaria en el año 2010.

Dada la nula participación de las instalaciones de régimen especial en el mercado bajo la aplicación del Real Decreto 2818/98, el **Real Decreto-Ley 6/2000**, de 23 junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, estableció la obligación para las instalaciones del **Real Decreto 2366/94** con una potencia superior a 50 MW de participar en el mercado de producción. Al mismo tiempo, fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de instalaciones de régimen especial. También se estableció la posibilidad de que estas instalaciones pudieran realizar contratos de venta de energía con comercializadores. Se estableció la cantidad de 0,009015 €/kWh en concepto de garantía de potencia para aquellas instalaciones de régimen especial que participaran en el mercado.

El **Real Decreto 1663/2000**, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, simplificó las condiciones para la conexión de estas instalaciones a la red. Para el resto de instalaciones de régimen especial, seguía vigente la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985. El Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrollaba el Real Decreto-Ley 6/2000, estableciendo la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia superior a 50 MW, que quedaban incluidas en el régimen ordinario, y se fijaba un procedimiento de acceso al mismo, tanto para aquellas obligadas a participar como para las que deseaban acceder de manera voluntaria.

Se establecía un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración que participan en el mercado, en función de su potencia y valor de la tarifa general del gas natural. Se permitía la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Por último, se establecía una prima específica de 12 cent€/kWh para las instalaciones que utilizasen únicamente como energía primaria para la generación eléctrica energía solar térmica.

En el Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas: Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de septiembre de 2002, se integraban los objetivos de producción del PFER y se incorporaba un nuevo objetivo para la cogeneración, apreciándose un incremento de la participación de algunas de las energías renovables en España en el período 2002-2011.

La Tarifa Media o de Referencia se definió en el **Real Decreto 1432/2002**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y se modifican algunos artículos del **Real Decreto 2017/1997**, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Con el **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se estableció la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se establece un nuevo marco regulatorio para el régimen especial.

El titular de la instalación podía optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) de cada año, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tenía derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la TMR. La revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizaría cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectaría a las nuevas instalaciones.

Se derogan el **Real Decreto 841/2002**, de 2 de agosto, y el **Real Decreto 2818/98**, de 23 de diciembre, y se establece un período transitorio para las instalaciones acogidas al **Real Decreto 2366/94** (DT1ª Real Decreto 436/04) y al Real Decreto 2818/98 (DT2ª Real Decreto 436/04), que tienen la opción de mantenerse en el antiguo régimen económico que les corresponde. Por otra parte, se obliga a ciertas instalaciones a comunicar su programa de producción a la distribuidora correspondiente, pudiendo ser penalizadas cuando su desvío resultara mayor de un margen determinado, a partir del 1 de enero de 2005.

El 26 de agosto de 2005 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables para el período 2005-2010. Las previsiones de la nueva normativa estimaban en un 12,1% el consumo de energía primaria que será abastecido en el año 2010 por las energías renovables. La nueva planificación sustituye al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, cuyos resultados fueron insuficientes.

El documento de **Planificación de los Sectores de Electricidad y gas 2002-2011**. Revisión 2005-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 31 de marzo de 2006, estableció unos objetivos nacionales de potencia instalada para las instalaciones de cogeneración y para las que utilizarasen las energías renovables, basados en el PER 2005-2010. Cabe destacar el fuerte aumento del objetivo de la energía eólica y solar, así como una reducción en el objetivo de potencia instalada de biomasa.

El **Real Decreto 314/2006**, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, obligaba a la incorporación de instalaciones solares térmicas en todas las edificaciones donde hubiera consumo de agua caliente sanitaria, y a la incorporación de paneles solares fotovoltaicos en ciertas edificaciones del sector terciario.

En el **Real Decreto-Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, se eliminaba la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración, primando no sólo los excedentes eléctricos, sino toda la electricidad cogenerada, en sintonía con la **Directiva 2004/8/CE**, relativa al fomento de la cogeneración. Se establecía la posibilidad de que todas estas plantas (no sólo las menores de 10MW) fueran retribuidas con el complemento de una prima por encima del precio del mercado durante 10 años desde su puesta en marcha. Se eliminaba la banda de retribución de las instalaciones de generación que utilizaban las energías renovables, entre el 80 y el 90 por 100 de la tarifa eléctrica media.

Se desvinculaba la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia. Y se mantenía el régimen del Real Decreto 2366/1994, en tanto no se realizase la revisión del régimen especial. Todas estas modificaciones tendrían efecto una vez aprobado el desarrollo de lo establecido en el citado Real Decreto Ley, lo que se preveía en un plazo de seis meses desde su publicación.

El 12 de mayo de 2007 fue publicado en el BOE el **Real Decreto 616/2007**, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Mediante este Real Decreto se incorporaba al derecho español el contenido de la **Directiva 2004/8/CE** (fomento de la cogeneración) y se desarrollaba el artículo 6 de la Ley 24/2005 en lo relativo a la información al consumidor sobre el origen de la electricidad y su impacto ambiental.

El 26 de mayo de 2007 se aprobó el **Real Decreto 661/2007**, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Así, se sustituía el **Real Decreto 436/2004** y se establecía un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además, el **Real Decreto 661/2007** determinaba una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilizarasen energías renovables (con excepción de la hidráulica), las cogeneraciones y las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás.

Los cambios más significativos que este Real Decreto plantea frente a la regulación anterior son los siguientes:

- La retribución del régimen especial no va ligada a la TMR (Tarifa Media o de Referencia). La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).
- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de renovables que participa en el mercado.
- Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.
- Los nuevos parques eólicos deberán ser capaces de mantenerse conectados a la red ante una breve caída de tensión en la misma.
- Se permite la hibridación en instalaciones de biomasa y solar termoeléctrica.
- Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control.
- Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.
- Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008.
- Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.
- Se reconoce a las plantas de cogeneración el derecho a recibir una prima por toda la electricidad que producen, y no solo por la que vierten a la red.

El 1 de junio de 2007 se publicó la **ORDEN ITC/1522/2007**, de 24 de mayo, por la que se establecía la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Según esta Orden, será la CNE el organismo responsable de la expedición y gestión, mediante un sistema de anotaciones en cuenta, de las garantías de origen de la electricidad generada de esta forma.

En julio de 2007 se publicó la **Ley 17/2007**, de 4 de julio, por la que se modificaba la **Ley 54/1997**, del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la **Directiva 2003/54/CE** sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. En ella se establece que el Gobierno podrá determinar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW. Por otra parte, se acuerda modificar el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para 2020.

El 1 de agosto de 2007 se publicó el **Real Decreto 1028/2007**, de 20 de julio, por el que se establecía el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Posteriormente, ha sido aprobado el **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, para dicha tecnología. 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 existen dos subtipos: se diferencia aquellas instalaciones con potencia inferior o igual a 20 kW (tipo I.1) de aquellas con potencia superior a 20 kw. (tipo I.2.). Se establecen, asimismo, unas convocatorias anuales, con cupos de potencia por tipo y subtipo. Para la primera convocatoria, la tarifa regulada será la siguiente:

Tipo I- Subtipo I.1. : 34 cent€/kWh

Tipo I- Subtipo I.2. : 32 cent€/kWh

Tipo II. : 32 cent€/kWh

En el caso de completar los cupos, en las siguientes convocatorias se reducirán las citadas tarifas de forma paulatina hasta alcanzar una reducción de un 10% anual.

El artículo 4 del **Real Decreto Ley 6/2009 de 30 de abril**, establece el mecanismo de registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, con el que se pretende controlar el cumplimiento de objetivos de planificación.

Las tarifas y primas vigentes se encuentran establecidas en las disposiciones siguientes:

a) Cogeneración: Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio

b) Renovable y Residuos: Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre

4.3. Evolución normativa comunitaria (Unión Europea)

La apertura a la competencia propuesta en la **Directiva Comunitaria 96/92/CE de 1996**, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, estableció como objetivo la garantía del suministro respetando el medio ambiente.

En noviembre de 1997, La Comisión Europea adoptó la Comunicación sobre “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables - Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”, en el que se propuso doblar la cuota de participación de las fuentes de energías renovables en el consumo interior bruto de energía de la Unión Europea, marcando un objetivo indicativo del 12% para el año 2010, objetivo que fue transpuesto a nivel nacional en España y recogido en la Ley 54/1997.

La **Resolución del Consejo de la UE de 18/12/97**, sobre la estrategia comunitaria para promover la cogeneración, estableció el objetivo indicativo de doblar la cuota de la cogeneración referida a la generación bruta total en la UE en su conjunto, desde el 9% en 1997 al 18% en el año 2010.

En el marco del Protocolo de Kioto, adoptado en 1997, la Unión Europea se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 8% entre 2008 y 2012 respecto de los niveles de 1990. Este acuerdo comunitario obliga a España a no incrementar sus emisiones de gases de efecto invernadero por encima del 15% en los valores medios de los años 2008-2012 sobre los niveles de 1990.

Asimismo, la Comisión Europea, en su Libro Verde de noviembre de 2000, “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”, planteaba las debilidades estructurales a las que se enfrentaba Europa, apostando por objetivos de seguridad en el suministro, objetivos medioambientales, económicos y sociales. Proponía el fomento de las energías renovables y de la cogeneración como energías necesarias para lograr el doble objetivo de reducir la dependencia energética y de limitar la emisión de gases de efecto invernadero. Asimismo, se estimaba que el uso de la cogeneración en el año 2010 podría triplicarse.

La **Directiva 2001/77/CE**, de 27 septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, fijaba la cuota del 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables sobre el consumo de electricidad de la Unión Europea en el año 2010 y, a su vez, establecía que los Estados miembros deberían crear mecanismos para garantizar el origen de la electricidad generada a partir de dichas fuentes, antes del 27 de octubre de 2003. Este objetivo del 22,1% a nivel comunitario se traduce en el caso de España en un 29,4%.

En junio de 2003 se publicó la **Directiva Europea 2003/54/CE**, relativa al mercado eléctrico interno, cuyo artículo tercero se refería a la obligatoriedad de aportación de información por parte de los suministradores de electricidad acerca del origen y el impacto ambiental de su producto.

La **Directiva 2003/87/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la **Directiva 96/61/CE** del Consejo, establecía un régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero con vistas a reducir dichas emisiones en la Unión Europea de forma económicamente eficiente. Con ayuda de este régimen, la Unión y los Estados miembros pretendían respetar los compromisos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero contraídos en el marco del Protocolo de Kioto. Las instalaciones que realizan actividades en los sectores de energía, producción y transformación de metales férreos, industrias minerales, fabricación de pasta de papel, papel y cartón están sujetas obligatoriamente a este sistema de comercio de derechos.

La **Directiva 2004/8/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la **Directiva 92/42/CEE**, tenía como objetivo establecer un marco común transparente para fomentar y facilitar la instalación de centrales de cogeneración en los lugares donde existe o se prevé una demanda de calor útil. La Directiva obligaba a los Estados miembros a garantizar que el origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia pudiera identificarse según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios establecidos por cada Estado miembro.

En la Comunicación de mayo de 2004 sobre la cuota de las energías renovables en la UE se manifestaba que la mayoría de los Estados miembros no iban a poder alcanzar sus objetivos nacionales. Se estimaba que, si la tendencia actual se mantenía, la UE-15 alcanzaría una cuota del 18-19% de energías renovables en el consumo total eléctrico, en lugar del objetivo del 22% en el año 2010 previsto por la Directiva.

La Comunicación de la Comisión sobre el apoyo de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables [**COM (2005) 627 final**], evaluaba la aplicación de la **Directiva 2001/77/CE** en los distintos Estados miembros, concluyendo que no se consideraba adecuado presentar un sistema europeo armonizado en esta etapa. Sí consideraba adecuado un enfoque coordinado para los sistemas de apoyo basado en la cooperación entre países y la optimización del impacto de los sistemas nacionales. Se determina que los sistemas más eficaces en el caso de la energía eólica son actualmente los sistemas de tarifas reguladas de Alemania, España y Dinamarca (feed in tariffs).

La Comunicación de la Comisión de 7 de diciembre de 2005, «Plan de acción sobre la biomasa» [**COM (2005) 628 final**] presentaba una serie de medidas comunitarias con las que se pretendía aumentar la demanda de biomasa, reforzar la oferta, eliminar los obstáculos técnicos y desarrollar la investigación.

