



UNIVERSIDAD DE LEÓN



ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS

INGENIERO DE MINAS

ESTUDIO DE PERTURBACIONES INTRODUCIDAS AL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA POR APLICACIÓN DE ENERGÍAS  
RENOVABLES COMO GENERADORES DISTRIBUIDOS

*STUDY OF PERTURBATIONS INTRODUCED IN THE ELECTRICAL  
POWER SYSTEM BY USING RENWEABLE ENERGY AS DISTRIBUTED  
GENERATION*

PATRICIA DE ANTA OTERO

**LEÓN, JUNIO 2010**

## 1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo principal de este estudio es el análisis de las perturbaciones que el nuevo modelo energético puede ocasionar en el sistema eléctrico tradicional. No sólo se abordarán cuestiones técnicas, sino también aspectos administrativos, económicos y sociales.

A lo largo de los diferentes capítulos se pretenderá dar una visión amplia y clara sobre la generación distribuida, en concreto con energías renovables, en diferentes aspectos:

- Tecnología disponible
- Beneficios e inconvenientes
- Legislación nacional, internacional y normativa interna de diferentes compañías eléctricas.
- Interconexión de nuevos proyectos a la red
- Perturbaciones y desestabilización de la red
- Análisis socioeconómico de su introducción en el sistema: precios en el mercado, primas por producción, impacto en el empleo, medio ambiente, etc
- Líneas futuras de la generación: Técnicas y nuevos modelos a largo plazo

## 2. INTRODUCCIÓN

Desde el principio de los tiempos, la sociedad se ha desarrollado alrededor de la energía, convirtiéndose en el elemento clave de toda actividad humana, permitiendo así, el desarrollo y avance de la sociedad. Tal es su incidencia en el mundo moderno, que no se concibe el desarrollo económico en un país sin un buen soporte energético.

El sistema eléctrico actual sigue un modelo de generación concentrada, esto quiere decir que la electricidad se genera en grandes centrales eléctricas distribuidas a lo largo del territorio del país y se distribuye mediante líneas de distribución de alta tensión, de este modo, el flujo es unidireccional.

Frente a este modelo de generación, el interés por un modelo de Generación Distribuida está creciendo. Los motivos del estímulo de este crecimiento son el desarrollo de las centrales de ciclo combinado, el aprovechamiento de fuentes de energía renovable como fuente de energía eléctrica y la nueva legislación.

Un pilar básico de la estrategia medioambiental es el apoyo al desarrollo de las energías renovables, apostando por ellas debido a su reducido impacto ambiental en comparación con otras energías, y en su carácter de recurso autóctono, que favorece, por tanto, el autoabastecimiento energético y la menor dependencia del exterior. Pero se justifica sobre todo por su contribución al desarrollo sostenible, que constituye uno de los objetivos básicos de la

política mundial a largo plazo. Y mediante diversos planes y legislación, se ha apoyado a estas fuentes de energía desde el Gobierno Español.

### 3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Aunque no existe un consenso sobre la definición de la Generación Distribuida, se podría decir a grandes rasgos que sería: “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”.

Existen diversas tecnologías para este tipo de generación, tanto sistemas convencionales como basados en sistemas de energías renovables. En la tabla se presenta un resumen de las diferentes tecnologías.

<b>TECNOLOGÍAS DE GD</b>	<b>Maduras</b>	Motor alternativo Turbina de gas Minihidráulica Eólica Solar térmica Fotovoltaica Residuos
	<b>Semi-maduras</b>	Biomasa Microturbina Pila de combustible
	<b>Emergentes</b>	Marina Geotérmica
<b>SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>Maduras</b>	Bombeo Batería
	<b>Semi-maduras</b>	Térmico Volante Aire a presión
	<b>Emergentes</b>	Hidrógeno SMES Ultracapacidades
<b>SISTEMAS DE INTERCONEXIÓN</b>		

#### *Sistemas de Generación Distribuida*

En cuanto a sistemas de energía renovable, centro del presente estudio, se puede concluir en que existe un gran abanico disponible, con diferente grado de madurez y aprovechando diferentes recursos, como agua, sol, viento o residuos.

Las tecnologías con mayor madurez serían la eólica terrestre y la hidráulica, consiguiendo altos índices de fiabilidad y altos rendimientos.

Para las compañías eléctricas la GD tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el coste en ampliaciones de la infraestructura de distribución. Por otra parte, la GD puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda. Presenta bastantes ventajas que aportan una mayor confiabilidad del sistema eléctrico.

No obstante, existen también algunas desventajas, especialmente ligadas a las herramientas de planificación tradicionalmente utilizadas por las compañías eléctricas, herramientas que deben ser modificadas para adaptarlas a la nueva situación. Estos problemas afectan a ciertas áreas clásicas, por ejemplo la planificación de las ampliaciones de la red, y también a nuevos campos, como las herramientas de predicción de la generación y el control de ésta, que se encuentra distribuida en cientos de unidades dispersas. Este tipo de conexión, contribuye a aumentar la complejidad de la operación del sistema eléctrico. Particularmente, por el efecto sobre el esquema de protección de la red de distribución, ya que los flujos de potencia pueden cambiar de dirección de acuerdo con el tamaño y la ubicación de la GD.

Otro tema importante que puede condicionar el desarrollo de la GD, es la participación de ésta en los servicios complementarios (o servicios del sistema) de la red. Los posibles servicios que esta nueva forma de generación puede proporcionar a la red al nivel de distribución incluyen el soporte de tensión, la potencia reactiva, la liberación de congestiones, y el servicio de reserva de emergencia para restaurar el servicio en una zona limitada de consumidores. Estos servicios, en el nivel de distribución afectan también al nivel superior del sistema de transmisión, de forma que proporcionan también apoyo a este sistema.

La aplicación de una u otra tecnología en la GD depende de los requerimientos particulares del usuario. Son numerosas las aplicaciones de la generación distribuida, autogeneración, cogeneración (Sistema Integrado de Calor y Energía), complemento de potencia en picos de demanda, generación de reserva o emergencia, suministro en emplazamientos remotos. Las más usuales son:

- Generación continua
- Generación en punta
- Generación aislada
- Soporte a la red de distribución
- Almacenamiento de energía

Respecto a los generadores que se utilizan en GD, en la tabla se resumen las características fundamentales de los generadores según la tecnología que se utilice.

<b>Tecnología</b>	<b>Interconexión a la red</b>	<b>Potencia típica</b>
Motores alternativos	Generador síncrono	5 kW – 10 MW
Turbinas de gas	Generador síncrono	1 MW – 250 MW
Microturbinas	Inversor	35 kW – 1 MW
Pilas de combustible	Inversor	250 kW – 5 MW
Celdas fotovoltaicas	Inversor	20 W – 100 kW
Generadores eólicos	Generador asíncrono	200 W – 3 MW

#### 4. CALIDAD Y PERTURBACIONES EN EL SEP

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es suministrar electricidad a todos los consumidores conectados a la red en cualquier instante y con la capacidad necesaria para cubrir las puntas de demanda. Asimismo, la energía eléctrica debe cumplir unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y la continuidad del servicio, de tal modo que no causen ningún perjuicio al buen funcionamiento del conjunto de la red, ni al de los equipos alimentados por dicha red eléctrica.

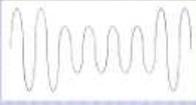
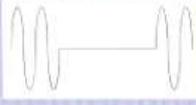
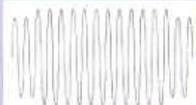
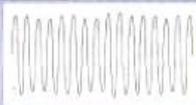
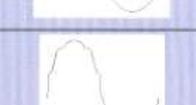
En teoría, la energía eléctrica que se genera en las centrales eléctricas y que se transporta por la red eléctrica es suministrada en la forma de un sistema trifásico de tensiones de naturaleza sinusoidal con una onda sinusoidal prácticamente perfecta y una frecuencia de 50 Hz, en Europa, y con un valor eficaz constante. Sin embargo, por diferentes motivos la onda que le llega al consumidor final puede tener alteraciones en lo que respecta a *frecuencia, amplitud, forma y simetría*.

