

# INDICE

Introducción .....	1
1.- Desarrollo de la energía eólica en Europa .....	2
1.1 Méridas Económicas para regular el mercado eólico .....	3
1.2 Obstáculos para la implantación .....	4
1.3 El futuro de la energía eólica .....	5
2.- Energía eólica en España .....	7
2.1 Situación actual de la energía eólica en España. ....	11
2.2 Potencia eólica instalada en España .....	12
3.- Marco Legal .....	19
3.1 Directiva 96/92 CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. ....	20
3.2 R.D.L. 54/1997 del sector eléctrico. ....	21
3.3 R.D.L. 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables. ....	22
3.3.1 El régimen especial .....	23
3.3.2 Descripción de los capítulos de la ley .....	23
Conclusiones .....	28
Bibliografía .....	29
Anexo .....	30
Texto completo del Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.	

## INTRODUCCIÓN

El auge de la energía eólica como una alternativa técnica y económicamente rentable para la generación de energía eléctrica es un hecho que ha sido posible gracias a una serie de factores que han permitido que actualmente España sea el segundo productor europeo.

Los factores que han incidido en este marcado interés por el desarrollo de la energía eólica son muy diversos como por ejemplo, disponibilidad del recurso eólico, fuerte tecnología eólica nacional, creciente preocupación por el medio ambiente y el desarrollo sustentable, medidas de incentivo fiscales y estructurales así como políticas de eliminación de barreras.

Sin embargo, ninguno de estos factores hubiese sido suficiente si no se contará con un marco legal que fomenta el uso de las energías renovables y que favorece económicamente el uso de éstas, internalizando sus beneficios medio ambientales de manera que, aun con la existencia actual de un mercado eléctrico libre, sea atractivo para la empresa privada la generación de electricidad a partir de la energía eólica.

En base a lo anterior este trabajo tiene como objetivo la descripción del marco legal que regula la actividad eólica en España.

El trabajo se ha estructurado en tres partes; en la primera, se realiza una descripción del desarrollo de la energía eólica en Europa, presentándose el papel que ha desempeñado la comunidad económica europea, así como las principales empresas del sector y los obstáculos que pueden entorpecer su rápida introducción en el mercado mundial de la energía.

En la segunda parte, se presenta algunos antecedentes estadísticos de la evolución de la energía eólica en España que la han llevado a posicionarse como una de las principales potencias eólicas del mundo.

Finalmente, se presentan las principales normativas legales tanto técnicas como económicas que han sido la base para la explotación de la energía eólica, se describen de manera general algunos de los artículos más importantes y se detalla el RD 2818/1998 que regula la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOE 30/12/1998); en especial se analiza el precio de la energía eólica en el actual mercado eléctrico español.

## 1.- DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EUROPA

El desarrollo de las energías renovables ha sido desde hace tiempo uno de los objetivos centrales de la política energética comunitaria. En 1986 la unión europea ya se fijó como objetivo energético el fomento de estas fuentes. Con motivo de la publicación en 1996 del libro verde de las energías renovables se produjo un amplio debate público sobre las medidas que podrían emprenderse a escala comunitaria y de los Estados miembros y se suscitó una importante reacción en los organismos y agentes interesados en estos temas.

Desde el punto de vista de la energía eólica, el viento se está mostrando como un recurso energético seguro y económico en las instalaciones situadas principalmente en Europa, los EE.UU. y la India. Los avances tecnológicos de los últimos cinco años han colocado a la energía eólica en posición de competir, en un futuro próximo, con las tecnologías de generación de energía convencionales. El coste de producción de electricidad por la acción del viento en Europa ha disminuido en los últimos 15 años aproximadamente en un 80%, de 0,5 ECU a menos de 0,1 ECU por kWh. En algunos casos incluso se han indicado costes de hasta 0,06 ECU por kWh. Al mismo tiempo, la capacidad instalada ha aumentado enormemente, desde menos de 100 MW hasta 2000 MW en este último año. En comparación, el coste de producción actual de las plantas nucleares y de combustible fósil en Europa oscila entre 0,04 y 0,08 ECU por kWh. En 1995, las turbinas eólicas generaron 7 TWh de electricidad, lo que constituye aproximadamente el 0,06% de la producción total de electricidad en el mundo.