El 21 de diciembre de 2006 fue aprobada la Decisión de la Comisión por la que se establecían valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y el Consejo.

El 10 de enero de 2007, la cumbre de la Comisión Europea presentó una Propuesta de Guía a largo plazo de la energía renovable (**COM(2006) 848 final**), proponiendo alcanzar para 2020 un objetivo general vinculante del 20% de energías renovables sobre el consumo de energía primaria y un objetivo mínimo vinculante del 10% para los biocarburantes empleados en el sector del transporte en la UE.

En esa misma fecha, 10 de enero, se aprobó la Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo [**COM(2006) 849 final**], acerca de la Acción de seguimiento del Libro Verde – Informe sobre el progreso de la electricidad renovable. En esta Comunicación se clasifica a los Estados miembros en cuanto a la penetración de energías renovables en el mercado y las políticas aplicadas en este sentido. España se encontraba situada entre los nueve países que están teniendo una “buena actuación”. Textualmente, la Comunicación decía de España: “Fuerte aumento de la penetración de la electricidad basada en fuentes de energía renovables debido principalmente al crecimiento de la energía eólica. España es el segundo productor mundial de energía eólica y pone en práctica un acertado planteamiento de incorporación a la red de elevados niveles de capacidad eólica intermitente. Sin embargo, el fuerte aumento del consumo de electricidad eclipsa el impresionante nivel de despliegue de las fuentes de energía renovables”.

El **9 de marzo de 2007** el Consejo Europeo de Primavera, con el apoyo del Parlamento Europeo y de los Estados miembros, acordó establecer un objetivo vinculante para que el 20% de su consumo energético de 2020 proceda de fuentes renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada Estado Miembro. También adoptó el compromiso de reducir al menos un 20% sus emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 respecto a las de 1990, lograr un ahorro energético en ese año del 20% y que los biocombustibles alcancen el 10% en el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en la UE.

La nueva Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero, forma parte del llamado "paquete verde" que la Unión Europea está llevando a cabo, desde el año 2007 para cumplir el compromiso 20/20/20. Se refiere a un triple objetivo para el año 2020 por el cual se debe conseguir que el 20% del consumo de energía final provenga de fuentes renovables, que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% (con respecto a las de 1990) y que se produzca una mejora de la eficiencia energética del 20% respecto al consumo tendencial.

En la Directiva 2009/28/CE sobre fomento de las energías renovables se consolida el principio de subsidiariedad de los Estados Miembros para que puedan elegir sus sistemas de apoyo a su promulga al mismo tiempo un sistema de garantía de origen para dar transparencia al consumidor de electricidad, por lo que se contempla el tráfico de las garantías de forma compatible con los sistemas de apoyo (de forma análoga a lo establecido actualmente en España). Asimismo, la Directiva incorpora unos mecanismos de cooperación para posibilitar el cumplimiento de los objetivos asignados a los Estados para el año 2020.

4.4. Compendio de normativa vigente hoy en España (GD).

- **Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril**, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Artículo 4 y Disposiciones Transitorias 4ª y 5ª: Registro de pre-asignación de retribución para instalaciones y cumplimiento de objetivos de potencia instalada.
- **Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre**, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Observaciones:
 - ✓ Modifica el art. 26 y lo indicado del artículo 2.a) del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
- **Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio**, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- **Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo**, sobre fomento de la cogeneración. Observaciones:
 - ✓ Modificado por corrección de errores publicada en el BOE de 15 de mayo de 2007.
 - ✓ Transpone la Directiva Europea 2004/8/CE.
- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Observaciones:
 - ✓ Deroga el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Establece un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, así como un régimen económico transitorio para las instalaciones incluidas en las categorías a), b), c) y d) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo,
 - ✓ Modificado por correcciones de errores publicadas en BOE de 25 y 26 de julio de 2007.
- **Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre**, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión
- **Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio**, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.
- **ORDEN ITC/1673/2007, de 6 de junio**, por la que se aprueba el programa sobre condiciones de aplicación de aportación de potencia al sistema eléctrico de determinados productores y consumidores asociados que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro eléctrico.
- **ORDEN ITC/1522/2007, de 24 de mayo**, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Observaciones:
 - ✓ Traspone parcialmente las Directivas 2004/8/CE, de 11 de febrero de 2004, y 2001/77/CE, de 27 de septiembre de 2001

- **Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía**, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Observaciones:
 - ✓ De conformidad con el art. 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
- **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.
- **Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004**, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE
- **Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001**, sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad.

4.5. Análisis de la normativa en España:

A la vista de los datos mostrados anteriormente, podemos afirmar que en los últimos años se han producido múltiples cambios en cuanto a la normativa que afecta a la GD (al régimen especial en general), esto se debe al fuerte incremento de potencia instalada, lo que a su vez se debe a la maduración de ciertas tecnologías, así como a las políticas de fomento de las energías renovables.

Es interesante observar que las diferentes normativas que se van aplicando vienen a resolver problemas que van surgiendo, o que se van previendo conforme se adquiere experiencia en la gestión de ciertas tecnologías recientemente instauradas a nivel comercial (léase eólica, fotovoltaica, etc.).

Sin embargo, centrándonos más en lo que afecta a la GD, podemos observar como no existe una normativa clara y unificada que afecte directamente a la GD en conjunto (de hecho oficialmente no existe la definición de GD en España), es decir, se regulan independientemente las instalaciones fotovoltaicas, de las pequeñas eólicas, de las mini-hidráulicas, de las pequeñas plantas de cogeneración, etc. Y en algunos casos incluso no existe una regulación específica, y son las propias compañías de distribución las que imponen sus propios criterios.

Como ejemplo podemos observar que la interconexión de sistemas de GD a la red eléctrica está especificada en diferentes textos legales, como el RD 1663/2000, o el RD 661/2007, y además las compañías eléctricas tienen sus propios requisitos para que cualquier unidad de GD pueda conectarse a su red.

Se están resolviendo problemas de normativa que hace pocos años afectaban gravemente a la GD, es el caso de los huecos de tensión, a día de hoy la normativa exige soportar huecos de tensión a la mayoría de las instalaciones de GD en España (eólica y solar), ya que de acuerdo a la normativa vigente hace pocos años, ante un hueco de tensión la GD se debía desconectar, y esto hoy sería extremadamente peligroso para la red, ya que un cortocircuito en algún punto de la red podría causar la desconexión masiva de GD, y causar un problema grave.

En cuanto al régimen jurídico y económico, se considera que la GD está adecuadamente regulada al englobarse de forma natural dentro del régimen especial, hoy en España los productores de electricidad en régimen especial pueden vender su energía a tarifa regulada (cuando ceden energía al distribuidor), o en el propio mercado, directamente, o a través de un representante.

Independientemente de la opción elegida, hasta el 31 de octubre de 2009 la empresa distribuidora era la responsable de comprobar la facturación y de abonar al régimen especial los importes de las tarifas, primas y complementos. A partir del 1 de noviembre de 2009 es la CNE la que determina las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos. En ambos casos, estos importes deben ser sometidos a los procesos de liquidación de actividades y costes regulados, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre. Con ese propósito, las distribuidoras envían mensualmente a la CNE información de la facturación de productores en régimen especial conectados a sus redes.

Por todo ello, y en resumen, se destaca que en España a día de hoy existen muchas instalaciones de GD que suponen un porcentaje considerable de potencia instalada, y que previsiblemente aumentará más a medio plazo. Estas instalaciones pertenecen a tecnologías muy diferentes, pero mantienen en común unas características, una problemática y un tipo de régimen económico. Sin embargo, a nivel normativo no se define la GD, ni se regula independientemente del resto de régimen especial, que en ciertos casos no implica tales características ni problemática.

Una de las conclusiones básicas de este proyecto será la necesidad de reconocer y definir la GD como un tipo de generación diferente, así como la necesidad de regularla de forma independiente a nivel técnico (principalmente la estandarización en cuanto a criterios de interconexión), para resolver su problemática, pero manteniendo el régimen económico que a día de hoy se considera válido y funcionando adecuadamente dentro del propio régimen especial.

5. Normativas sobre GD en otros países europeos

5.1. Alemania:

5.1.1 Energías Renovables en Alemania:

Alemania es a día de hoy el mayor y más próspero mercado de energías renovables de Europa, y por ello se considera como una importante referencia a tener en cuenta en lo referente a GD. De hecho la norma alemana (EEG) es considerada como modelo de referencia mundial.

La normativa eléctrica alemana que afecta a la GD, se encuentra en la **Ley de Energías Renovables - EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)**, la cual regula las energías renovables no convencionales para su correcta planificación e inyección en la red, además de ofrecer precios justos para los usuarios interesados en acceder a esta forma de generación eléctrica. (En adelante llamaremos a esta Ley por su nombre y siglas castellanizados: Ley sobre las Energías Renovables (LER)).

El objetivo principal de la ley de energías renovables, es permitir un desarrollo sostenible del suministro energético, sobre todo en beneficio de la protección del clima y del medio ambiente. Para lograr este objetivo, la normativa alemana se ha propuesto incrementar la proporción de las energías renovables en el suministro energético nacional a un mínimo del 30 por ciento para el año 2020 y de seguir incrementando la misma, de forma continua.

La actual ley de energías renovables alemana, supervisa la conexión prioritaria de centrales de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables ubicadas en el territorio de la República Federal. La adquisición, el transporte y la retribución de dicha electricidad por parte de los operadores de la red y la compensación de la energía eléctrica consumida y retribuida por parte de los usuarios en todo el territorio nacional (Art.1/Aptdo 1,2,3) (Ley sobre las Energías Renovables (LER) de Alemania, 2009).

Los operadores de red, se encuentran obligados a conectar inmediata y preferentemente las instalaciones destinadas a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, a un punto de su red (punto de conexión) que sea apto en cuanto a nivel de tensión y que se encuentre lo más cercano en línea directa hacia la instalación. Si existe otra red que ofrece un punto de conexión más favorable en términos tecnológicos y económicos, será responsabilidad del operador de la red informar de esto al generador, para llevar a cabo la conexión en este punto. En el caso que existan una o varias instalaciones generadoras con una potencia total máxima de 30 kW y el futuro generador desee emplazar la central en un terreno aledaño, se considerará, este terreno como punto de conexión a la red más favorable (Art.5/Aptdo 1,2) (Ley sobre las Energías Renovables (LER) de Alemania, 2009).

Los operadores de red estarán obligados a transportar y distribuir preferentemente y sin demora toda la electricidad generada por fuentes renovables (generalmente GD). Esto implica que se priorizará y maximizará el ingreso de potencia por parte de la generación renovable por sobre aquellas centrales fuera de esta categoría.

Si existe un nuevo operador de central (usuario) que pretenda inyectar energía a la red, los operadores de red estarán obligados a optimizar, reforzar y ampliar la capacidad de la red cercana a la nueva central de generación en el menor tiempo posible y de esta manera asegurar el abastecimiento energético renovable, tal como se estipuló con anterioridad. En caso de que, para el operador de red sea inviable la ampliación de la red por motivos económicos, este quedará liberado de esta obligación (Art.14)

El operador de red, deberá publicar lo más pronto posible en su sitio de Internet, información referente al posible riesgo de que algún operador de central deba ser regulado por una presunta sobrecarga del sistema, detallando claramente cuáles son las regiones de la red afectadas y los motivos de esta misma (Art.9/apto 1,3)(Ley sobre las Energías Renovables (LER) de Alemania, 2009).

Los operadores de GD renovable tendrán derecho a elegir otro punto de conexión de ésta o de otra red que sea apta en cuanto a su nivel de tensión. Si se ven obligados, por parte del operador de red a conectarse a un punto específico de la red, que no sea aquel menos distante de la central o adecuado en cuanto a nivel de tensión, será exclusiva responsabilidad del operador de red solventar los gastos adicionales en los que se incurriría por elegir este nuevo punto de conexión (Art.13/Apto 2)

Desde el punto de vista técnico y operativo, los operadores de centrales con una capacidad instalada sobre los 100 kW de potencia, estarán obligados a instalar en sus centrales, un dispositivo que permita acceso remoto por parte del operador de red y le permita a éste reducir la potencia generada, permitiendo el control en caso de sobrecarga de la red y así también detectar la potencia real de inyección en cada momento por parte de la central fotovoltaica (Art.6/Apto 1,2)

Tal como se estipula en la ley, los costos necesarios para la adquisición del equipo de GD así como aquellos instrumentos de medición necesarios para la determinación de la energía eléctrica inyectada y consumida de la red correrán por cuenta del operador de la instalación de GD.