Según el RD1955/2000, que regula la calidad del suministro en España, la calidad de servicio viene configurada por el siguiente contenido:

- Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

Respecto a la continuidad de suministro, teóricamente una calidad máxima, bajo este punto de vista, consistiría en un suministro ininterrumpido. En realidad, existen interrupciones de suministro, por lo que se han definido distintos índices de continuidad: TIEPI, NIEPI, TMDI, IDSR, IKR, IDS y END, que miden la calidad, con referencia a la potencia instalada, energía suministrada, número de incidentes o tiempo de corte

En la tabla se presentan las principales perturbaciones que afectan a los sistemas eléctricos:

TIPOS DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS MÁS FRECUENTES		
Nombre	Definición	
Hueco de tensión	$90\% U_n > U > 1\% U_n$ $10 \text{ ms} < \Delta t \leq 1 \text{ min.}$	
Corte de tensión (Interrupción)	- Corte breve: $U < 1\% U_n, \Delta t \leq 1 \text{ min.}$ - Corte largo: $U < 1\% U_n, \Delta t > 1 \text{ min.}$	
Sobretensión	$U > 110\% U_n$	
Subtensión	$U < 90\% U_n$ $\Delta t > 1 \text{ min.}$	
Fluctuaciones de tensión	$90\% U_n < U < 110\% U_n$	
Impulso	$\Delta t < \text{algunos milisegundos}$	
Armónicos	$f_{\text{armónicos}} = n f_{\text{fundamental}}, n = \text{entero}$ $f_{\text{fundamental}} = 50\text{Hz}$	
Desequilibrio de tensión	$ U_R  \neq  U_S  \neq  U_T $ y/o $\varphi_{RS} \neq \varphi_{ST} \neq \varphi_{TR} \neq 120^\circ$	
Variación de frecuencia	$f \neq 50 \text{ Hz}$	

Los **huecos de tensión** se definen, según la UNE-EN 50160, como bajadas bruscas y transitorias de la tensión de alimentación, por debajo de un límite establecido, generalmente el 90% de la tensión nominal o la tensión declarada hasta el 1% (10% RD 1955/2000).

Se dice que ha tenido lugar un **corte breve de tensión** cuando se produce la desaparición total de la tensión de las tres fases durante un tiempo superior a 10 milisegundos e inferior a 1 minuto. Es equivalente a un hueco de tensión que afecte a las tres fases y tenga una profundidad del 100%.

Al igual que para los huecos de tensión, la causa más común que los origina son las faltas en la propia línea de suministro de electricidad o en la instalación receptora.

Los huecos y cortes de tensión tienen un carácter fundamentalmente aleatorio. No es posible su eliminación total, ni tampoco reducirlos a partir de un cierto límite.

Se dice que existe **distorsión armónica** cuando la onda sinusoidal, prácticamente pura, que generan las centrales eléctricas sufre deformaciones alejándose de su valor sinusoidal. En general están producidos por cargas no lineales, es decir que carecen de linealidad su característica tensión-corriente.

La magnitud de los problemas que causan las tensiones armónicas en los equipos instalados en un determinado entorno electromagnético depende del grado de deformación de la onda y de la sensibilidad de dichos equipos a este tipo de alteraciones. En cualquier caso, la incidencia de la distorsión armónica generada por un receptor perturbador será menor cuanto mayor sea la potencia de cortocircuito en el PCC (Punto de Conexión Común).

Se dice que hay **fluctuaciones de tensión** cuando se producen variaciones periódicas o series de cambios aleatorios en la tensión de la red eléctrica. A su vez, las variaciones de tensión se definen como las variaciones del valor eficaz o valor de pico de tensión entre dos niveles consecutivos que se mantienen durante un tiempo finito no especificado.

Su duración va desde varios milisegundos hasta unos 10 segundos y con una amplitud que no supera el  $\pm 10\%$  del valor nominal.

Según la UNE-EN 50160, el **'Flicker'** es la impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo. Origina en quien lo percibe una sensación desagradable. Al igual que con la variaciones de tensión, la causa principal que los genera es que el sistema es muy débil para soportar la carga.

## 5. ASPECTOS LEGALES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La interconexión de generación distribuida en los sistemas eléctricos, ocasiona problemas cuya importancia depende del nivel de penetración alcanzado. Entre los problemas, tanto en la operación en régimen permanente como transitorio, pueden citarse: mal funcionamiento del esquema de protecciones, posible operación en isla, anulación de las ventajas del uso de reconectadores, generación de sobretensiones permanentes, excitación de ferroresonancia, e impacto en Calidad de Potencia.

Todos estos problemas poseen soluciones tecnológicas actualmente disponibles, algunas de ellas de implementación costosa. Por ello, se trata de alcanzar la solución a la problemática con el menor cambio en el sistema eléctrico, empleando el siguiente concepto: "frente a cualquier perturbación, la generación distribuida debe ser desconectada tan rápido como sea posible, devolviendo al sistema a su situación original". Este criterio es satisfactorio para la empresa eléctrica ya que su aplicación todavía no pone en riesgo a la estabilidad del sistema, pues la penetración de la GD no ha alcanzado montos importantes. Pero, tal solución no resulta atractiva para el dueño de la generación, que pierde confiabilidad, reduciendo la posibilidad de respaldo, al poder mantener alimentada su carga frente a perturbaciones del sistema. Este simple análisis,

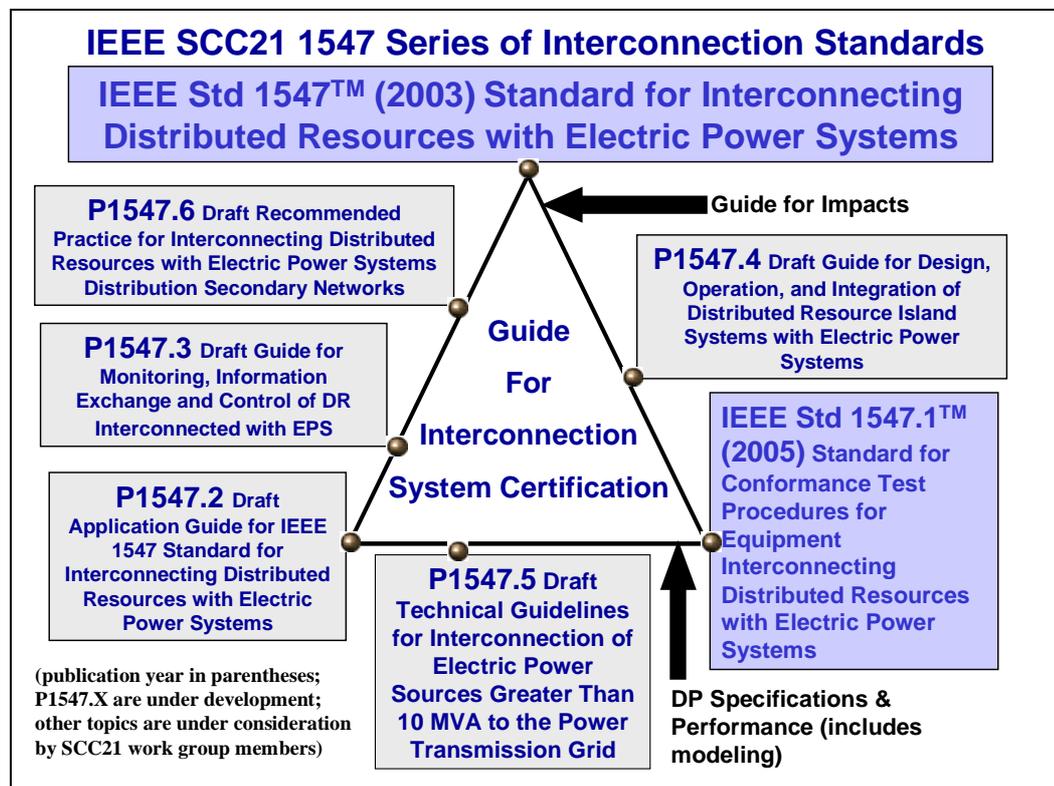
muestra que las soluciones a los problemas mencionados, presentan aspectos positivos y negativos, que impactan de forma distinta y muchas veces antagónica, a la empresa eléctrica y al usuario.