Estas reducciones de coste tan importantes se han conseguido gracias al desarrollo de turbinas eólicas más seguras, más eficientes y más baratas, en combinación con la producción de turbinas más grandes y con una expansión del mercado. Durante los últimos diez años el precio de las turbinas eólicas ha disminuido en un 5% cada año, mientras que al mismo tiempo el rendimiento ha aumentado en un 30%. El diez por ciento de las turbinas eólicas producidas en 1993 tuvo un rendimiento específico (kWh generados por año por metro cuadrado de área de rotor) de más de 100 kWh.m<sup>2</sup>.año, lo que es más del doble de la cantidad conseguida por un modelo antiguo de 55 Kw. Con todo, aún parece haber posibilidades de mejora. La I+D sobre turbinas eólicas concentra la mayor parte de sus esfuerzos en la investigación básica aeroacústica, aeroelástica y aerodinámica, en el desarrollo de álabes flexibles, mástil y suspensión flexibles, y en la aplicación de materiales más ligeros. Una innovación importante es la implantación de sistemas de velocidad variable y generadores de accionamiento directo, lo que disminuye el número de piezas de la máquina, elimina la caja de cambio (tradicionalmente una parte vulnerable de la turbina) y aumenta el rendimiento de la misma. Aplicando estos y otros desarrollos se espera que, en los próximos diez años, el coste de la energía producida por las turbinas eólicas consiga igualar el valor de coste más bajo obtenido por las plantas de energía convencionales.

Otra circunstancia es el aumento de capacidad de las máquinas, que se ha multiplicado por un factor de 10 en los últimos diez años. Como ejemplo, la capacidad de energía eólica de 500 MW instalada en Dinamarca representa 4.000 turbinas eólicas, una cifra que ahora puede conseguirse con sólo 800 turbinas. No obstante, el tamaño óptimo de la unidad depende del tipo de aplicación ( por ejemplo, en alta mar, en el litoral o en el interior).

Durante éstos últimos años, el mercado eólico europeo, que domina claramente el mercado eólico mundial, ha aumentado en 250 MW en 1992, 330 MW en 1993, y 440 MW en 1994. En el mismo período el crecimiento se ha estancado en los EE.UU. Así, Europa ha superado la capacidad total instalada en los Estados Unidos. El estancamiento del mercado en EE.UU. puede atribuirse tanto al retraso en la reestructuración de la industria eléctrica como a la falta de seguridad en el apoyo del gobierno, lo que ha tenido como consecuencia que las compañías eléctricas se muestren reacias a planificar cualquier aumento de la capacidad. La inseguridad en el mercado de la energía es un importante obstáculo, especialmente para las energías renovables, las cuales generalmente requieren contratos a largo plazo. El desarrollo europeo se ha conseguido gracias a medidas económicas que proporcionan incentivos para la producción de energía eólica, que además se ha visto favorecida por la aceptación social y una mayor conciencia medioambiental.

Aunque las condiciones de suministro de energía difieren mucho en los distintos países europeos (por ejemplo, España e Italia tienen pocos recursos de combustible fósil al contrario que los Países Bajos y el Reino Unido), la energía eólica se ha introducido en casi todos los países europeos. Durante los últimos años, el mercado eólico está creciendo rápidamente, un proceso que empezó en Dinamarca y los Países Bajos, y más recientemente se ha extendido a España y el Reino Unido. El mayor crecimiento ha tenido lugar en Alemania. Fuera de Europa, el mercado eólico ha crecido más del 200% en la India, desde los 180 MW instalados en 1994 hasta los 565 MW instalados a fines de 1995. Se cree que en un futuro próximo se instalará en China una cantidad importante de turbinas eólicas. La Asociación de Energía Eólica Americana (AWEA) espera que el mercado mundial crezca desde los 5.000 MW instalados en la actualidad hasta los 18.500 MW en el año 2005, aportando la India y China aproximadamente el 30% de la capacidad total de nueva instalación. Según la Asociación de Energía Eólica Europea (EWEA), para el año 2030 el 10% de la electricidad de la Unión Europea podría realmente ser generada por la energía eólica. Para conseguir esta cifra, deberían instalarse 200.000 turbinas eólicas de 500 kW cada una, equivalentes a 170 centrales eléctricas. En los próximos 35 años esto representaría un mercado total de entre 70 y 100 billones de ECU.