En el caso de la fotovoltaica, Alemania no cuenta con un programa de subvención para aquellos usuarios que deseen invertir, solo se remunera aquella energía que efectivamente es inyectada en la red. Los equipos necesarios para la generación y la cuantización de la energía inyectada son responsabilidad del generador. Respecto a los pagos por energía, los operadores de red están obligados a retribuir toda la electricidad que se haya generado en las instalaciones. Esta obligación existirá si el

operador de la central ha sido debidamente inscrito en el registro de centrales, y si se ha informado a la Agencia Federal de Redes el lugar físico de la central y su potencia nominal. Por otra parte, los operadores que ejerzan su derecho a recibir un pago por la energía inyectada estarán obligados a partir de ese momento a ceder a la red toda la electricidad generada en su central que en un principio fue inscrita.

Los generadores tendrán el derecho de hacer contratos de suministro de energía en forma directa, esto es vender su energía a clientes libres, dando previo aviso al operador de redes acerca de este contrato con anticipación a la puesta en servicio de este suministro directo (Art.16/Apto 1,2,4).

El cálculo de las retribuciones por la electricidad, se paga en función de la potencia de cada central (la potencia efectiva inyectada a la red) (Art.18/Apto 1). Las retribuciones monetarias estarán sujetas a una degresividad, que es básicamente un reajuste a la retribución por potencia con el paso del tiempo desde la puesta en servicio de la central generadora.

Un ejemplo: Para las generadoras fotovoltaicas que entren en servicio antes del 1 de enero del 2010 estarán sujetas a **reducciones en las retribuciones en los siguientes porcentajes** (Art.20/Apto 1,2) (Ley sobre las Energías Renovables (LER), 2009)

- a) Electricidad procedente de centrales tipo free-standing (sobre suelo)
 - a. En el año 2010: 10%,
 - b. A partir del año 2011: 9%
 - b) Electricidad procedente de centrales en o sobre edificios
 - a. Hasta una potencia máxima de 100 kilovatios:
 - i. En el año 2010: 8%
 - ii. A partir del año 2011: 9%,
 - b. A partir de una potencia mayor a 100 kilovatios:
 - i. En el año 2010: 10%
 - ii. A partir del año 2011: 9%
- Ahora, estas reducciones porcentuales estarán a su vez sujetas a reajustes de acuerdo a:
- a) Un aumento de un punto porcentual, si la potencia de todas las centrales registradas por la Agencia Federal de Redes dentro de los doce meses anteriores al 30 de septiembre del año que sigue supere
 - a. 1500 MW para el año 2009.
 - b. 1700 MW para el año 2010.
 - c. 1900 MW para el año 2011.
 - b) Una reducción de un punto porcentual, si la potencia de todas las centrales registradas por la Agencia Federal de Redes dentro de los doce meses anteriores al 30 de septiembre del año que sigue sea inferior a:
 - a. 1000 MW en el año 2009.
 - b. 1100 MW en el año 2010.
 - c. 1200 MW en el año 2011.

Fuente [15]: Bundesministerium der justiz (*Ministerio Federal Aleman de Justicia*): http://bundesrecht.juris.de/eeg_2009

5.1.2 Cogeneración en Alemania:

En Alemania se fomenta la cogeneración, al igual que en otros países europeos, por medio de una ley específica, la **Ley sobre Cogeneración de Calor y Electricidad - KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz)**, vigente en todo el territorio federal alemán desde el 1 de abril de 2002.

El 6 de junio de 2008 se decidió en el Bundestag alemán (en el parlamento), la modificación de la ley de cogeneración KWKG, entrando en vigor la nueva ley el 1 de enero de 2009 (KWKG 2009).

El propósito de la nueva Ley es contribuir al aumento de la cogeneración de calor y electricidad en la República Federal de Alemania en un 25% a través de la protección temporal y la promoción de la modernización y construcción de nuevas plantas de cogeneración, apoyar la introducción de las pilas de combustible, así como la financiación para la construcción y desarrollo de redes de calor.

A grandes rasgos, y sin entrar en detalles innecesarios en este documento sobre los subsidios, la nueva regulación se caracteriza por:

- Regula la compra y la remuneración de plantas de cogeneración
- Los explotadores de las redes están obligados a conectar a su red las plantas de cogeneración y a comprar la corriente generada por ellas.
- La obligación afecta al explotador cuya red sea técnicamente apropiada para la toma y se encuentre más cerca del lugar donde está enclavada la planta de cogeneración.
- Por la corriente tomada procedente de la planta de cogeneración, se ha de abonar el precio correspondiente (que acuerden el explotador de la planta de cogeneración y el explotador de la red) y un suplemento.
- La Ley sobre cogeneración garantiza un bono para la utilización de la cogeneración según la Ley de Energías Renovables.
- Se apoya a las mini-unidades de cogeneración de hasta 50 kW de electricidad con un programa de subvenciones.

Fuente [15]: Bundesministerium der justiz (*Ministerio Federal Aleman de Justicia*):
http://bundesrecht.juris.de/kwkg_2002

5.2. Italia:

5.2.1 Energías Renovables en Italia:

En Italia se promueve la generación mediante fuentes de energía renovable. El GSE (**Gestore dei Servizi Elettrici**) tiene un rol central en la promoción, desarrollo y fomento de las fuentes renovables. Actualmente existe un sistema de incentivos en el que el GSE se encarga de proveer:

- **Emisión de Certificados Verdes:** Son valores que certifican la producción de electricidad procedente de fuentes renovables, y representan un beneficio para el operador, se usan para cumplir con la obligación de inyectar a la red una determinada cuota de energía procedente de fuentes renovables.
- **La Tasa Todo-Incluido (*Instalaciones de menos de 1MW*):** Es decir, incluidos los incentivos y los ingresos por venta de energía, por un periodo de 15 años, se aplica a las instalaciones con puesta en funcionamiento posterior al 31 de diciembre de 2007, con una potencia nominal media anual no superior a 1 MW y de potencia eléctrica no superior a 0,2 MW para parques eólicos.

El 18 de diciembre de 2008, se aprobó el Decreto llamado “*Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell’articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n° 244*” (lo llamaremos DM 18/12/2008). Este DM da efecto a los mecanismos de incentivo ya establecidos por la ley n°244 del 24 de diciembre de 2007, y de la ley n° 222 del 29 de noviembre de 2007.

En lo que afecta a la GD, es destacable que en Italia, en los últimos años se está trabajando mucho en lo referente a la energía solar fotovoltaica. La normativa solar en Italia se basa sobre un sistema de primas a la producción, otro de sistemas de certificados, desgravaciones fiscales, facilidades para la financiación y subvenciones europeas, estatales y locales. Este sistema de primas o tarifas es conocido en Italia como el “**Conto Energía**” (Gestore Servizi Elettrici, 2008).

Este mecanismo para promover el uso de recursos fotovoltaicos entro en vigor el 19 de Septiembre del 2005 (Conto Energía), con la finalidad de dar incentivos para la construcción de sistemas fotovoltaicos. Para las instalaciones solares, según el Decreto Ministerial Italiano (Ministero dell'Economia e delle Finanze, 2007) se define tres tipos de integración para determinar la tarifa de incentivo, de tal manera de poder reconocer cada sistema fotovoltaico, donde tenemos:

- Planta no Integrada, donde el sistema es conectado en el suelo o se coloca en elementos de mobiliario urbano.
- Planta parcialmente Integrada, por ejemplo parte del tejado cubierta por celdas fotovoltaicas.
- Instalación Integrada, tejado completamente cubierto por celdas fotovoltaicas.

El operador del sistema cuenta con toda la energía producida por la planta, y reconoce al productor por un periodo de 20 años, dependiendo de la clase de compensación definida por el incentivo en tarifa eléctrica según tipo de instalación.

Según la normativa italiana, la electricidad producida por los sistemas fotovoltaicos, tienen derecho a un incentivo de pago, el cual es dividido de acuerdo a lo que se presenta en la Tabla 11.

Potencia (kW)	Tipo de Instalación		
	No Integrado	Parcialmente Integrado	Integrado
$1 \leq P \leq 3$	0,4 €	0,44 €	0,49 €
$3 < P \leq 20$	0,38 €	0,42 €	0,46 €
$P > 20$	0,36 €	0,4 €	0,44 €

Tabla 11: Incentivo de pago normativa italiana

Las tasas más altas son aprobadas para las pequeñas casas (hasta 3kW) las cuales se integran arquitectónicamente; así las tasas más baratas son aprobadas para las grandes instalaciones que no se encuentran integradas arquitectónicamente. Las tarifas se mantienen por un periodo de 20 años a partir de la fecha de entrada de la instalación, las cuales se mantienen constantes durante ese periodo. Sin embargo, cabe destacar que para las instalaciones que entren a partir del 1 de Enero del 2009 y el 31 de Diciembre del 2010, estas tasas tendrán una disminución de un 2%.

Para poder optar a los incentivos, es el titular de la planta el que tiene el derecho, con sujeción a las disposiciones del nuevo Decreto Ministerial Italiano, a solicitar y obtener el incentivo del GSE. Las tarifas de estímulo podrán ser recibidas por: las personas, las entidades jurídicas, el público y las unidades de condóminos residenciales y/o edificios.

Para las instalaciones con integración parcial o total en la arquitectura, el Decreto Ministerial Italiano, define los diferentes tipos de integración previstos para la concesión del incentivo. Presenta que la tarifa “base” se puede aumentar en un 5% en aquellos casos donde:

- Titulares con una autoproducción al menos del 70% de la energía producida. *Según la ley italiana, específicamente en el Decreto 16 Marco 1999, un auto-productor es aquel que produce electricidad y que autoconsume al menos el 70% de su producción anual.*
- Instalaciones cuya entidad responsable corresponde a una escuela pública o centro de salud público.
- Instalaciones construidas en edificios para fines agrícolas.
- Para las instalaciones responsables de la población local en donde viven con menos de 5000 habitantes.

Cabe destacar que según la normativa italiana, estos incentivos no son entregados para los sistemas fotovoltaicos los cuales ya poseen apoyo del gobierno nacional o regional; los incentivos se aplican a la energía producida por sistemas fotovoltaicos.

En Italia, los sistemas fotovoltaicos pueden vender la energía producida a través de dos métodos diferentes:

- Una venta indirecta, la cual se da a través de un acuerdo sobre la retirada por parte del GSE independientemente de la red a la que se conecta. El precio depende de la zona en la que se encuentre el productor, en donde para una potencia activa de hasta 1 MW existen precios fijos. La distribuidora, tiene la obligación de comprar toda la energía que inyecte la planta fotovoltaica a la red.
- Una venta “en vivo”, la cual se hace en el mercado de valores o mediante un mayorista (acuerdo bilateral). Los participantes en la venta de energía en el mercado deben firmar un contrato en donde se comprometen, entre otras cosas, a pagar una tasa de acceso, una cuota fija anual y una tasa por cada MWh negociados. También está la opción de vender la electricidad producida a través de un contrato bilateral con un operador/mayorista a un precio de venta, el cual es negociado directamente con la persona. No usado por la GD.

Los productores titulares de plantas fotovoltaicas pueden vender su producción al operador local mediante un contador, pero también poseerán un contador para los consumos propios. El primero para la detección y registro de la energía fotovoltaica total producida (Contador 1), y un segundo contador "bidireccional" (Contador 2) para la detección y registro de la energía intercambiada con la red. Para poder medir la energía producida, la normativa italiana implica la instalación de contadores capaces de identificar y poner a disposición del operador (vía electrónica) la medida. Para poder determinar los honorarios cobrados al propietario de la instalación, para las instalaciones menores a 20kW el operador de la red se encarga de la medición de la electricidad producida; en cambio para las instalaciones mayores a 20 kW es responsabilidad del productor.