La manera de generar un ordenamiento en esta problemática es mediante la redacción de normas de interconexión. Actualmente existen unos estándares que dan indicaciones sobre la conexión a red, aunque sería conveniente la aparición de normas que facilitasen la ejecución.

En el caso de España, cada compañía eléctrica dicta los requisitos mínimos que deben cumplir estas unidades generadoras para ser conectadas a la red, atendiendo a las normas técnicas fijadas por el Ministerio de Industria y Energía.

Cabe destacar las siguientes recomendaciones y normas existentes y relacionadas con la GD:

**Estándar de interconexión de GD con la red IEEE 1547:** si bien no es de obligado cumplimiento, si supone la única importante referencia para normalizar las interconexiones y la operación de los sistemas de GD. En dicho documento se recogen especificaciones que deben cumplir los sistemas de interconexión de los generadores con la red para poder responder correctamente ante situaciones anormales: sincronismo, faltas, variaciones de tensión y frecuencia, calidad de la onda, islanding, etc. A pesar de ello no contempla situaciones que se pueden producir en este tipo de generación que pueden surgir a partir de la interconexión tales como contribución excesiva de corriente de corto circuito o ferresonancia. El cuadro de la figura resumen los documentos que componen este estándar.



En la **Orden de 5 de septiembre de 1985** (BOE núm. 219, de 12 de septiembre de 1985) se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.

El **estándar IEEE P929** “Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems”. Esta recomendación práctica contiene orientaciones acerca de equipamiento y funciones precisas para asegurar un funcionamiento adecuado en la interconexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica. Incluye factores relativos a la seguridad del personal, equipo de protección, calidad de la energía y sistemas de operación.

Este documento, además de recomendaciones, incluye seis anexos de importancia:

- Anexo A: Mínimo procedimiento de test para los inversores fotovoltaicos no aislados.
- Anexo B: Inversores fotovoltaicos y la interfaz con la red
- Anexo C: Interruptores y procedimiento de desconexión con la red
- Anexo D: Efecto isla
- Anexo E: Inversores fotovoltaicos bajo condiciones de falta
- Anexo F: Transformadores de distribución

El **estándar UL 1741** de seguridad *sobre inversores estáticos y controladores de carga para uso en sistemas de energía fotovoltaica* diseñados para el uso en sistemas de energía solar autónomos (no conectados a la red) y de servicios interactivos (conectados a la red).

El **RD 1663/2000** sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión ofrece varias recomendaciones para facilitar su conexión.

En el caso del operador español REE, se aprobó el **procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas**.

El **IEEE Std 519-1992** “Recommended practice for harmonics control in Electric Power System” recomienda límites básicos para armónicos.

Además de los estándares antes mencionados, cada compañía especifica unas normas técnicas y administrativas para la conexión a la red de las instalaciones de GD de tal forma que se garantice su compatibilidad con la red propiedad de la compañía distribuidora. Tales normas son de carácter obligatorio para todos los autoprodutores que deseen conectarse a las redes de BT, MT y AT propiedad de la compañía.

La interconexión de centrales de autoproducción a la red propiedad de la compañía cumplirá con cuantas disposiciones legales establezca para este tipo de instalaciones el Ministerio de Industria y Energía.

Cada elemento de la instalación del autoproducer y el conjunto de ellos, cumplirán con las características técnicas que exija la compañía en el punto de interconexión, que tal y como establece el Ministerio de Industria y Energía, será definido por la propia compañía así como las condiciones en las que se realizará la interconexión. Las condiciones técnicas que facilitará la compañía serán:

- Punto de interconexión a la red
- Tensión nominal de la red
- Potencia máxima y mínima de cortocircuito en la interconexión
- Presupuesto de los costes asociados a modificaciones en la línea de suministro y modificaciones necesarias en la red
- Presupuesto para la verificación de los sistemas de medida, protección, y teledisparo cuando corresponda
- Si existe reenganche automático, los datos de su funcionamiento

Las cuestiones y requerimientos técnicos exigidos por Unión Fenosa e Iberdrola son detallados ampliamente en el proyecto.

## **6. INTERCONEXIÓN DE LA GD A LA RED**

Cuando las nuevas instalaciones de generación se conectan o piden conexión a la red de distribución existen dos puntos de vista muy importantes para que exista una perfecta sinergia entre distribución -generación.

Por un lado a la distribuidora le interesaría que hubiera un marco regulatorio con señales de localización eficientes para minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.

Por otro lado a las instalaciones generadoras les interesaría una normativa clara en lo que se refiere a los criterios y ubicación en la conexión a la red así como una regulación clara de los costes en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

La GD debe cumplir básicamente las siguientes condiciones para su conexión en redes de distribución:

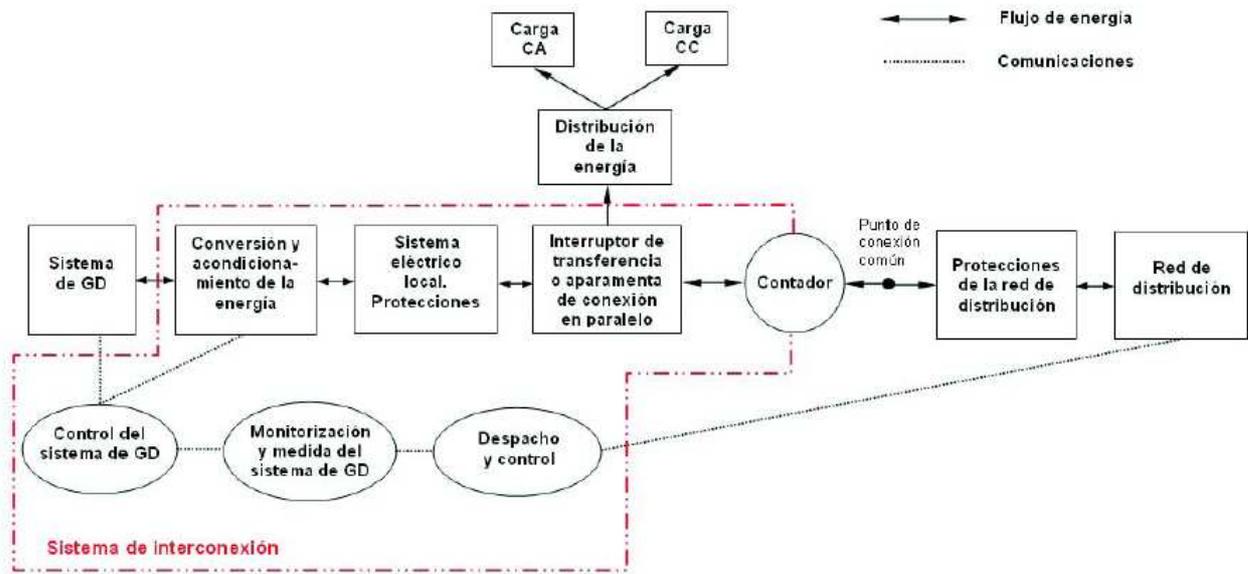
- El nivel de tensión de red al cual se conectará se decide en función la potencia que decida instalar.
- No se permite un rango de variación de tensión superior a un margen determinado +V en el nudo al cual se conecte el generador. Lógicamente esto dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta (robustez de la red).