### **1.1.- Medidas económicas para regular el mercado eólico**

Durante quince años los gobiernos nacionales han financiado el desarrollo de la industria de la energía eólica en Europa. Para estimular la introducción de la tecnología eólica en el mercado de la energía, se han utilizado principalmente medidas económicas. En Alemania, Dinamarca y los Países Bajos, el gobierno ha subvencionado la instalación de turbinas eólicas, financiando al mismo tiempo la investigación y el desarrollo sobre tecnología eólica. Después, se han sustituido estos incentivos de inversión por una combinación de medidas fiscales y la aplicación de "tarifas de recompra". Por ejemplo, la implantación de una "tarifa de rescate" asegurada de 0,09 ECU por kWh ha llevado a Alemania al liderazgo del mercado. Medidas fiscales como la "inversión verde" y las posibilidades de depreciación flexible para la inversión medioambiental, han estimulado la implantación de turbinas eólicas. La "inversión verde" permite invertir dinero bajo condiciones de tipos de interés razonables. En los Países Bajos, sin embargo, la aplicación de este sistema ha puesto de manifiesto que es más difícil encontrar "proyectos verdes" que obtener el dinero para financiarlos. Las empresas eléctricas han iniciado otro procedimiento

que ofrece al consumidor la posibilidad de favorecer el empleo de energía eólica comprando "electricidad verde" a precios más altos. De este modo, las compañías eléctricas se obligan ellas mismas a invertir en energías renovables. La aplicación de estas medidas ha dado lugar a una industria de fabricación de turbinas eólicas muy competitiva.

## **1.2.- Obstáculos para la implantación**

La energía eólica se enfrenta a ciertos problemas potenciales y reales que pueden obstaculizar su rápida introducción en el mercado mundial de la energía. Los puntos más importantes son los de tipo económico, de integración en la red y los medioambientales: impacto visual, producción de ruido e impacto sobre las aves.

La energía eólica sólo puede entrar en el mercado eléctrico si se produce a un coste competitivo. Los costes de producción de la energía eólica son, todavía, más altos que los de producción de energía a partir de combustibles fósiles. Por consiguiente, es esencial para su competitividad reducir estos costes. Sin embargo, la competitividad de la energía eólica mejoraría notablemente si el cálculo del precio de la electricidad se basara en los costes totales de la misma, es decir, los costes de producción que afectan directamente a la empresa productora más los costes de externalidad que recaen en la sociedad en su conjunto.

El aspecto ambiental más importante es el impacto visual sobre el paisaje. Aunque una gran mayoría de la gente apoya la idea de utilizar energía eólica, muchos se preocupan por el impacto sobre el paisaje. Por esta razón, la construcción de parques eólicos debe considerarse con un cuidado especial al planificar el espacio a nivel local, regional y nacional. La práctica más segura es evitar la instalación de turbinas eólicas en terrenos de alto valor ecológico y construir las plantas de energía eólica en estrecha cooperación con la comunidad local, teniendo en cuenta el uso del terreno existente: agrícola, comercial o recreativo. La creación de plantas de energía eólica en alta mar puede reducir el impacto visual. A pesar de estos aspectos beneficiosos, normalmente no se construyen plantas de energía eólica en alta mar porque su coste es dos o tres veces mayor que el de las instalaciones en tierra. No obstante, existe una planta de energía eólica a corta distancia de la costa, en Dinamarca, con una capacidad total de casi 20 MW, que funciona desde noviembre de 1995 y cuyo coste de producción por kWh se ha calculado en 0,07 ECU. En los Países Bajos y en Suecia se han iniciado otros proyectos piloto.

El ruido de las turbinas eólicas puede crear problemas en áreas rurales especialmente tranquilas, sobre todo si las turbinas están situadas cerca de las casas. El ruido es producido por los álabes y la carcasa. El nivel de potencia de sonido, como medida normalizada, para una máquina tipo varía entre 98 y 101 dB(A). El nivel aceptable de ruido fijado por las autoridades locales en Europa y en EE.UU. en la fachada de una vivienda varía entre 35 y 65 dB(A). Así por ejemplo, para limitar el ruido a 45 dB(A), es necesario no sobrepasar una distancia de unos 250 metros de la casa más próxima. La industria eólica considera que aún hay posibilidades de mejora, y estima que dentro de tres años se podrá obtener un nivel de ruido de 96 dB(A). Para esto será necesario disminuir la velocidad rotacional, es decir, introducir el concepto de velocidad variable, que reduce la velocidad de los álabes en períodos de suministro de viento bajo.

El impacto sobre las aves puede ser otro problema. Sin embargo, el número de accidentes por kilómetro de parque eólico es mucho menor que el que tiene lugar en una autopista. Por esta razón, la Royal Society for the Protection of Birds (Reino Unido) y el grupo holandés "Vogelbescherming Nederland", afiliado a Birdlife International, no consideran los parques eólicos como un peligro para las aves. Sin embargo, deben evitarse las ubicaciones que interfieran con las rutas de migración.