Scambio sul posto:

Desde el día 1 de Enero de 2009 el GSE ofrece a aquellos clientes que lo soliciten, un servicio llamado “**Scambio sul posto**” – “Intercambio sobre el terreno”, (Del. AEEG 74/08), el cual permite a aquellos usuarios que dispongan de una instalación generadora, la inyección en la red de energía eléctrica generada y no autoconsumida en ese momento, para posteriormente recibir una compensación equivalente en la energía consumida al satisfacer un consumo posterior. Pueden solicitar este servicio:

- Aquellos que dispongan de una fuente renovable de hasta 20 kW
- Aquellos que dispongan de una fuente renovable hasta 200 kW (Si entro en funcionamiento después del 31 de Diciembre de 2007)
- Cogeneraciones de alta eficiencia de hasta 200 kW

5.2.2 Cogeneración en Italia:

La anterior normativa que se aplicaba a las plantas de cogeneración en Italia fue aprobada en el **Decreto Legislativo N° 79/99**. Este decreto encomendó a la Autoridad de la Energía Eléctrica y el Gas (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) el determinar en qué condiciones, la producción combinada de electricidad y calor podía ser llamado de cogeneración y disfrutar de los beneficios de aquella ley.

L'Autorità aprobó por tanto, el 19 de marzo de 2002, la **decisión n° 42/02**, que establecía que una planta es cogeneración cuando cumple ciertas condiciones, tales como su índice de ahorro de energía (IAE) y su límite térmico (LT), mas otros valores límite establecidos en modificaciones y adiciones posteriores. Esta clasificación está aún vigente, y lo estará hasta el 31/12/2010.

A día de hoy la nueva normativa que regula todo lo referente a la cogeneración ha sido aprobada en el **Decreto Legislativo N° 20 del 8 de febrero de 2007**, esta normativa introduce el nuevo concepto de la cogeneración de alta eficiencia (CAE), definiendo nuevos criterios para la definición de la misma, sin embargo hasta el 31 de diciembre de 2010, las condiciones para el reconocimiento de la CAE coinciden con los definidos por la decisión de l'Autorità en la decisión n° 42/02 y sus posteriores modificaciones y adiciones. Los principales beneficios que la nueva legislación da a la cogeneración de alta eficiencia son:

- La exención de la obligación de compra de certificados verdes (artículo 11, apartados 1, 2 y 3 del Decreto Legislativo N° 79 del 16 de marzo, 1999)
- La preferencia en cuanto a la elección de la electricidad producida mediante cogeneración frente a la producida a partir de fuentes convencionales (artículo 11, apartado 4, del Decreto Legislativo N° 79 del 16 marzo, 1999)
- La posibilidad de que las plantas de calefacción mediante cogeneración accedan, solo transitoriamente y en unas determinadas condiciones, a certificados verdes, (conforme a lo dispuesto en el párrafo 71 de la Ley 239/04, para las instalaciones individuales que cumplan los requisitos del artículo 14 del Decreto Legislativo N° 20 del 8 de febrero, 2007)
- La desgravación fiscal de los impuestos especiales del gas metano usado en la cogeneración (Decreto Legislativo n° 504/95, actualizado por el Decreto Legislativo 2 febrero de 2007, n. 26)
- La posibilidad de obtener, en el caso de que la planta sea llevada por empresas de servicios energéticos, o los distribuidores de electricidad y gas, certificados de eficiencia energética ("certificados blancos"), creados en el Decreto de 20 de julio de 2004. Ministerio de Actividades Productivas, de acuerdo con el Ministerio de Medio Ambiente.

Fuente [16]: Gestore dei Servizi Elettrici: <http://www.gse.it/attivita>

5.3. Análisis de la normativa en otros países europeos:

En este capítulo se han analizado superficialmente las normativas que afectan a la GD tanto en Alemania como en Italia. Se ha elegido Alemania por ser considerado como el país más avanzado en cuanto a generación mediante fuentes renovables, y por otra parte se elige Italia porque en los últimos años ha presentado un significativo avance en lo referente a energía solar fotovoltaica, la cual en muchos casos implica GD, convirtiéndose en el tercer país europeo (después de España y de Alemania) en potencia instalada.

De acuerdo a los datos mostrados, claramente se aprecia una circunstancia en común con el caso español, y es que en estos países (y en la mayoría de estados europeos) no existe una definición oficial de GD, ni tampoco ninguna regulación, estándar, norma, etc. que se aplique a la GD como tal.

En el caso alemán cabe destacar que la nueva ley de energías renovables regula la adquisición, el transporte y la retribución de la electricidad producida mediante algunas tecnologías de GD, fijando además criterios de interconexión y solucionando parte de la problemática que implica, por ejemplo al exigir la instalación de sistemas de acceso remoto por parte del operador de red en caso de sobrecarga para instalaciones con potencia superior a 100 kW. Sin embargo, esta ley solo se aplica a fuentes renovables convencionales, quedando fuera de ella algunas tecnologías que también implican GD, y que por tanto, presentan una problemática similar. En cuanto a la cogeneración, ésta viene regulada de forma independiente, con criterios técnicos y de interconexión propios.

En el caso italiano encontramos una situación parecida, al existir una completa regulación al respecto del régimen jurídico y económico en las actividades de transporte y generación de la energía procedente de fuentes renovables, sin embargo técnicamente no existen unos estándares o normativas que afecten a todas las tecnologías de GD de igual modo, sino que cada tecnología se acoge a su cuadro normativo propio, incluidas las cogeneraciones.

Es destacable el nuevo servicio que en la nueva regulación ofrece el GSE desde 2009, llamado “Scambio sul posto”, el cual repercute directamente en lo referente a la GD, ya que precisamente fomenta la generación en los puntos de consumo, al permitir inyectar energía a la red cuando el cliente no la está autoconsumiendo, recibiendo una compensación por esa energía.

6. Normativas sobre GD en el sector eléctrico norteamericano

6. Normativa sobre la GD en el sector eléctrico norteamericano

6.1. Normativa en EEUU

En EEUU, a diferencia de Europa, se está legislando directamente sobre la GD, aunque generalmente no se habla de “Generación Distribuida”, sino de “Recursos Distribuidos de Energía” (DER – Distributed Energy Resources), y la definición oficial del DOE es: Cualquier tecnología de generación eléctrica a pequeña escala (típicamente entre 3 y 10000 kW), modular y conectada a la red, que se sitúe en el punto de consumo, pudiendo en ocasiones proveer además de energía térmica a las instalaciones donde esté instalada.

Sin embargo no hay una legislación federal unificada que abarque a todo el país, sino que cada estado fija su propia reglamentación y normativa, manteniendo unos ciertos estándares (federales) en común con el resto de estados, además en muchos casos las distribuidoras tienen a su vez unas normas. Todo esto complica algo el mapa de la GD en EEUU.

6.1.1 Iniciativas Federales:

Para ayudar a solucionar este problema, el **IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers)** desarrolló en 2003 un estándar de interconexión para GD, se trata del “**IEEE Std 1547-2003 (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems)**”, ya que era la interconexión de la GD la que más problemas planteaba a nivel normativo.

Desde el año 2000 el propio **IEEE** dispone de un estándar para la interconexión de energía fotovoltaica de menos de 10 kW a la red eléctrica. Esta norma se titula “**Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems**” y se conoce como el **Std IEEE 929-2000**.

Por otra parte la **FERC (Federal Energy Regulatory Commission)** trabaja en lo referente a la interconexión de generadores:

- “Standard Interconnection Agreements for Wind Energy and Other Alternative Technologies” – La FERC hizo proposición de ley, en curso desde 2005.
- “Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures” – Norma aprobada, orden de la FERC N° 2006 de 12 de Mayo de 2005.
- “Standard Interconnection Agreements & Procedures for Large Generators (>20MW)” – Norma aprobada, ordenes 2003-A y 2003-B de 5 de Marzo de 2005 y de 20 de Diciembre de 2004.

Además en 2005 el Congreso de de los EEUU aprobó el “**Energy Policy Act 2005**” dentro del cual, en el título XII – subtítulo E, se incluían disposiciones relativas a la adopción de nuevas tarifas eléctricas “basadas en el tiempo”, “medición neta” de consumos (energía consumida menos energía generada), contadores inteligentes, normas de interconexión uniformes, programas de respuesta a la demanda, etc. todos ellos destinados exclusivamente a resolver parte de la problemática de la GD.

6.1.2 Iniciativas Estatales:

A continuación se muestran ejemplos de tres estados pertenecientes a EEUU con una aportación interesante al respecto de la normativa aplicable a GD:

Estado de California:

Actualmente son tres los organismos del estado que participan activamente en el desarrollo de normas aplicables al mercado de la Generación Distribuida:

- “California Public Utilities Commission” (CPUC) *Comisión de Servicios Públicos*
- “California Energy Commission” (CEC) *Comisión Estatal de la Energía*
- “California Air Resources Board” (CARB) *Junta de Recursos del Aire*

Marco regulatorio actual de la GD y la Cogeneración en California:

El marco regulatorio actual fomenta la GD a través de subsidios, incentivos y la inclusión de GD en planes futuros de actuación. Se han elaborado normas y reglamentos con el objetivo de fomentar diferentes formas de GD y cogeneración. Asimismo destaca la implantación del sistema de “medición neta”, el cual permite al cliente medir la energía consumida menos la energía generada inyectada a la red.

La actual política estatal de energía tiene por objeto incorporar GD y cogeneración en la red pública, e incluir la GD en futuros procesos de planificación. El “Plan de Acción Energético de 2003” (**2003 Energy Action Plan**) incluyó un nuevo orden de preferencia en cuanto a recursos energéticos para California, donde la GD es el recurso preferido, junto a la eficiencia energética, la respuesta de la demanda (ahorro de energía), y las fuentes renovables. Además el “**2003 IEPR**” (**2003 Integrated Energy Policy Report**) planteó iniciar un estudio que señalara los beneficios de la GD y determinara el grado en que la GD puede o debe ser incluida en la planificación y gestión de la red pública.

En lo referente a la cogeneración California cuenta con tasas de espera “Standby rates” beneficiosas para la cogeneración, se han simplificado las normas de interconexión para generadores de hasta 10 MW, y las normativas de emisiones reconocen los beneficios de la cogeneración y la beneficia frente a otras fuentes. El estado además también promueve la cogeneración mediante incentivos financieros.

La situación actual a nivel regulatorio de la GD y la Cogeneración en el estado de California se resume en la tabla 12.

Tipo de regulación	Situación Actual
Políticas de planificación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La política energética del Estado tiene por objeto incorporar GD a la red pública y a los nuevos procesos de planificación y diseño. ▪ La cogeneración tiene cierta consideración en nuevos procesos de planificación y diseño. ▪ Existe un plan de energías renovables: Renewables Portfolio Standard (RPS)
Estructura tarifaria	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los precios de la energía son opacos, ocultan al cliente el precio real. ▪ La actual estructura tarifaria se basa en un precio medio de control que no incluye factores externos. ▪ Es muy difícil para la GD participar en los mercados de energía al por mayor. ▪ Es difícil a la cogeneración realizar nuevos contratos con las distribuidoras.
Incentivos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existen incentivos (Ej: subvenciones, créditos fiscales, préstamos a bajo interés, etc) con el objeto de promover la GD limpia. ▪ Existen incentivos financieros aplicables a la cogeneración, aunque son más escasos.
Normas y Reglamentos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se han modificado múltiples normativas y reglamentos para beneficiar a la GD (Ej: normas de interconexión, “medición neta” de consumos, exención de tasas, etc)

Tabla 12: Actual regulación de la GD en el Estado de California

Existen otras políticas relacionadas con aspectos medioambientales que igualmente influyen en la GD. El “2005 IEPR” señaló a la cogeneración como beneficiosa para la red, para la mejora de la eficiencia energética, para la seguridad y fiabilidad de infraestructuras críticas, y para la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero en California.

Existen programas de incentivos para fomentar la GD limpia. La **CEC (California Energy Commission)** administra el programa de Energías Renovables Emergentes (**Emerging Renewables Program – ERP**), el cual ofrece descuentos para inversores residenciales y pequeñas empresas que apuesten por renovables. La Comisión de Servicios Públicos de California (**California Public Utilities Commission – CPUC**) administra el Programa de Incentivos a la Auto-Generación (**Self-Generation Incentive Program – SGIP**) que ofrece descuentos para ciertas tecnologías o unidades de GD que no están cubiertas por descuentos del ERP. Como ayuda del gobierno también se disponen préstamos a bajos intereses en la Comisión de Energía de California CEC para proyectos de GD mediante fuentes renovables, fundamentalmente son créditos destinados a energía fotovoltaica y eólica, sin embargo no hay créditos para la cogeneración.