- En lo referente a la forma de conexión, esto dependerá de si la conexión es en aéreo o en subterráneo y del nivel de tensión al que se conecte. Lógicamente los requerimientos son tanto mayores, cuanto mayor es el nivel de tensión al que se conectan pues las potencias instaladas son mayores y la repercusión en la red puede ser más significativa.
- La conexión a las instalaciones del distribuidor debe ser segura y confiable, tanto para el generador como para los clientes y empleados del distribuidor.
- Es necesario que los equipos de interconexión desconecten la generación frente a faltas o sucesos anormales en las redes del distribuidor, no permitiendo el funcionamiento de islas.
- Debido a requerimientos de red, típicamente se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador. (apartado d, artículo 20, RD 2818/1998).
- El propietario de la generación es responsable de las protecciones del generador y de los equipos de interconexión.
- El nuevo generador no debe causar una reducción de la calidad de servicio a los clientes conectados de la red. Ya sea alejamiento de valores normales de tensión y frecuencia, así como interrupciones y calidad de onda.

La solicitud del punto de conexión se realiza a la compañía distribuidora, que como se ha comentado, impondrá unas condiciones técnicas para la conexión a red.

Las condiciones para la conexión de autogeneradores a la red serán básicamente:

1. La capacidad de la línea será el doble de la potencia generada
2. La potencia de cortocircuito, en el punto de conexión, deberá ser como mínimo veinte veces la potencia generada.
3. Los componentes de un sistema de interconexión se resumen en la figura
4. El sistema de generación distribuida se conectará a la red de distribución en el Punto de Conexión Común.



*Sistema de interconexión*

La conexión puede ser directa o indirecta, en el caso de la generación eólica. En la conexión directa a red, el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica). En la conexión indirecta a red, la corriente que viene del alternador pasa a través de una serie de dispositivos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red; en generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

Estos sistemas de Conversión y acondicionamiento de la energía están formados por un inversor, que es el dispositivo electrónico que se utiliza para convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Además, un transformador de interconexión cuyas misiones son: adecuar los niveles de tensión, evitar la inyección de corriente continua al sistema, bloquear los armónicos triples, controlar las de corrientes de cortocircuito, facilitar la detección de sobrecorrientes desde el sistema y evitar las sobretensiones por resonancia.

Existe un control del sistema de GD, mediante dispositivos que controlan la unidad de GD y proporciona un interfaz de comunicaciones, gestión de energía, monitorización y medida.

Siempre que se conecta GD a la red hay que considerar la posibilidad de operación en isla, fenómeno conocido como islanding. Este es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de generación distribuida continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada. De este modo la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto carga como generación, de manera que se puede comprometer la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo.

El principal efecto de la conexión de GD sobre el sistema de distribución es el cambio en las pérdidas de energía del sistema. El papel de la GD es similar al de un banco de condensadores que se utilizan para la reducción de pérdidas, la diferencia radica en que su implantación modifica

tanto el flujo de potencia reactiva como activa y el banco, sólo la reactiva. Una ubicación óptima de la GD ayudaría a minimizar las pérdidas. Sin embargo, no siempre es posible la conexión de la GD en el punto donde se disminuyan sensiblemente las pérdidas, a este respecto se puede decir que existe cierta inflexibilidad de conexión. En general, el impacto de la GD sobre las pérdidas depende de varios factores.

Se han realizado varios análisis y simulaciones con objeto de observar la operación de un sistema de distribución cuando se conecta GD, pudiendo sacar como conclusiones las siguientes:

**Flujos de potencia:** Los resultados muestran que cuando existe GD en el sistema, en primer lugar, disminuyen los flujos de potencia pudiendo llegar en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia en la red de transporte en función de la carga del sistema y la potencia generada por la GD.

En segundo lugar, también es interesante resaltar que así como la potencia suministrada por las plantas de cogeneración, puede permanecer con pocas fluctuaciones, una vez determinada su conexión al sistema, la potencia suministrada por los parques eólicos al depender de una fuente primaria variable como es el viento, puede dar lugar a tener el máximo cuando la carga de potencia del sistema es mínima y viceversa.

**Pérdidas:** Las pérdidas de potencia se reducen en los sistemas de distribución siendo mayor esta reducción cuanto mayor es el nivel de GD introducida en el sistema.

**Variaciones de tensión y estabilidad:** Del análisis del funcionamiento de los sistemas evaluados se obtiene que el perfil de los niveles de tensión del sistema mejora con la introducción de GD. Sin embargo, la mejora del nivel de tensión no es en todos los nudos por igual, sino que la mejora depende de la localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema.

Analizando las curvas PV de los nudos del sistema, se puede concluir que la GD también mejora la estabilidad de tensión del sistema, siendo el nivel de esta mejora tanto mayor, cuanto mayor es el porcentaje de GD introducida.

**Niveles de fallo:** Para analizar la contribución al nivel de fallo de la GD conectada al sistema, se ha observado que se produce un incremento de la corriente de fallo en el caso de disponer de GD en el sistema.

**Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) en el sistema de Distribución:** La introducción de forma masiva de GD en el sistema de distribución, tanto en el caso base como con contingencias, hace que el valor de la Capacidad de Transferencia Disponible entre las distintas áreas del sistema de Distribución (CTDD) se incremente o disminuya, dependiendo de la cantidad de GD introducida en el sistema y de la localización de dicha generación distribuida.

### **Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) entre una zona con GD y el resto del sistema de**

**Distribución:** En algunas ocasiones puede ocurrir que si se inyecta en la red toda la potencia que en ese momento está produciendo la GD conectada al sistema de distribución, puede dar lugar a congestiones en las líneas que limita la capacidad de transferencia de potencia desde los nudos donde se inyecta la GD al resto del sistema, con el consiguiente riesgo de colapso. Con una buena predicción de las velocidades del viento para las zonas donde están ubicados los parques eólicos, la utilización de los modelos de producción eléctrica desarrollados puede ser útil para la prevención de congestiones en el modo de operación del sistema.

**Casos límite:** Cuando falla la conexión con la generación principal (red de transporte), dependiendo de las condiciones de funcionamiento el sistema puede permanecer estable o no, ello va a depender de las posibilidades de regulación de los generadores síncronos (cogeneración) que permanezcan conectados en el sistema. En el momento de la desconexión de la generación principal lo primero que se detecta es una bajada de tensión en los diferentes nudos del sistema, esta disminución de tensión afecta directamente a la potencia reactiva de los generadores de inducción (parques eólicos) debido a que las baterías de compensación producen menos potencia reactiva.

Además, la velocidad de los generadores eólicos dependerá de las posibilidades de regulación de los generadores síncronos (cogeneración) que permanezcan conectados en el sistema de distribución. Como conclusión, se puede decir que el comportamiento del sistema de distribución cuando se pierde la conexión con la red principal, dependerá de la GD de que disponga el sistema (cogeneración, parques eólicos,..etc) y de la cantidad y tipo de carga conectada a sus nudos. Y si debido a las contingencias resulta aislada un área en el que la única generación es la de los parques eólicos, los generadores de inducción tienen que hacer frente a un escenario dónde su frecuencia de referencia ha desaparecido. En esta situación dónde los generadores de inducción se encuentran aislados junto con algunas cargas locales, su conducta dependerá de esa carga local y de la potencia de las baterías de compensación de reactiva, según que pueda auto-magnetizar o no a los generadores de la inducción. En estas condiciones, si la carga es variable el comportamiento del sistema aislado puede ser casi imprevisible. Por lo que en todos los casos deben actuar las protecciones adecuadas para desconectar los generadores eólicos de la red.