Los problemas referentes a integración en la red pueden estar relacionados con las circunstancias locales, la calidad de la electricidad (principalmente en términos de estabilidad del voltaje y frecuencia) y la planificación del suministro. Los parques eólicos necesitan estar conectados a la red local. Un suministro grande de energía eólica en un área dada puede sobrepasar la capacidad de las líneas de distribución locales. La cuestión que surge entonces es ¿quién debería pagar el refuerzo de la red local, y quién se beneficiaría de los distintos esquemas potenciales de suministro de energía? Este es un problema que se presenta en los parques eólicos grandes, que requieren líneas de alto voltaje y transformadores. De hecho, algunas instalaciones eólicas interesantes están ubicadas en áreas aisladas y con infraestructuras eléctricas pobres.

La razón principal por la que las compañías eléctricas dudan en introducir los sistemas de energía eólica a gran escala, es la naturaleza intermitente de la fuente, que puede reducir la seguridad del suministro, y por consiguiente disminuir el valor económico del viento. Los estudios de las compañías eléctricas demuestran que la energía eólica representa una cierta garantía de capacidad, aunque con un factor 2 ó 3 veces menor que el valor encontrado para las plantas nucleares y para las que emplean combustibles fósiles. La garantía de capacidad mejora substancialmente cuando la energía eólica se combina con otros tipos de generadores eléctricos renovables, o por la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía. Se han realizado cálculos que demuestran que el factor de compatibilidad carga/recursos no se reducirá de modo significativo por participación de hasta un 10% de energía eólica en un mercado de electricidad europeo abierto, y este porcentaje, según la EWEA, podría alcanzarse en el año 2030.

### **1.3.- El futuro de la energía eólica**

La energía eólica puede muy bien llegar a ser una industria grande e importante en Europa. A corto plazo, la tecnología de la energía eólica puede constituir un producto de exportación significativo, una vez se haya creado la infraestructura adecuada. La facturación de la industria alemana ha sido solamente de 600 MECU en 1995. Por varias razones, sobre todo políticas, se espera que en 1996 el mercado alemán disminuya de un 10 a un 20%. La razón principal es la incertidumbre en el reembolso por la energía y el debate aún vigente sobre la ley de la edificación y la construcción. El análisis del mercado eólico en Europa demuestra que no es un mercado "abierto". De los 1.200 MW instalados en Europa hasta principios de 1994, el 75% de las turbinas eólicas se instalaron en el mismo país en que fueron fabricadas. Solamente Dinamarca consiguió introducirse en el mercado internacional de modo importante, y su volumen de mercado se ha estimado en 425 millones de ECU en 1995 representando uno de los diez productos exportadores más importantes del país. Este análisis demuestra que hay una gran correlación entre un mercado nacional fuerte y una industria de fabricación fuerte. Además de Dinamarca,

Alemania ha reforzado su mercado nacional en los dos últimos años, aplicando tarifas de recompra elevadas, y al mismo tiempo ha estimulado a su industria a la exportación.

Mientras los partidarios del suministro de energía convencional consideran que el papel de las energías renovables tiene poca consistencia en un mercado de electricidad abierto, porque su precio está fuera de mercado, los partidarios de las energías renovables dan la bienvenida a una competencia justa basada en los costes globales. La libre competencia proporcionará a los usuarios la posibilidad de elegir entre un número mayor de suministradores de electricidad que ofrecerán servicios alternativos, incluyendo las energías renovables. Esto no es una quimera, y así lo demuestra la experiencia de la compañía holandesa de energía PNEM y la compañía sueca Vattenfall, que ofrecen a sus clientes la posibilidad de comprar "electricidad verde". A pesar del precio superior, la demanda fue mucho mayor que lo que podían satisfacer las compañías. Siguiendo en esta línea, la AWEA propone una "cartera de energías renovables" estándar para asegurar que las energías renovables se desarrollan del modo más económico posible y se apoyen en un mercado libre, más que en programas de tasas, subvenciones e implantaciones burocráticas. Como condición previa al establecimiento de una empresa, se exigirá a todo suministrador de energía que un porcentaje (negociable) de sus necesidades de energía las satisfaga con energías renovables.

En los últimos cinco años, los EE.UU. han experimentado un fuerte declive en el mercado de las turbinas eólicas, debido al retraso en la reestructuración del mercado eléctrico y a un cambio importante en el clima político. La situación de indecisión resultante ha llevado prácticamente a cero al crecimiento del mercado eólico. Si Europa quiere conservar su posición de liderazgo en el mercado eólico y beneficiarse de los enormes mercados potenciales de China, la India, y América Central y del Sur, necesitará una política clara y a largo plazo. Esta política debería incluir el desarrollo de directrices de ubicación a nivel regional, nacional e internacional; acuerdos sobre el "valor" de las energías renovables, considerando el beneficio ambiental, y regulaciones para integrar en la red a la energía eólica y otras energías renovables. La descentralización y liberalización del mercado de la electricidad actualmente en curso exigen un enfoque totalmente nuevo que tome en consideración las características regionales y nacionales.