Si bien hay normas y reglamentos vigentes que benefician a la GD, en algunos casos otras normas o reglamentos impiden ciertas formas de GD. Algunos de los requisitos de interconexión están estandarizados en la regla R.21, lo que reduce tiempo y costes para diseñar la interconexión de GD, sin embargo una nueva estandarización de 2007 de la Junta de Recursos del Aire de California (**California Air Resources Board - CARB**), dificulta la interconexión para algunas tecnologías eólicas de GD suponiendo elevados costes en la interconexión. Las actuales tarifas del gas natural requieren de grandes instalaciones de GD para rentabilizar la compra de gas natural a cualquier proveedor.

La estructura tarifaria eléctrica actual en California se basa en un “promedio de control” de precios. Los factores externos (por ejemplo, los impactos ambientales, el lugar donde se genera, etc.) no se incorporan a estos precios. Este enfoque supone, desde la perspectiva del cliente en el nivel minorista, que todos los kWh que consume tienen el mismo valor, independientemente de cómo, cuándo y dónde se generan. La falta de una señal en el precio, o de una garantía de origen que cambiara el comportamiento del cliente infravalora los aspectos medioambientales o locales en los que la GD o la cogeneración puedan estar beneficiando al cliente.

Fuente [19]: California Energy Commission: Staff Report – Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California, March 2007. CEC-500-2007-021

Estado de Nueva York:

Nueva York se convirtió en 1999 en el segundo estado norteamericano en adoptar normas uniformes sobre la interconexión de sistemas de GD con la red eléctrica. De este modo el estado de Nueva York creó su primer estándar para la interconexión (**Standardized Interconnection Requirements for DG - SIR**).

Hasta el año 2004 el SIR se limitaba a generadores con potencia igual o inferior a 300 kW, sin embargo en 2004, y después de otras modificaciones, la **NYPSC (New York Public Service Commission)** incrementó la potencia límite hasta 2MW para acogerse a la normativa, además en 2004 se incluyó un estándar de **Underwriter’s Laboratories – (UL)** sobre la certificación de equipos de GD, y también se amplió la aplicabilidad del SIR más allá de las redes de distribución radiales, para ahora incluir también las complejas redes de distribución malladas que existen en grandes áreas urbanas entre las que se incluye la ciudad de Nueva York y todo su entorno metropolitano.

La compañía Con Edison (principal distribuidora en Nueva York) actualmente aplica por su cuenta los criterios del SIR a generadores de hasta 5MW.

La normativa de Nueva York sobre la interconexión (SIR) es compatible con el estándar **IEEE Std 1547-2003** vigente a nivel federal desde 2003 (posteriormente). Asimismo esta normativa es explícitamente aplicable para los sistemas de cogeneración. Se aplican a la interconexión unos costes estándar de 375 dólares.

A través del “programa de Generación Distribuida y Cogeneración” del **NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority)**, el estado de Nueva York presta importantes incentivos económicos a la GD además de asistencia técnica para favorecer la implantación de la cogeneración. En los últimos siete años (hasta 2008) se han invertido en torno a 98 millones de dólares en estos programas, aproximadamente el 75% se ha invertido en equipos permanentes de GD situados en áreas no urbanas (en el campo), con una potencia total instalada en torno a 200MW.

Fuente [20]: *ACEE: The 2008 State Energy Efficiency Scorecard, October 2008. ACEE (American Council for an Energy-Efficiency Economy) Report Number E086.*

Estado de Connecticut:

Al igual que otros estados, Connecticut fomenta la GD con diferentes políticas de ayudas e incentivos, a la vez que dispone de una regulación referente a los criterios de interconexión específica pero compatible con los estándares federales. En diciembre de 2007 el **DPUC (Connecticut Department of Public Utility Control)**, aprobó nuevas directrices sobre la interconexión de sistemas de GD y tecnologías de cogeneración con capacidad de hasta 20MW.

La normativa de interconexión del estado de Connecticut se aplica directamente a las compañías distribuidoras que trabajan en el estado, “*CL&P - Connecticut Light and Power Company*” y “*UI - United Illuminating Company*”, y siguen el modelo de las normas federales de la **FERC (Federal Energy Regulatory Commission)**.

Las directrices de interconexión de Connecticut, al igual que las de la FERC incluyen una clasificación de los sistemas de GD en tres niveles:

- Sistemas (debidamente certificados) de potencia no mayor de 10kW.
- Sistemas (debidamente certificados) de potencia no mayor de 2MW.
- Todos los demás sistemas con potencia no superior a 20MW. Nota: La normativa incluye disposiciones adicionales para la GD de más de de 5MW.

La normativa de Connecticut incluye un estándar de interconexión, y también unas tasas de aplicación según el tipo de sistema de GD que se trate. Tanto los propietarios de GD como las distribuidoras se deberán acoger a la normativa.

“General Statutes of Connecticut, Cap. 283, Sec. 16-243a.”

“CT DPUC Decision, Docket No. 03-01-15RE01”

Sin embargo esta normativa es considerada más estricta que los estándares federales de la FERC. Se diferencia de las normas federales en diferentes aspectos:

- Los propietarios de GD están obligados a instalar un interruptor de desconexión externo y un transformador de interconexión.
- Los propietarios de GD deberán indemnizar a su distribuidora por toda acción y causa que la perjudique, incluyendo lesiones personales y daños a terceros.
- Los propietarios de GD están obligados a tener seguros de responsabilidad civil por un monto determinado según la potencia de su sistema.
- Las distribuidoras deben colaborar presentando a la DPUC un informe de situación periódico de investigación y desarrollo al respecto de los estándares de interconexión en su área de la red.

En cuanto a las políticas de fomento de GD, Connecticut ofrece una exención de impuestos de propiedad para los sistemas de energías renovables de “clase I”, y para las pequeñas instalaciones hidroeléctricas que generan electricidad a nivel residencial privado. Además todos los municipios de Connecticut están autorizados, pero no obligados, a ofrecer una exención de impuestos de propiedad para sistemas de cogeneración debidamente certificados. **“General Statutes of Connecticut, XII, Cap. 203, sec. 12-81”**

Al igual que en otros estados, desde 2006 existe un programa de ayudas a la financiación a largo plazo de proyectos de GD dotado con 150 millones de dólares. **“General Statutes of Connecticut, XVI, Cap. 283, sec. 16-243j.”**

En cuanto a la cogeneración, y como resultado del **RPS (Renewable Portfolio Standard)** de 1998, el estado de Connecticut reconoce a la cogeneración como recurso renovable de energía, siempre que su eficiencia supere el 50%. En el RPS se estableció una estructura de niveles de recursos energéticos, dentro de la cual las tecnologías de cogeneración forman la “clase III”, que se supone conformará el 4% de la energía consumida por el estado en 2010. **“General Statutes of Connecticut, Cap. 283, sec. 16-245a.”**

Existe una normativa de emisiones específica (sección 42) para GD, esta normativa regula las emisiones de óxidos de nitrógeno, partículas, monóxido de carbono y dióxido de carbono de los generadores individuales distribuidos de potencia menor de 15 MW. Este reglamento incluye explícitamente la cogeneración. Siempre que un sistema de cogeneración cumpla los requisitos mínimos de eficiencia, podrá recibir “créditos” en contra de sus emisiones, basados en un cálculo del consumo energético que evitó tal sistema. **“Sec. 22a-174-42”**

Fuentes [20] y [21]: *ACEE (American Council for an Energy-Efficiency Economy)*
DSIRE (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency)

Normativas estatales sobre Interconexión:

Como hemos podido observar en los tres ejemplos propuestos, en EEUU existen diferentes políticas, normativas, criterios de interconexión, etc. sobre la GD, según el estado en el que estemos.

Sin embargo, sobre los criterios de interconexión, en todos los casos se cumplen unos estándares mínimos (comunes a todo el país) incluidos en las normas federales de la **FERC**, diferenciándose tan solo en aspectos poco relevantes que en adelante analizaremos.

A día de hoy 37 de los 50 estados de EEUU, Washington D.C., y Puerto Rico han creado normativas independientes sobre la interconexión de GD, cada una con sus características propias, sobre todo al respecto del límite de potencia de los sistemas de GD para acogerse a las normativas de interconexión. Los estados que no han regulado simplemente se acogen a los estándares generales federales.

En la figura 36 se muestra el mapa de las normativas de interconexión en EEUU, los estados con normativa propia se muestran coloreados, se incluye para cada estado el límite de potencia (en kW) para acogerse a la normativa de interconexión.

Fuente [21]: DSIRE (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency)

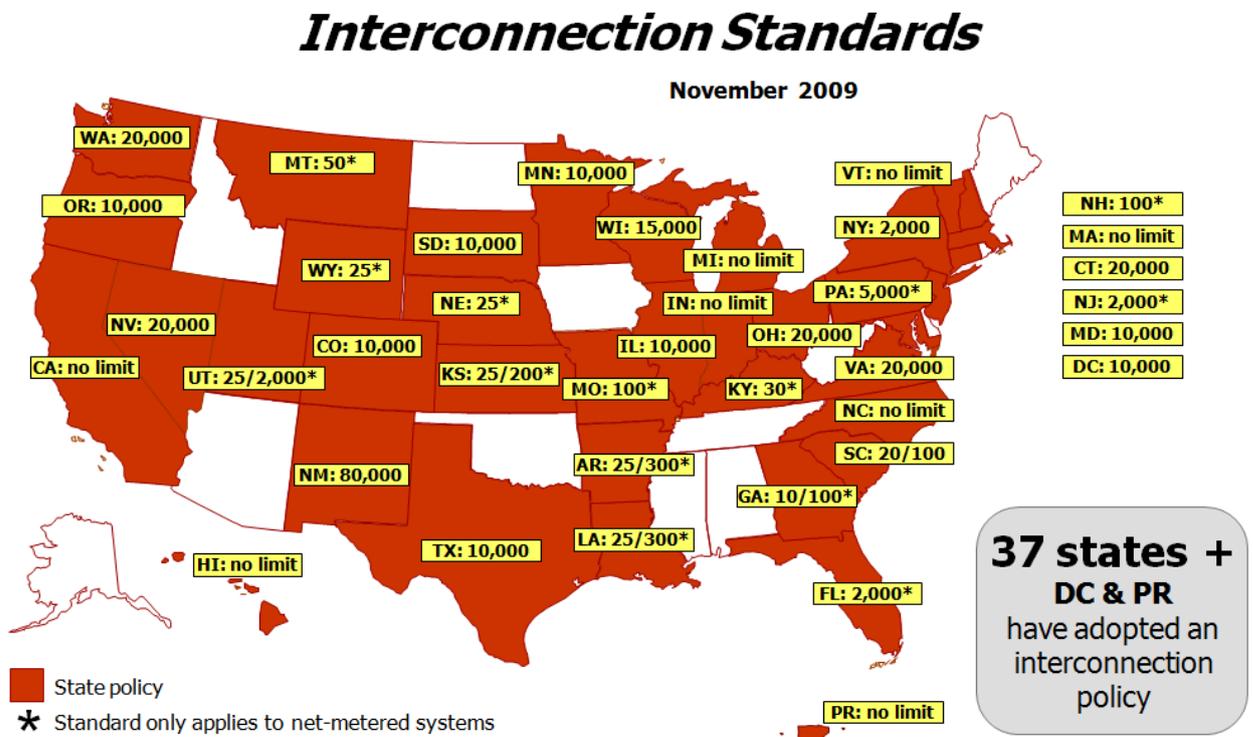


Figura 36: Mapa de las normativas de Interconexión en EEUU

Normativas estatales sobre “Medición Neta”:

En EEUU hay actualmente 42 estados más Washington D.C. que utilizan alguna variante de “Medición Neta” (Net Metering), rigiéndose por la **Energy Policy Act 2005**. Esta ley señala que todas las operadoras públicas deben ofrecer “Medición Neta” a requerimiento de sus clientes. Sin embargo, y pese a todo, estas normas son muy restrictivas y en muchos casos impiden el crecimiento del mercado. New Jersey y Colorado son considerados como los estados que tienen mejores políticas.

En la figura 37 se muestra el mapa de las normativas de “Medición Neta” en EEUU, los estados con normativa propia están coloreados, se incluye para cada estado el límite de potencia (en kW) para acogerse a la normativa de “Medición Neta”.