## **7. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS DE LA GD RENOVABLE**

### **LEGISLACIÓN**

Mediante la Ley 54/1997, sobre regulación del sistema eléctrico, se establece la producción energética que se sitúa dentro de producción en Régimen Especial.

Con el RD 661/2007, se ha regulado la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. El objetivo principal de este RD es mejorar la retribución de aquellas tecnologías menos

maduras, como la biomasa y la solar termoeléctrica. Los cambios de mayor significación frente a la regulación hasta el momento existente consistieron en:

- a) La retribución se desligó de la tarifa eléctrica de referencia y la actualización de tarifas, primas y complementos se vinculó a indicadores como el índice de precios o el precio del gas natural.
- b) Se estableció una prima de referencia para la electricidad procedente del aprovechamiento de recursos renovables que participe en el mercado de la electricidad.
- c) La obligación de las instalaciones de régimen especial de constituir un aval al solicitar la conexión a la red de transporte se amplió a las solicitudes de conexión a la red de distribución.
- d) Los nuevos parques eólicos deberán de ser capaces de mantenerse conectados a la red eléctrica general, aunque tenga lugar una breve caída de tensión en la misma.
- e) Las instalaciones de régimen especial acogidas a la venta a tarifa deben presentar ofertas a precio cero por medio de un representante en el mercado de producción de electricidad.

Mediante este RD los ofrece a los titulares de las instalaciones acogidas al régimen especial pueden vender su producción o excedentes de energía eléctrica según las siguientes alternativas:

- **Tarifa Regulada:** el precio de venta de la electricidad, viene establecido en forma de tarifa regulada única para todos los períodos de programación.
- **Mercado Eléctrico:** el precio de venta de la electricidad es el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima.

Por lo general, resulta más rentable acudir al mercado eléctrico, especialmente en el caso de parques eólicos y grandes centrales hidroeléctricas. Para instalaciones de tamaño pequeño-mediano, antes de tomar una decisión hay que considerar y valorar económicamente los medios técnicos y/o humanos requeridos para acceder al mercado y la mayor volatilidad de los precios (a pesar del mecanismo de límites establecido en el RD 661/2007), por lo que lo habitual sería ir a tarifa regulada.

La elevada "rentabilidad" de las fotovoltaicas, propició que se replanteasen las primas hasta ese momento y, así, mediante el RD 1578/2008, se han modificado ciertos parámetros en el sistema retributivo de las fotovoltaicas. Para cada convocatoria de inscripción en el Registro de preasignación de retribución se establecerá unos cupos de potencia por tipo y subtipo que estarán constituidos por las potencias base, y en su caso, las potencias adicionales traspasadas o

incorporadas de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 4 de este artículo y al anexo IV. De igual modo se establece una fórmula que permite calcular los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas a la convocatoria n, se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior n – 1.

Consultando datos de de la página del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para el tercer trimestre del 2010 las tarifas serán:

- Subtipo I.1: 33,0597 c€/kWh
- Subtipo I.2: 29,5200 c€/kWh
- Tipo II: 26,5509 c€/kWh

Los cupos de potencia aplicables para la convocatoria del tercer trimestre de 2010 son:

- Subtipo I.1: 6,675 MW
- Subtipo I.2: 61,640 MW
- Tipo II: 52,105 MW

## **MERCADO ELECTRICO Y FIJACION DE PRECIOS**

El Mercado Eléctrico Mayorista ("pool") es el lugar donde se compra y vende la electricidad. El mercado de electricidad es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.

En España, la gestión económica del mercado de electricidad está encomendada al OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA - POLO ESPAÑOL, S.A., OMEL.

Los precios se determinan mediante un mecanismo marginal, es decir, que la demanda se cubre primero con las fuentes de generación más baratas y después se van incorporando las más caras hasta que se cruzan la oferta y la demanda. El precio resultante para toda la energía eléctrica es por tanto el del kWh más caro que se haya vendido en cada momento, independientemente de los costes de producción que tenga cada tecnología de generación.

Puesto que las renovables están primadas y entran a coste cero, se puede dar la paradoja que, en determinados momentos la energía nuclear más las energías renovables lleguen a cubrir el 100% de la demanda y no se requiera la producción de las centrales térmicas que es la que habitualmente fija el precio, por lo que el Precio de Final del Mercado Mayorista sea también cero

(es más barato no cobrar por la electricidad de origen nuclear que parar una central). Y esta situación se ha producido alrededor de 300h en lo que va de año.

Esta situación origina beneficios extraordinarios para ciertas centrales ya amortizadas o con bajos costes de producción, llamados Windfall profits.

Por otra parte, en el sistema eléctrico español, se registra un déficit tarifario, siendo éste la diferencia entre la cantidad total recaudado por las tarifas integrales y tarifas de acceso (que fija la Administración y que pagan los consumidores por sus suministros regulados y competitivos, respectivamente) y los costes reales asociados a dichas tarifas (costes de adquisición de la energía para las tarifas integrales, de transportar, distribuir, subvencionar determinadas energías que según el Ordenamiento Jurídico están incluidos en las tarifas, etc.). Por lo tanto, el déficit tarifario es un déficit de naturaleza regulatoria y no de naturaleza económica. En 2009 ascendió a 4490 millones de euros

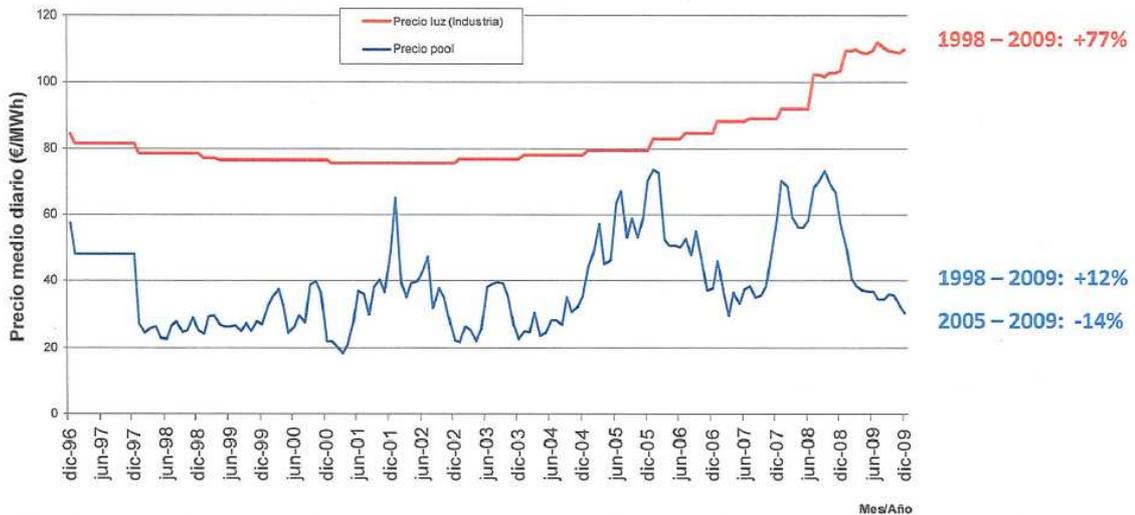
### **ANALISIS DE COSTES**

Según los datos de Eurostat, el coste de la electricidad en España para los hogares ha pasado de situarse por debajo de la media europea en 1998 ha pasar a ser de los más altos de la Unión Europea en 2009, tal y como se ve en la tabla.

<b>Precios de la electricidad en los hogares (€/Kwh)</b>				
	1998	2009	Diferencia Vs UE-27	Var. 09-98
Irlanda	0,0795	0,1789	44,7%	125,0%
Países Bajos	0,0868	0,144	16,5%	65,9%
Alemania	0,1256	0,1401	13,3%	11,5%
Reino Unido	0,1039	0,1399	13,2%	34,6%
<b>España</b>	<b>0,0946</b>	<b>0,1294</b>	<b>4,7%</b>	<b>36,8%</b>
Portugal	0,125	0,1264	2,3%	1,1%
<b>Zona Euro</b>	<b>:</b>	<b>0,1259</b>	<b>1,9%</b>	
Dinamarca	0,0673	0,1239	0,2%	84,1%
<b>UE-27</b>	<b>:</b>	<b>0,1236</b>	<b>0,0%</b>	
Grecia	0,0627	0,1055	-14,6%	68,3%
Suecia	0,0673	0,104	-15,9%	54,5%
Finlandia	0,0706	0,0974	-21,2%	38,0%
Francia	0,0962	0,0959	-22,4%	-0,3%
Polonia	:	0,0883	-28,6%	
Italia	0,1682	:		

Observando la tabla se desprende que el precio de la electricidad para los consumidores en 2009 creció casi un 37% respecto al precio de 1998. Además la tarifa actual es casi un 5% mayor que la media del resto de países europeos. Si se compara con países vecinos, se puede ver que en el caso de Francia, el precio ha disminuido y respecto a los demás países europeos tiene un precio aproximadamente un 23% más barato. En el caso de la industria esta subida respecto al año 1998 es aun mayor, situándose en un 77%, y el coste eléctrico para la industria española se encuentra muy por encima de la media de la UE (+17%).

En la figura se puede ver la evolución de los precios, tanto del pool como de la luz. Un incremento de los precios que no se puede explicar por la evolución del precio del mercado eléctrico (pool). El pool ha descendido un 31,5% entre 2005 y 2009, mientras que las tarifas han aumentado un 29,7%. Y en lo que va de año la subida de las tarifas es ya de un 2,60%, mientras que en marzo de 2010 el precio medio del pool ha descendido hasta los 27,96€/MWh.



Respecto a los precios de la energía, por primera vez en la historia del sistema eléctrico español, el MW generado nunca fue tan barato y contaminó menos que el día 28/12/2009. El precio que alcanzó la electricidad en el mercado diario durante diversas horas fue de 0€/MWh. Este fenómeno iniciado en esas navidades fue especialmente significativo el día 1 de enero de 2010 en que 15 horas cotizaron a cero y el 28 de febrero, en el que se llegó a 18 horas. Desde ese momento hasta el mes de marzo, se han acumulado 251 horas.

En la tabla se presentan las horas mensuales en las que el precio en mercado fue de 0€/MWh, según los datos de OMEL.

MES	Horas a 0 €/MWh
diciembre	16
enero	82
febrero	62
marzo	91

**Registro horas/mes con precio 0€/MWh en el mercado**

El motivo de este fenómeno es que las energías que se han ofrecido a cero, han sido suficientes para cubrir una demanda deprimida por la crisis económica.

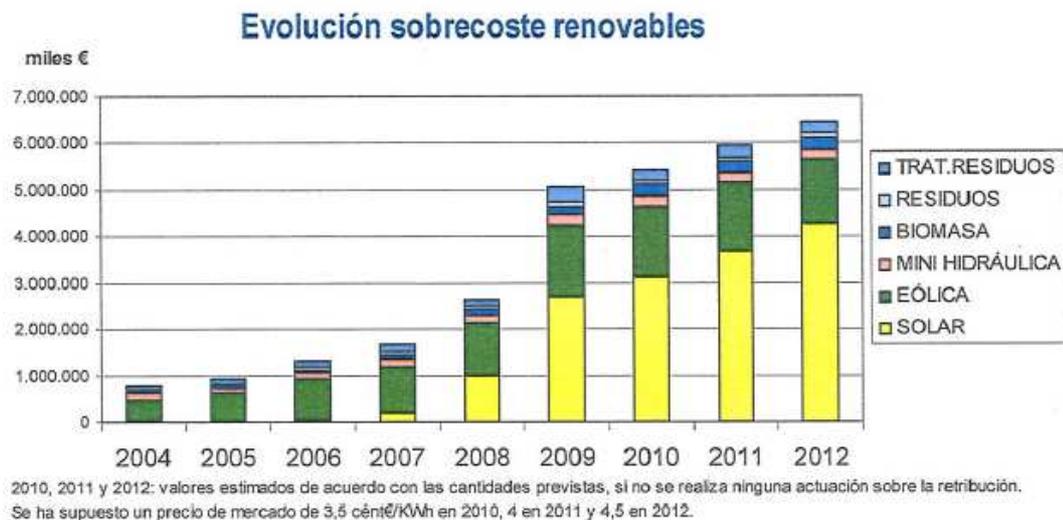
Esto no significa, sin embargo, que las generadoras que venden su energía en el pool no cobren nada, ya que reciben el precio medio diario de las 24 horas. Este precio también se ha resentido y comparando estos datos con los de años anteriores, se puede concluir que el precio medio de la

electricidad bajó respecto al mes equivalente del año anterior entre un 31 y un 48,8%. El precio medio en enero descendió un 42% hasta los 29,06 €/MWh, para febrero el descenso fue de un 32% hasta cerrar en 27,68 €/MWh y en marzo se registró un descenso del 48,8% hasta los 19,62 €/MWh.

Los expertos achacan este fenómeno a la coincidencia de dos factores: por un lado, el derrumbe de la demanda, que ha provocado que las energías más caras (el gas y el carbón, que eran las que marcaban el precio marginal) no lleguen a casar en el pool y, por otro, la abundancia de agua y viento, que se ha traducido en un gran volumen de producción renovable (eólica, esencialmente) e hidráulica. Es decir, una disminución de la demanda marcada por una situación de crisis económica, como la que ahora mismo se vive en España, unido a un incremento de producción de las energías renovables.

### **SISTEMA DE PRIMAS**

Desde 2004 a 2010, el importe de las primas se ha multiplicado por cinco, se puede ver observando la figura. Según el último informe sobre resultados de las liquidaciones provisionales del sector eléctrico, solo en 2009 se duplicó con respecto al año anterior hasta alcanzar los 6.215M€, lo que equivale en cuantía a toda inversión pública en I+D+i en España, de esta cantidad, 2.688 millones fueron solares, frente a los 1.608 millones eólicos. El aumento en las primas recibidas por el sector de las renovables fue de un 83%. La previsión para 2010 es de 6.300 M€, a los que habría que sumar 1000 M€ para la cogeneración. De todas las primas, las tecnologías entre las que se reparte la prima son por orden de importancia, energía solar fotovoltaica, energía eólica y cogeneración.



En concreto, según la previsión que realizó el Gobierno en su día para fijar los precios de la luz en 2009, se calculaba que las primas iban a suponer 4.008 millones, unos 700 millones más que en 2008. Finalmente, han supuesto un volumen un 55% superior al previsto, lo que hace tambalearse

el sistema y se convierte en un lastre para el usuario, que no es consciente en muchos casos de ese sobreprecio.

En la tabla se presentan los datos de las diferentes tecnologías, la potencia instalada en 2009, las instalaciones disponibles. La mayor parte de las instalaciones serían solares con 51.206, cifra alta y comprensible analizando el mercado regulatorio de hace unos años, muy propicio para invertir en este tipo de instalaciones. De igual forma, el precio medio de retribución es más alto para la energía solar al igual que la prima recibida. Sin embargo, el precio medio de retribución más bajo corresponde a la energía eólica, a pesar de ser la tecnología de mayor potencia instalada.