Fuente [21]: DSIRE (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency)

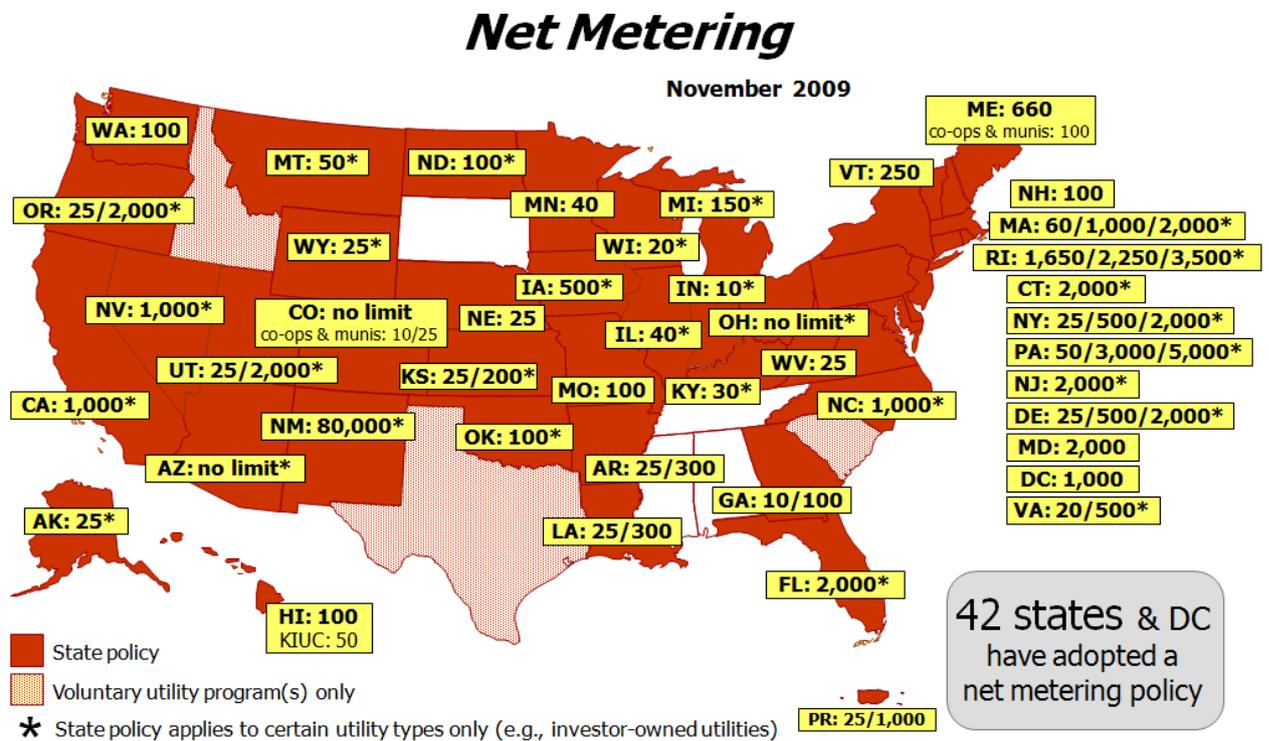


Figura 37: Mapa de las normativas de “Medición Neta” en EEUU

Resumen – Políticas estatales de ayuda a la GD:

A nivel estatal existen muchas y variadas políticas de fomento de GD y de energías renovables en EEUU, muchos estados tienen su propio Plan de Energías Renovables, donde incluyen ayudas fiscales, exención de impuestos, preferencia de generación frente a otras fuentes no renovables, etc. Existen muchos tipos de ayuda, y de políticas, siempre en virtud de las características del mercado eléctrico en cada estado, por lo que no se considera necesario hacer un análisis de tales políticas más allá de lo ya mostrado en los tres ejemplos propuestos anteriormente.

6.2. Normativa en Canadá

En Canadá, al igual que en EEUU, no se habla de GD sino de Recursos Distribuidos de Energía, **DER (Distributed Energy Resources)**. Sin embargo, a diferencia de EEUU en Canadá es muy reciente el reconocimiento y definición oficial de la GD. Mientras que en algunos estados de EEUU ya se estudiaba una regulación sobre GD a finales de la década de los noventa, la primera normativa sobre GD aprobada en Canadá data de 2006. A nivel político sucede algo parecido, al aparecer solo en los últimos años importantes políticas de fomento de las energías renovables (lo que implica GD).

Precisamente a nivel político, en un esfuerzo de colaboración, la **EFC (Electro-Federation Canada)** y **NRC (Natural Resources Canada)** se han comprometido a apoyar conjuntamente la adopción de alternativas energéticas renovables (por ejemplo, fotovoltaica, eólica, pilas de combustible, microturbinas, biomasa, etc.). Un objetivo importante de este esfuerzo de colaboración es el establecimiento y fomento de una industria sostenible y viable de GD en Canadá. El proyecto, a día de hoy ya ha dado sus frutos, al aparecer directivas y estándares que regulan la interconexión de GD en Canadá.

El primer estándar nacional de interconexión de GD en Canadá fue emitido por la **CSA (Canadian Standards Association)** y aprobado en 2006, La referencia de esta norma es **CAN/CSA-C22.2 No. 257-06**, y se titula: "Interconnecting inverter-based micro-distributed-resources to distribution systems". Esta norma es el resultado de la adopción y revisión de la Guía de Conexión de MicroPower, publicada en 2003, y forma parte de una serie de normas emitidas por la CSA, dentro de la parte II del Código Eléctrico Canadiense.

La **CAN/CSA-C22.2 No. 257-06** especifica los requisitos eléctricos para una interconexión segura de sistemas de micro-generación-distribuida basada en inversores electrónicos, conectados a la red de distribución a una tensión nominal de 600V o inferior (conexiones trifásicas y también monofásicas).

Para la interconexión de sistemas de GD (hasta una potencia máxima de 10MW) a redes de distribución con tensiones superiores de 600V, y hasta un máximo de 50kV, la CSA aprobó en 2007 otro estándar nacional, la **CAN/CSA-C22.3 No. 9**, titulada: "Interconnection of Distributed Resources with Electricity Supply Systems". Esta norma forma parte de la parte III del Código Eléctrico Canadiense.

6.3 Análisis de la normativa en el sector eléctrico norteamericano:

A la vista de los datos mostrados, existe una notable diferencia con el caso español (y europeo en general), ya que en EEUU se ha definido la GD, y además existen normativas y estándares al respecto incluso desde finales de los años noventa (California y Nueva York fueron los estados pioneros).

Cabe destacar que en EEUU se legisla sobre la GD a dos niveles, federal y estatal. A nivel federal la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) trabaja en lo referente a la interconexión de generadores, además desde 2003 existe el estándar IEEE Std 1547-2003 de interconexión, aplicable en todo el país. A nivel estatal, cada estado tiene a su vez sus propios criterios y sus propias normas, de acuerdo a las características y circunstancias particulares de sus redes, pero siempre estas normas han de ser coherentes con los estándares federales. En aquellos estados en los que no se ha regulado, simplemente las instalaciones de GD se acogen a los estándares federales de interconexión para GD.

A nivel político se fomentan algunas tecnologías de GD (principalmente renovables y cogeneración) desde los gobiernos estatales, con ayudas fiscales, subvenciones, etc. Además desde el gobierno federal también se fomentan políticamente, es el caso del “Energy Policy Act 2005”, donde señala que todas las operadoras públicas deben ofrecer “Medición Neta” a requerimiento de sus clientes, permitiendo que a su vez los estados lo regulen. En muchos casos las normativas sobre “medición neta” son muy restrictivas e impiden el crecimiento del mercado. New Jersey y Colorado son considerados públicamente como los estados que tienen mejores políticas al respecto.

En el caso de Canadá se muestra como este país también define GD y regula al respecto, sin embargo es mucho más reciente que el caso de EEUU, ya que la primera norma al respecto data de 2006. En Canadá existen dos normas fundamentales, la CAN/CSA-C22.3 No. 9, que se aplica a cualquier tecnología de GD (sin incluir la GD basada en inversores) con potencia menor o igual a 10MW conectada a una red de distribución de tensión menor o igual de 50kV. Y la CAN/CSA-C222 No. 257, que se aplica a los sistemas de GD basados en inversores, y conectados a redes de distribución a una tensión de 600V o menos.

Por tanto, una de las conclusiones de este proyecto será que, ante la necesidad de estandarizar y regular criterios de interconexión de GD en España, se priorice un análisis detallado previo de las normativas y estándares presentes actualmente en EEUU y Canadá, mencionados a lo largo de este capítulo.

7. Ventajas y Problemática reconocidas de la GD

7. Ventajas y Problemática reconocidas de la GD

7.1. Ventajas reconocidas de la GD:

La generación distribuida responde ajustadamente a los problemas de la generación tradicional. Por lo tanto las ventajas se catalogan en los mismos cuatro tipos: (1) en la producción y en la construcción, (2) en el funcionamiento, (3) en el servicio y (4) en el ambiente

La tecnología de la GD es modular y puede ser producida en masa por la industria. Esto significa que sus costes bajarán con la producción masiva. Además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación. La producción en masa hará las unidades de GD disponibles para comprarlas e instalarlas en un tiempo muy corto, que pueda ser de horas. Así el tiempo limitado, desde una intensificación de una necesidad hasta el momento de satisfacerla, cambia todo el modo de planificación. Las predicciones de la demanda en el futuro lejano y las instalaciones para satisfacerla anticipadamente, se convierten en menos necesarias.

La GD puede ayudar a las distribuidoras a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la red la distribución es restringida. Puede llegar a ser más rentable la GD que redimensionar una red. Si se usa GD como reserva, ésta puede aliviar la carga de la red en horas punta.

Los consumidores, por otro lado, orientados tanto a una alta fiabilidad y calidad como a un bajo precio del servicio, pueden decidirse por la GD, ya que el servicio ofrecido a estos dos extremos, es económicamente competitivo respecto a la generación tradicional. En cuanto a los consumidores aislados o fuera del alcance de la red, la GD es la solución única viable.

El uso, finalmente, de la GD por empresas eléctricas o consumidores disminuye drásticamente las pérdidas de energía en el transporte y la distribución.

La oportunidad que los consumidores se vuelvan en productores, provocará un cambio en el sistema social. La toma de decisión se trasladará a grupos sociales más amplios convirtiendo todo el proceso de la producción de energía, en más transparente y democrático. La repercusión de este cambio será un sistema eléctrico en que las inquietudes culturales, ambientales o económicas de los diferentes grupos sociales se tomarán en cuenta, convergiendo a las soluciones más adecuadas y ampliamente aceptadas. Además, la GD favorece el desarrollo de localidades o de áreas rurales, creando puestos de trabajo. En cuanto al punto de vista social, la GD puede hacer de la producción de la energía un asunto de toda la sociedad y redistribuir los grandes ingresos de la industria eléctrica, promoviendo la igualdad social.

Por otra parte, una generación dispersa y basada en las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, formando una micro-red, pueden ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de un fallo de todos es muy baja. Cuando uno falla es muy fácil para los otros compartir la carga. Generalmente, la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados.

La energía renovable, que por su naturaleza, se encuentra en forma dispersa y de poca densidad, no ofrece las ventajas de otros recursos, tales como carbón o gas natural, para los sistemas actuales de planificación y producción de energía, ya que la producción se basa en grandes centrales. Aparte de los grandes parques eólicos los proyectos de energía renovable son de pequeña escala, en que el usuario puede ser desde una empresa generadora hasta una casa residencial.

Así, la GD es un modelo donde la energía renovable tiene todas las oportunidades de florecer. El uso de la GD puede difundir más la energía renovable y comunicar sus beneficios ampliamente.

A esto podemos añadir la conveniencia de la GD para proyectos de cogeneración. Un gran parte de la energía primaria se consume para producir calor ya sea en las residencias o en la industria. Debido a que la generación distribuida está en el sitio del consumo, facilita la explotación del calor que en otros casos se rechazaría.

El uso de las energías renovables, el aumento de la eficiencia, la disminución de las pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales. En general, podemos decir que los proyectos GD se enfocan a un mayor desarrollo sostenible.

En los países menos desarrollados la GD puede ser el nuevo paradigma para satisfacer rápidamente y con eficacia la creciente demanda. Al contrario que la generación tradicional, la GD puede suministrar energía casi inmediatamente, o bien donde ésta se necesita urgentemente, o en regiones remotas. La GD, aunque no es barata, hace posible con inversiones pequeñas alcanzar gradualmente grandes objetivos. Generalmente, la GD es un modelo que se adapta a las condiciones locales y sobre todo puede gestionarse y mantenerse en la sociedad.