AÑO	TECNOLOGÍA	Datos					Prima equivalente* (miles €)
		Potencia instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total	
2009	COGENERACIÓN	6.067	17.548	846	1.512.718	8,620	845.601
	SOLAR	3.501	5.429	51.206	2.536.654	46,721	2.330.248
	EÓLICA	17.373	27.308	757	2.181.913	7,990	1.143.747
	HIDRÁULICA	1.985	4.188	931	337.659	8,062	178.437
	BIOMASA	648	2.180	111	241.104	11,060	158.232
	RESIDUOS	594	2.330	34	158.408	6,798	89.823
TRAT.RESIDUOS		650	3.165	48	395.019	12,480	274.687
Total 2009		30.799	62.149	53.931	7.363.474	11,848	5.000.775

Aunque una prima, como en cualquier tecnología incipiente, es necesaria como incentivo para despegar un nuevo sistema, el problema ha resultado que ha habido un crecimiento incontrolado y actualmente hay más de 30.000 megavatios, aproximadamente un tercio de toda la capacidad que hay instalada en España.

### **IMPACTO SOCIOECONOMICO**

No se puede negar que las energías renovables contribuyen al crecimiento de empleo. El sector de las energías renovables es un sector en auge, tal y como muestra el reciente informe "*Empleo verde en una economía sostenible*" publicado por la Fundación Biodiversidad y el Observatorio de la Sostenibilidad en España (OSE), en el que se analiza el potencial de los nuevos yacimientos de empleo verde en sectores emergentes como la gestión de residuos, la agricultura ecológica o las energías renovables.

A la vista de los resultados la mayor parte del efecto arrastre generado por esta nueva economía beneficia a la economía nacional, con lo cual, es lógico atribuirle al sector de energías renovables una trascendencia estratégica especial, con la consiguiente atención a su futuro desarrollo, máxime cuando España está consiguiendo en esta actividad ventajas competitivas a nivel internacional.

Sin embargo, no hay que dejar de lado la situación que la entrada de las energías renovables ha provocado en el mundo de la energía convencional. La disminución de la demanda eléctrica unida al aumento de las energías renovables ha hecho que se prescindiera de centrales que habitualmente se utilizaban para cubrir el cupo eléctrico demandado.

Según datos de UNESA, en 2009, se redujo la producción nuclear en un 10,5%. También se registraron descensos de las producciones con carbón y gas natural del 23,7 y el 9,1% respectivamente. El aumento de la producción hidroeléctrica fue del 8,4%. Es esperable que muchas de las centrales térmicas que actualmente queman carbón, paren su operación, al igual que muchos ciclos combinados de gas.

Estamos en una época de transición e incorporación de energías renovables al mix eléctrico. Y como tal, se encuentran enfrentados diferentes intereses. Por un lado las grandes compañías energéticas del país podrían verse amenazadas por una gran e incontrolada introducción de energías renovables. Por otro lado, una rebaja en exceso de las primas y ayudas a las energías renovables, podría suponer un retroceso y parón de todos los avances conseguidos hasta la fecha. Y en último lugar estaría el consumidor, último eslabón de la cadena, y que será el que pague los errores de una mala gestión.

Después de todo lo expuesto, se puede llegar a la conclusión de que el actual diseño del mercado eléctrico no es sólo mejorable sino que también tiene un sistema de retribuciones no equilibrado. Ya en 2008 la CNE avisaba de la necesidad de restituir el equilibrio retributivo de la producción eléctrica. Opinan que los usuarios deben pagar un precio que retribuya adecuadamente, y no por exceso, los costes del mix energético.

## **8. FUTURO DE LA RED ELÉCTRICA**

La Unión Europea ha marcado tres objetivos para el año 2020:

- Reducción de un 20% de las emisiones
- Alcanzar una cota de un 20% de generación renovable
- Mejorar la eficiencia un 20%

El desarrollo de la red Eléctrica contribuirá a lograr estos objetivos:

- Facilitando la integración de las Renovables
- Mejorando la eficiencia (pérdidas + gestión de la demanda)
- Integrandos masivamente el Vehículo Eléctrico

Los objetivos estratégicos del sector eléctrico español serán:

- Desarrollar infraestructuras de transporte y de distribución más eficientes y sólidas, que dispongan de funcionalidades operativas más avanzadas, que permitan el movimiento de

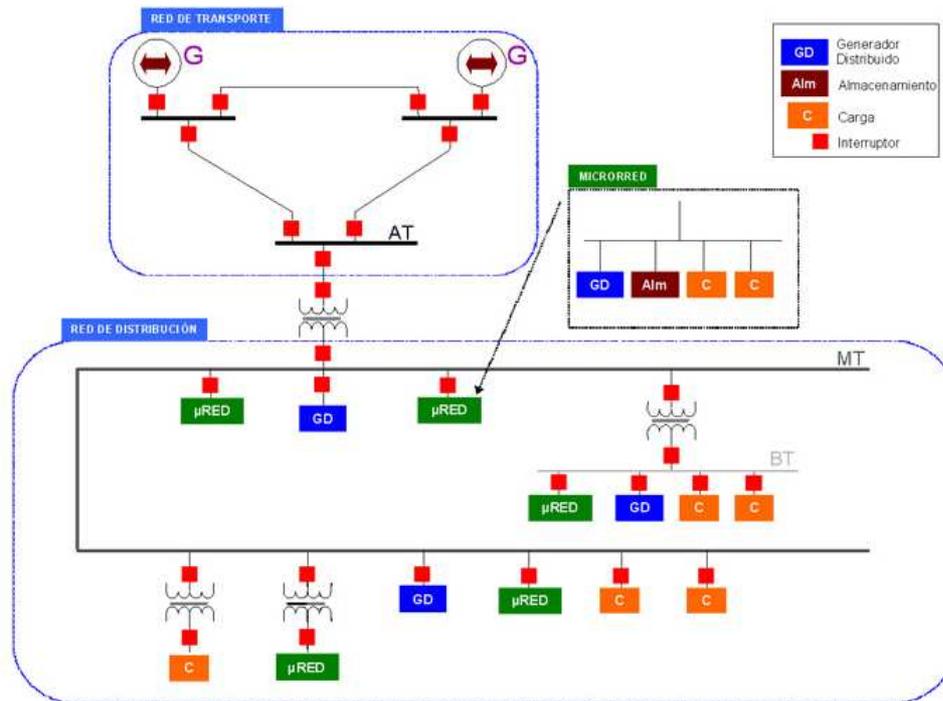
mayores volúmenes de energía, que propicien el ahorro de energía y que tengan menos pérdidas y costes menores.

- Garantizar operaciones seguras, fiables y flexibles con todos los recursos disponibles del sistema eléctrico potenciando el papel activo de todos los agentes en dicho sistema.
- Asegurar un suministro energético con unos niveles de fiabilidad calidad y costo adecuados para las demandas de la sociedad futura tanto en el ámbito industrial como en el sector de servicios y en los usuarios residenciales.
- Facilitar una integración efectiva de las energías renovables, de tal manera que coexistan eficazmente con plantas de generación centralizada, sin menoscabo en la estabilidad del sistema y en la seguridad del suministro.
- Posibilitar la integración interactiva de consumidores y de nuevos agentes suministradores de energía y servicios, de forma que una mayor flexibilidad en el consumo de energía eléctrica pueda derivar en beneficios económicos a la vez que en nuevas oportunidades para la gestión de la red por el resto de agentes.
- Lograr un transporte y una distribución de energía, más respetuosos con el medio ambiente integrando los criterios de reducción de impacto ambiental y de desarrollo sostenible en los planes de infraestructuras así como en el diseño y en la implantación de éstas.
- Desarrollar una red de transporte y de distribución capaz de constituir una plataforma para la prestación de servicios avanzados e innovadores a los usuarios, en términos de bienestar y calidad de vida.
- Promover un marco regulatorio que permita un desarrollo armónico de los objetivos citados dentro del sector eléctrico.