Sin embargo, la GD tiene unos inconvenientes. El ciudadano de a pie tendrá que hacer funcionar y mantener la instalación, y sobre todo asegurar el suministro del combustible para las instalaciones diferentes de las de energía renovable. En cuanto la GD está conectada a la red, es necesario un control más estricto, ya que la función y el mantenimiento de las redes de distribución es más complejo. Finalmente, una parte de las tecnologías de GD, las más innovadoras, no están aún probadas suficientemente en el mercado y por lo tanto representarían para los clientes un riesgo a la hora de su compra.

Conclusiones:

La GD aparece como el nuevo paradigma para la producción de electricidad por todo el mundo.

Los países menos desarrollados tienen la oportunidad de adaptar este modelo sin pasar previamente por el tradicional.

En los países desarrollados los beneficios de la GD se distribuyen tanto a las empresas eléctricas como a los consumidores. La primera puede evitar inversiones para mejorar la red de transporte y de distribución, en cuanto a los segundos tienen la capacidad de convertirse en productores. Esto provocará grandes cambios en el sistema social, ampliando el número de las personas que tomen decisiones sobre la producción de energía y el reparto de una parte de los ingresos del sector a más gente.

El uso de las energías renovables, el aumento de la eficiencia, la disminución de las pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales. De este modo la GD promueve las energías renovables y la eficiencia, contribuyendo a la lucha contra las emisiones de los gases de efecto invernadero y aportando un mayor desarrollo sostenible.

7.2. Problemática reconocida de la GD:

En este apartado se van a describir superficialmente las influencias a tener en cuenta de la GD en las redes de transporte y distribución, y en la gestión de las mismas. No se va a profundizar en este ámbito porque existen multitud de estudios e informes que recogen en detalle el análisis de la problemática. Tan solo recogemos sus conclusiones.

Al contrario que en otras tesis y lecturas sobre la GD en España, en este proyecto no se realizará un análisis detallado de las causas de tal problemática, sino que se expondrán directamente las conclusiones de otros estudios previos, ya que el objetivo de este proyecto no es el análisis de la problemática, sino el mostrar un análisis del estado actual de la GD en España, especialmente a nivel normativo. Todos los datos que se exponen en este apartado son las conclusiones del siguiente estudio:

Fuente: {
 Máster en gestión técnica y económica en el sector eléctrico.
 Universidad Comillas, Madrid
 Tesis de Máster: “La Generación Distribuida en España”
 Autor: David Trebolle Trebolle
 Año: 2006

7.2.1 Problemática de la GD en la planificación y diseño de redes

En cuanto a los criterios técnicos de conexión a la red, no existe una normativa clara y por ello cada compañía de distribución fija sus propios criterios. En general, un aspecto muy importante a la hora de instalar nuevas instalaciones generadoras a la red es la normalización y la racionalización de los criterios de protecciones de cada generador y su coordinación adecuada con las protecciones de la red de distribución (el objetivo de las protecciones de la interconexión es proteger a la red de la GD, o bien proteger a la GD de la red).

En MT y BT es de vital importancia la desconexión de la GD cuando detecten ausencia de tensión, mientras que en reparto y transporte (aunque ya no estaríamos hablando de GD) es importante su resistencia a huecos de tensión en redes malladas para favorecer la continuidad del suministro.

En cuanto a las nuevas inversiones debido al marco regulatorio actual, las compañías de distribución se ven obligadas a planificar sin tener en cuenta la generación distribuida inmersa en su red.

Cada año la compañía distribuidora debe hacer frente a la pregunta de ¿Cuánto va a crecer mi demanda en años venideros?, y realizar inversiones adecuadas al respecto. El problema con el que se encuentra la distribuidora es que debe tomar la decisión entre invertir para cubrir demanda neta (demanda bruta – GD) o bien, invertir para cubrir demanda bruta.

Si se optara por el primer criterio se podría dar el caso extremo de que la GD decida no generar, por las causas que sean, lo que causaría problemas a la distribuidora (sobrecargas, cortes de suministro...). Esto es perfectamente posible ya que la distribuidora no tiene un control sobre los generadores, al revés de lo que ocurre en transporte con el operador del sistema, que sí tiene control con la generación del Régimen Ordinario.

En general el distribuidor siempre se ve obligado a dimensionar sin tener en cuenta la GD

En ciertas publicaciones (Méndez Quezada, 2005) se plantea la alternativa de que la distribuidora podría plantearse a la hora de invertir si construir redes, o bien GD. Sin embargo la realidad de los esquemas regulatorios actuales impide que un agente que ejerce actividades reguladas (la distribución) ejerza actividades no reguladas (la generación). Esto imposibilita que la distribuidora sea propietaria de GD en España.

Hoy en día, el desarrollo de la GD es totalmente independiente del desarrollo de las redes de distribución, y no suele recibir ninguna señal de localización.

7.2.2 Problemática de la GD en la operación y explotación de la red.

En cuanto a la operación de redes de MT y BT, la GD tiene un menor impacto en lo referente a la continuidad en el suministro y/o fallos n-1, protecciones, tiempos de reposición y sobrecargas.

Se trata de líneas con carácter radial que al desconectar la alimentación en cabecera de línea fuerzan la desconexión de la GD aguas abajo, por criterios técnicos (imposibilidad de que la GD asuma la carga al no haber suficiente generación y no disponer de elementos de control frecuencia-potencia), y también por criterios de normativa (la regulación no permite a estos generadores trabajar en isla, y se deberán desconectar en ausencia de tensión).

Los tiempos de reposición no son afectados porque la demanda depende de la red de distribución. No es necesaria la intervención de la GD para reponer MT y BT.

En lo referente a las sobrecargas no existen puntos críticos que sobrecarguen la red de MT o BT ante ausencia de generación, pues la red se dimensionó sin la GD.

En cuanto a las pérdidas, la influencia de la GD se ha demostrado como muy positiva, pues a día de hoy la penetración no es muy elevada, y en general los flujos desde tensiones superiores a inferiores se reducen.

Se pueden considerar como aspectos más importantes que determinan el grado de reducción en las pérdidas la ubicación de la GD en la red de distribución, la topología y estructura de la red, el grado de penetración de la GD en la red, el perfil de demanda de la red, y el tipo de perfil de producción de la GD.

En cuanto a la calidad del servicio, el impacto más importante de la GD se debe a los huecos de tensión, y la posible desconexión de bolsas de potencia de GD. Aunque a día de hoy la normativa exige soportar huecos de tensión a la mayoría de las instalaciones de GD en España (eólica y solar), siendo este ya un problema menor. En el resto de impactos: armónicos, desequilibrios, etc. no se dan más inconvenientes que en otras instalaciones industriales habituales.

En cuanto a los perfiles de tensión, el mayor problema de la GD reside en la potencia activa que producen, lo cual modifica sensiblemente los perfiles de tensión. Existen clientes en MT y BT que reciben una tensión sobre la cual la distribuidora no tiene el 100% de su control, pero sí es responsable de ella al 100%.

En cuanto a la seguridad del personal de mantenimiento, la GD afecta en cuanto a que antes de que la GD existiera, la desconexión de la alimentación de la cabecera de una línea de MT daba garantías de la no existencia de tensión en la línea, sin embargo hoy es muy importante comprobar la ausencia de tensión ya que puede haber tensión de retorno desde “aguas abajo” debido a GD operando en isla. El aspecto crítico hoy se da entre las reglas 2 a 4 de las “cinco reglas de oro”.

7.2.3 Problemática de la GD en las potencias de cortocircuito

Todos los estudios coinciden en que la GD no supone un problema importante en cuanto a la potencia de cortocircuito en las redes de distribución. Se puede dar el caso de la conexión de GD a la red con aumentos significativos de la potencia de cortocircuito, pero esto supone un problema técnico de fácil solución, consistente en la instalación de aparellaje con un mayor poder de corte.

En la red de reparto no se han dado casos en los que se haya tenido que desmallar la red por elevadas potencias de cortocircuito como consecuencia de nueva generación entrante sino que únicamente se han dado casos en los que se ha tenido que cambiar aparellaje.

En la red de transporte (aunque no tiene que ver directamente con la GD tal como la definimos) se están empezando a dar situaciones con muy elevadas potencias de cortocircuito, o bien con situaciones de incumplimiento de $n-1$. Estas situaciones serán cada vez más repetitivas, como ya ocurre en países europeos con situaciones similares a las que previsiblemente llegará España a medio plazo.

No obstante recordemos que este tipo de situaciones son ocasionadas por la generación del Régimen Ordinario y no por la GD. Sin embargo se resalta este problema como punto crítico en cuanto a las potencias de cortocircuito se refiere.

7.2.4 Problemática de la GD en los servicios complementarios

Dentro de los servicios complementarios se ha estudiado el control frecuencia-potencia, en control tensión-reactiva, el arranque autónomo y la operación en isla.

En cuanto al control-frecuencia potencia, se destacan dos problemas:

El primero es la dificultad de previsión de producción de las tecnologías implicadas (eólica, solar, etc.) y por tanto la difícil estimación de la reserva secundaria necesaria para la adecuación de la generación a los cambios en la demanda. Hoy en día este problema empieza a ser menos importante porque gracias a los incentivos a la generación eólica esta está pasando al mercado libre, además de las cada vez más potentes herramientas de previsión con que se cuenta.

La desconexión masiva de GD en la red de distribución ante incidentes importantes de ámbito nacional. Tanto las instalaciones eólicas como las solares están a día de hoy obligadas por normativa a soportar huecos de tensión, lo que garantiza una cierta estabilidad al sistema, pero ante un problema importante a nivel nacional se produciría la desconexión masiva de muchos miles de instalaciones en toda España, lo que dificultaría enormemente la vuelta a la normalidad.

En cuanto control de tensión-reactiva, el impacto de la GD es importante pues los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas se ven alterados al tener instalaciones con inyección a la red, esto modifica los perfiles de tensión en la red.

Esto puede hacer incompatibles los requisitos técnicos normativos exigidos a la distribuidora o puede hacer que la distribuidora tenga que incurrir en inversiones y un gasto adicional.

En cuanto al arranque autónomo y operación en isla, tan solo cabe destacar que la práctica totalidad de las instalaciones generadoras conectadas a la distribución y acogidas al régimen especial no tienen la capacidad de arranque autónomo.

En cuanto a la operación en isla, ésta es un servicio complementario que hoy no está reconocido, no está contemplado regulatoriamente y además la compañía distribuidora tampoco puede fomentar estos fenómenos, ya que ella es la responsable del suministro y de la calidad del mismo, y si un generador quedara funcionando en isla, la distribuidora no podría garantizar unos niveles de calidad al estar fuera de su control. A día de hoy hay muy pocos (o ninguno) generadores distribuidos que puedan ofrecerlo.

8. Conclusiones

8. Conclusiones:

8.1 Definición de Generación Distribuida

En el mapa del sector eléctrico español se ha hecho patente un incremento en el número de instalaciones de GD en los últimos años. Surge así un nuevo modelo de generación eléctrica, alternativo al modelo tradicional de generación totalmente centralizada. En este modelo alternativo la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente.

La complementariedad entre ambos modelos de generación eléctrica es crítica para el desarrollo de futuros sistemas eléctricos de potencia, y tal complementariedad solo se podrá dar desde una regulación adecuada de las nuevas instalaciones de GD.

Sin embargo, y tal como se ha analizado a lo largo de la presente memoria, en España (y en Europa en general) no existe una definición oficial de GD, existiendo un importante debate acerca de tal definición.

Una de las conclusiones fundamentales de este proyecto es la necesidad real de definir oficialmente la GD como un tipo de generación eléctrica diferente a la generación centralizada, tal como ya se ha hecho en EEUU y Canadá. De modo que tal definición sirva de base para una necesaria regulación específica de la GD, la cual es cada vez más importante en el sistema eléctrico español, y que además presenta unas características técnicas y una problemática diferentes a las de la generación centralizada.