## **MICRORREDES**

El Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) define la microrred como una agregación de cargas, microgeneradores y sistemas de almacenamiento operando como un sistema único que provee tanto energía eléctrica como térmica, logrando una máxima eficiencia energética y un uso racional de la energía. Puede funcionar tanto aislada de la red eléctrica de distribución como conectada a ella, que se controla desde el operador del sistema como un sistema agregado y en el que hay que planificar y gestionar la energía generada y consumida.

En la figura se muestra el esquema de una microrred



*Esquema eléctrico de la microrred y su integración en la red eléctrica*

Las microrredes pueden aportar valor a la red de dos formas:

- Un Controlador Central de la Microrred permite cubrir, en un momento dado, la demanda local con la propia producción local, cuando sea beneficioso desde el punto de vista económico, sin exportar energía a la red y minimizando la demanda de potencia reactiva.
- La Microrred participa en el Mercado de la energía del área de distribución, comprando y vendiendo potencia activa y reactiva a la red.

En cuanto a las ventajas de las microrredes se pueden citar:

- Eficiencia energética
- Incremento de la utilización de las energías renovables
- Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero
- Reducción del coste energético
- Incremento de la calidad del suministro
- Minimización de las pérdidas eléctricas

A pesar de estos beneficios, las principales limitaciones son los vacíos regulatorios, legislativos y económicos que impiden que estas redes proliferen. De otro modo, son tecnológicamente viables.

## **TENDENCIAS A LARGO PLAZO**

El éxito del desarrollo de la red de futuro se basará en cinco tecnologías críticas:

- Almacenamiento de energía: desde las pequeñas baterías a nivel de usuario hasta los grandes sistemas de almacenamiento como reserva para la operación de redes de alta tensión...
- Electrónica de Potencia: FACTS, Compensadores de reactiva, carburo de silicio como nuevo material para la construcción de electrónica...
- Conductores de Alta Temperatura Superconductores (HTS).
- Inteligencia distribuida, controles inteligentes y recursos de energía distribuida: Instalación de sensores, equipos de adquisición de datos y desarrollo de nuevos algoritmos de control ...
- Conductores Avanzados: Nuevos materiales, aleaciones, nanotecnología. Cables subterráneos, cables de altas prestaciones y baja flecha...

## **SMART GRID: “LA RED INTELIGENTE”**

Smart Grids es la nueva plataforma tecnológica para las futuras redes de distribución de energía, basado en la eficiencia energética. Esta revolución tecnológica supone para el sistema energético un salto similar al que supuso para la red informativa la aparición de internet. Se trata de un paso novedoso hacia un modelo de red computerizado donde cada uno es emisor y receptor, productor y consumidor.

No hay una definición universal de Smart Grids, la Plataforma Tecnológica Europea las define como: “Red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella, generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez, con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible”.

Las “smart grids” estarán caracterizadas por sistemas de comunicación digitales bidireccionales (desde y hacia los puntos de consumo/generación), equipos integrados de supervisión, control y respuesta automática (orientados a incrementar la eficiencia en la gestión de la demanda y la generación distribuida), algoritmos que permitirán la optimización de la operación de las redes en tiempo real (equilibrio generación-consumo, corrección automática de incidencias en la red para garantizar los índices de calidad de suministro, etc.) y una elevada capacidad de predicción y planificación, basada en el análisis de datos detallados sobre el comportamiento de las redes y de cada punto de generación/consumo. En la tabla se puede ver una comparación de la red actual y lo que se espera para el futuro.

<b>Red del siglo XX</b>	<b>Red del siglo XXI</b>
<b>Electromecánica</b>	<b>Digital</b>
<b>Comunicaciones en una dirección</b>	<b>Comunicaciones bidireccionales</b>
<b>Generación centralizada</b>	<b>Integra generación distribuida</b>
<b>Algunos sensores</b>	<b>Red monitorizada y con sensores</b>
<b>Red "ciega"</b>	<b>Auto monitorizada</b>
<b>Reposición manual</b>	<b>Reposición semi-automática o auto</b>
<b>Propensa a fallos y apagones</b>	<b>Protecciones adaptativas</b>
<b>Comprobación manual de los equipos</b>	<b>Equipos con operación remota</b>
<b>Decisiones de emergencia humanas</b>	<b>Decisiones basadas en sistemas</b>
<b>Control limitado sobre flujos</b>	<b>Total control sobre flujos de potencia</b>
<b>Información precio electricidad escasa</b>	<b>Información total precio electricidad</b>
<b>Consumidores sin apenas elección</b>	<b>Consumidores protagonistas</b>

Las características de las smart grids se pueden resumir en los siguientes puntos:

- a) Flexible
  - Flexible y adaptable a las necesidades cambiantes del sistema eléctrico
  - Bidireccional: flujos de información bidireccional consumidores-proveedores
  - Utiliza de forma intensiva y segura los activos
- b) Inteligente y segura
  - Capaz de operarse y protegerse de manera automática, segura y simple.
  - Dispone de información remota en tiempo real para la operación y el mantenimiento.
  - Permite descargos sin interferir en la operación y actuaciones en la red sin necesidad de descargos
- c) Eficiente
  - Permite satisfacer el incremento de demanda minimizando las necesidades de desarrollo de la red.
- d) Abierta
  - Permite integrar de forma segura y sin restricciones técnicas la generación renovable.
  - Facilita el desarrollo del mercado eléctrico interno y europeo.
  - Permite crear nuevas oportunidades de mercado: integración de tecnologías "plug and play".
- e) Sostenible
  - Respetuoso con el medio ambiente
  - Socialmente aceptada

Las SmartGrids utilizarán equipos y servicios innovadores, junto con nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y auto-diagnóstico, que ayudarán a conseguir los siguientes objetivos:

- Robustecer y automatizar la red, mejorando la operación de la red, los índices de calidad y las pérdidas en la misma.
- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable, optimizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de las mismas
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (Generación distribuida) en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.
- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a millones de consumidores en el mercado.
- Gestión activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando las función funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen.

## 9. CONCLUSION

Como conclusión final, se puede decir que el futuro estará marcado por grandes cambios. Son numerosos los avances en el campo de las energías renovables y parece que tendrán un futuro prometedor dentro de los objetivos medioambientales y de seguridad de suministro. En este sentido, España está invirtiendo mucho en su desarrollo, y es por ello que su posición a nivel mundial puede hacer del país una referencia en sistemas de energías renovables, favoreciendo el desarrollo económico de este sector.

Por otro lado, no hay que pasar por alto el impacto de la GD. Si bien existen numerosos dispositivos que permiten su introducción aminorando los problemas de calidad que pueden generar, su control resulta mucho más complejo para las compañías. Se necesita tener un conocimiento en todo momento de las demandas y ofertas de energía y es por ello que se necesita monitorizar la red. Esta monitorización y sistemas inteligentes suponen un gran coste, aunque desde diversas compañías lo ven más como una inversión a largo plazo en un sistema más eficiente.

Por último, a pesar de que estos sistemas implican una nueva fuente de empleo y de desarrollo económico, no hay que obviar que su introducción supone una recesión en otras fuentes de energía con su reducción de beneficios y empleo. Por todo ello, aunque el futuro parece muy esperanzador y prometedor, es necesario una introducción paulatina y cautelosa de las energías renovables, de tal modo que no desestabilicen los mercados y no supongan un riesgo en la garantía de potencia y en el futuro de otras empresas.