A lo largo del segundo capítulo de la presente memoria se han analizado ciertas definiciones de GD especialmente representativas por tratarse de organismos internacionales relevantes, o bien de autores de obras importantes al respecto. Proponiendo la siguiente definición de GD:

- ✓ Se entiende por Generación Distribuida (GD) aquella generación eléctrica en unidades modulares relativamente pequeñas (en general, inferiores a 10 MW) situadas cerca de los emplazamientos del consumo, y conectadas directamente a redes de distribución en media y baja tensión, siendo además no gestionable. Cualquier tipo de cogeneración (aunque fuera superior a 10MW) es considerada GD debido a que se encuentra directamente en un punto de consumo.
- ✓ Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una sola tecnología en particular, sino que abarca a muchas tecnologías diferentes de generación eléctrica
- ✓ Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

8.2 Situación de la GD en España

No existen estadísticas oficiales que consideren exclusivamente datos de GD, sino que se dispone únicamente de estadísticas publicadas acerca de las tecnologías concretas (independientemente de si son GD) o bien estadísticas acerca del Régimen Especial (aquellos productores de electricidad que utilizan la cogeneración, las fuentes renovables, y los residuos en instalaciones de potencia no superior a 50 MW, así como hidráulica hasta 10MW [mini-hidráulica]).

El Régimen Especial engloba la mayor parte de las instalaciones de GD presentes en España, sin embargo es destacable que la mayor parte de las instalaciones de energía eólica instaladas no son GD, así como tampoco lo son ciertos casos de energía solar fotovoltaica, al no entrar en la definición planteada de GD.

En cuanto a la potencia instalada, así como a la energía vendida en España, la GD presenta un evidente aumento en los últimos años, en parte debido a las políticas de fomento de fuentes renovables, que benefician a tecnologías de GD, especialmente en el caso de la solar fotovoltaica.

En el caso particular de la fotovoltaica es destacable el fuerte aumento producido en el año 2008, la mayor parte de la potencia instalada está conectada a la red eléctrica, de modo que el mercado de instalaciones aisladas, antaño predominante, se ha convertido en algo marginal. La fotovoltaica supone una parte importante de la GD en España, ya que existe un elevadísimo número de pequeñas instalaciones, que individualmente son de poca potencia (siempre menor de 10 MW salvo muy raras excepciones), pero que suman una cifra total de potencia instalada bastante considerable (entorno a 3000MW a finales de 2008).

Al respecto de la cogeneración es importante destacar que existe un importante mercado en España, la potencia instalada a finales de 2008 se situaba en torno a los 6100MW, la cual es íntegramente GD, además esta potencia ha estado en constante aumento los últimos años.

8.3 Normativa en España

A lo largo del cuarto capítulo de esta memoria se han analizado las diferentes normativas que se aplican hoy en España a las tecnologías de GD.

La mayor parte de las instalaciones de GD en España se regulan dentro del régimen especial, si bien existen ciertas tecnologías que son régimen ordinario. Este régimen especial de producción se halla regulado por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre, excepto en el caso particular de cogeneración no superior a 1 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que sólo tienen opción de vender en mercado regulado a tarifa, debido a que se hace necesario potenciar sus beneficios medioambientales, habida cuenta de que sus mayores costes no les permitirían dicha competencia.

En este proyecto se considera que el régimen jurídico y económico para estas instalaciones ya está resuelto, en cada tecnología de forma independiente, ya que según sus características se le aplicará un régimen u otro.

Por otra parte, al respecto de los diferentes criterios técnicos y de interconexión, existen múltiples textos legales para las diferentes tecnologías que implican GD. Y no existe una normativa unificada para GD, sino que cada tecnología viene regulada según unos criterios independientes de los de otras tecnologías que también son GD y sin embargo implican una misma problemática.

Una de las conclusiones de este proyecto es la necesidad de regular la GD en España (además de definirla, tal como se comentó en un punto anterior), de modo que las instalaciones de GD tengan que cumplir unas determinadas condiciones técnicas, criterios de interconexión, etc. independientemente de si su régimen de producción es régimen especial u ordinario. De este modo, lo que se considera necesario es principalmente la unificación y estandarización de los criterios técnicos de interconexión de GD.

A la hora de analizar las normativas en otros países, en los capítulos quinto y sexto, se ha observado como en Europa no se ha definido de forma oficial la GD, ni se ha regulado al respecto, y sin embargo en EEUU y en Canadá si existe la definición oficial de GD, y además se ha regulado al respecto, existiendo estándares de interconexión únicos para cualquier tecnología de GD.

Por ello, en la presente memoria se concluye que ante la necesidad de estandarizar y regular criterios de interconexión de GD en España, es importante analizar en detalle y estudiar previamente los estándares de EEUU y Canadá, señalados en el capítulo sexto.

8.4 Problemática de la Generación Distribuida

En cuanto a los criterios técnicos de conexión a la red, no existe una normativa clara y por ello cada compañía de distribución fija sus propios criterios.

En cuanto a las nuevas inversiones debido al marco regulatorio actual, las compañías distribuidoras se ven obligadas a planificar sin tener en cuenta la GD inmersa en su red. Hoy día el desarrollo de la GD es independiente del desarrollo de las redes de distribución, y no suele recibir ninguna señal de localización.

En cuanto a la operación de redes de MT y BT, la GD tiene un menor impacto en lo referente a la continuidad en el suministro y/o fallos n-1, protecciones, tiempos de reposición y sobrecargas. Se trata de líneas con carácter radial que al desconectar la alimentación en cabecera de línea fuerzan la desconexión de la GD aguas abajo, por criterios técnicos (imposibilidad de que la GD asuma la carga al no haber suficiente generación y no disponer de elementos de control frecuencia-potencia), y también por criterios de normativa (la regulación no permite a estos generadores trabajar en isla, y se deberán desconectar en ausencia de tensión). Los tiempos de reposición no son afectados porque la demanda depende de la red de distribución. No es necesaria la intervención de la GD para reponer MT y BT.

En lo referente a las sobrecargas no existen puntos críticos que sobrecarguen la red de MT o BT ante ausencia de generación, pues la red se dimensionó sin la GD.

En cuanto a las pérdidas, la influencia de la GD se ha demostrado como muy positiva, pues a día de hoy la penetración no es muy elevada, y en general los flujos desde tensiones superiores a inferiores se reducen.

En cuanto a la calidad del servicio, el impacto más importante de la GD se debe a los huecos de tensión, y la posible desconexión de bolsas de potencia de GD. Aunque a día de hoy la normativa ya exige soportar huecos de tensión a la mayoría de las instalaciones de GD en España (eólica y solar), siendo este ya un problema menor. En el resto de impactos: armónicos, desequilibrios, etc. no se dan más inconvenientes que en otras instalaciones industriales habituales.

En cuanto a los perfiles de tensión, el mayor problema de la GD reside en la potencia activa que producen, lo cual modifica sensiblemente los perfiles de tensión. Existen clientes en MT y BT que reciben una tensión sobre la cual la distribuidora no tiene el 100% de su control, pero sí es responsable de ella al 100%.

En cuanto a la seguridad del personal de mantenimiento, la GD afecta en cuanto a que antes de que la GD existiera, la desconexión de la alimentación en cabecera de línea daba garantías de la no existencia de tensión en la línea, sin embargo hoy puede haber tensión de retorno desde “aguas abajo” debido a GD operando en isla.

El aspecto crítico se da entonces entre las reglas 2 a 4 de las “cinco reglas de oro”, al hacerse fundamental la comprobación de ausencia de tensión en la línea tras su desconexión.

En cuanto al control-frecuencia potencia, se destacan dos problemas:

El primero es la dificultad de previsión de producción de las tecnologías implicadas (eólica, solar, etc.) y por tanto la difícil estimación de la reserva secundaria necesaria para la adecuación de la generación a los cambios en la demanda. Hoy en día este problema empieza a ser menos importante porque gracias a las cada vez más potentes herramientas de previsión con que se cuenta.

La desconexión masiva de GD en la red de distribución ante incidentes importantes de ámbito nacional. Tanto las instalaciones eólicas como las solares están a día de hoy obligadas por normativa a soportar huecos de tensión, lo que garantiza una cierta estabilidad al sistema, pero ante un problema importante a nivel nacional se produciría la desconexión masiva de muchos miles de instalaciones en toda España, lo que dificultaría enormemente la vuelta a la normalidad.

En cuanto control de tensión-reactiva, el impacto de la GD es importante pues los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas se ven alterados al tener instalaciones con inyección a la red, esto modifica los perfiles de tensión en la red.

Esto puede hacer incompatibles los requisitos técnicos normativos exigidos a la distribuidora o puede hacer que la distribuidora tenga que incurrir en inversiones y un gasto adicional.

En cuanto al arranque autónomo y operación en isla, tan solo cabe destacar que la práctica totalidad de las instalaciones generadoras conectadas a la distribución y acogidas al régimen especial no tienen la capacidad de arranque autónomo.

En cuanto a la operación en isla, ésta es un servicio complementario que hoy no está reconocido, no está contemplado regulatoriamente y además la compañía distribuidora tampoco puede fomentar estos fenómenos, ya que ella es la responsable del suministro y de la calidad del mismo, y si un generador quedara funcionando en isla, la distribuidora no podría garantizar unos niveles de calidad al estar fuera de su control. A día de hoy hay muy pocos (o ninguno) generadores distribuidos que puedan ofrecerlo.

9. Bibliografía y Fuentes

9. Bibliografía:

- [1] International Energy Agency (IEA): “*Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*” IEA; 2002
- [2] U.S. Department of Energy: “*The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion. A study pursuant to section 1817 of the energy policy act of 2005. February 2007*” www.oe.energy.gov/de.htm
- [3] California Energy Commission(CEC): *California Distributed Energy Resources Guide* <http://www.energy.ca.gov/distgen/index.html>
- [4] Ackermann, T.; Andersson, G.; Söder, L.: “*Distributed Generation: a definition*” Electric Power Systems Research, 2001.
- [5] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía de México (CONUEE): *Generación Distribuida* <http://www.conae.gob.mx>
- [6] D.G. de Energía, Industria y Minas de la Comunidad de Madrid: “*Guía Básica de la Generación Distribuida*” 2007
- [7] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España: “*Libro de la Energía en España 2007*”, “*Libro de la Energía en España 2008*”
- [8] Comisión Nacional de la Energía de España (CNE): “*Información estadística sobre ventas de energía al Régimen Especial 2009*” <http://www.cne.es>
- [9] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (Fenercom): <http://www.fenercom.com>
- [10] Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF): “*Informe Anual 2009*” <http://www.asif.org>
- [11] Red Eléctrica de España (REE): “*El sistema eléctrico español 2008*”

- [12] N.R. Friedman: "*Distributed Energy Resources Interconnection Systems: Technology Review and Research Needs*". NREL - National Renewable Energy Laboratory (EE.UU.). Septiembre de 2002.
- [13] Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España): <http://www.cogenspain.org>
- [14] U.S. Energy Information Administration (EIA): "*International Energy Outlook 2009*"
- [15] Bundesministerium der justiz (Ministerio Federal Aleman de Justicia):
Ley de Energías Renovables - http://bundesrecht.juris.de/eeg_2009
Ley sobre Cogeneración - http://bundesrecht.juris.de/kwkg_2002
- [16] Gestore dei Servizi Elettrici (Italia):
<http://www.gse.it/attivita>
- [17] U.S. Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE): "*IEEE Std 1547-2003 (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems)*", "*IEEE Std 929-2000 (Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems)*". <http://www.ieee.org>
- [18] U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC): "*Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures*", "*Standard Interconnection Agreements & Procedures for Large Generators (>20MW)*"
- [19] California Energy Commission: "*Staff Report – Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California, March 2007*" CEC-500-2007-021
http://www.energy.ca.gov/distgen/policy/regulatory_activity.html
- [20] American Council for an Energy-Efficiency Economy (ACEE): "*The 2008 State Energy Efficiency Scorecard, October 2008*" ACEE Report Number E086.
- [21] Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE):
"2009 Updates & Trends, October 26, 2009" <http://www.dsireusa.org>

[22] NRC (Natural Resources of Canada): “*DER Grid Interconnection Standards and Codes*”. Project: TIC706.1 <http://www.nrcan-rncan.gc.ca>

[23] David Trebolle Trebolle: “*Tesis de Máster en Gestión Técnica y económica del sector eléctrico: La Generación distribuida en España*” Universidad de Comillas, Madrid, 2006.

[24] Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA): “*Informe anual 2008*” Normativa en España: http://www.unesa.es/ley_sector/PAGINA_PRINCIPAL.htm