## **2.- ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA**

El auge que está viviendo actualmente el sector eólico no es fruto exclusivamente de un impulso foráneo. Si en los últimos 15 años, la tecnología eólica ha experimentado un considerable progreso, evolucionando desde molinos de escasa potencia y frecuentemente de muy poca fiabilidad a los actuales aerogeneradores de en torno a los 650 kW de potencia y 45 metros de diámetro de rotor, en los próximos años, es previsible que se sigan optimizando los diseños mediante la construcción de máquinas más ligeras y de mayor eficiencia, con menor emisión acústica y mejora de la calidad de la energía. A esta evolución no ha sido ajeno el desarrollo tecnológico español, que puede hoy compararse al de los países más avanzados en el sector. España, por lo que se refiere a las máquinas comerciales de media potencia, ocupa un lugar destacado dentro de la UE. Las seis empresas fabricantes de aerogeneradores presentes en España, tres de ellas de tecnología nacional, garantizan una adecuada y fiable oferta de máquinas.

En la actualidad, puede afirmarse además que el sector eólico español ha adquirido la suficiente experiencia en todas las actividades que intervienen en el mismo, desde la evaluación del potencial eólico en emplazamientos determinados hasta los proyectos de ingeniería, pasando por la fabricación de máquinas, su instalación y su explotación. Esta experiencia ya le permite competir con suficientes garantías en el ámbito internacional.

La expansión del mercado de la energía eólica y la rápida evolución tecnológica acaecida en los últimos años ha hecho que la competencia en el sector de la fabricación de aerogeneradores sea elevada. Estos factores han provocado un aumento considerable del número de empresas promotoras, que son el principal factor privado de desarrollo de la energía eólica, siendo la situación actual de muy elevada competencia. En este punto hay que destacar la buena respuesta que las entidades financieras están otorgando a dichas empresas promotoras, a las que también se han ido incorporando las compañías eléctricas que han pasado de un inicial desinterés y rechazo, al interés por la pujanza del sector, con la creación de filiales propias para el desarrollo de tecnología y la promoción de instalaciones.

Si el presente es muy favorable, el futuro de la energía eólica en España se presenta sobre el papel esperanzador ya que España está considerada como uno de los países europeos con mayor potencial eólico. Con las precauciones que aconseja la rápida evolución del nivel técnico de los aerogeneradores, con la posibilidad de aprovechar mayores rangos de velocidad del viento, diferentes estudios cifran el potencial eólico neto español en 12.000 MW, lo que supondría, descontados los más de 800 instalados hasta finales de 1998, que quedarían por instalar unos 11.200 MW.

Sobre la base de este potencial y tras un estudio concienzudo de prospectiva eólica, APPA cree factible que España pueda alcanzar en el año 2010 una potencia instalada de 8.448 MW, es decir, diez veces más que la potencia instalada al cierre de 1998. La inversión económica necesaria para implantar esta potencia sería de aproximadamente 1.041.250 millones de pesetas, inversión que si se dan las condiciones adecuadas será asumida en su totalidad por promotores privados, revirtiendo además en toda una serie de efectos positivos sobre la economía nacional. APPA se congratula de que estos ambiciosos

objetivos hayan sido asumidos por el IDAE en el de Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Conseguir alcanzar los objetivos anteriormente señalados no es ni mucho menos una utopía. Por un lado, porque como ya se ha dicho, la evolución tecnológica permitirá un mejor aprovechamiento del recurso, es decir, trabajar con vientos de menor velocidad y potencias mayores – 1.500 y 2.000 kW- , así como avances en la generación síncrona, la velocidad variable y el paso variable. La tecnología será más duradera y probablemente la sustitución de aerogeneradores tan sólo se deberá a cuestiones de obsolescencia. Todo ello hará que el precio unitario por kW de potencia –actualmente situado en unas 140.000 pesetas – pueda ir descendiendo anualmente unas 5.000 pesetas por kW instalado hasta situarse en el año 2010 por debajo de las 100.000 pesetas.

Algunos estadísticas energéticas se muestran a continuación:

Fig. 1 : La evolución de energías primarias por fuentes en España.

Fig. 2 : Evolución del consumo de energía primaria en España por fuentes. Periodo 1975-2010.

Fig. 3 : Estructura de la Generación eléctrica en España en 1998.

Fig. 4 : Contribución de las energías renovables en España

Fig. 5 : Generación bruta de electricidad y potencia instalada en España

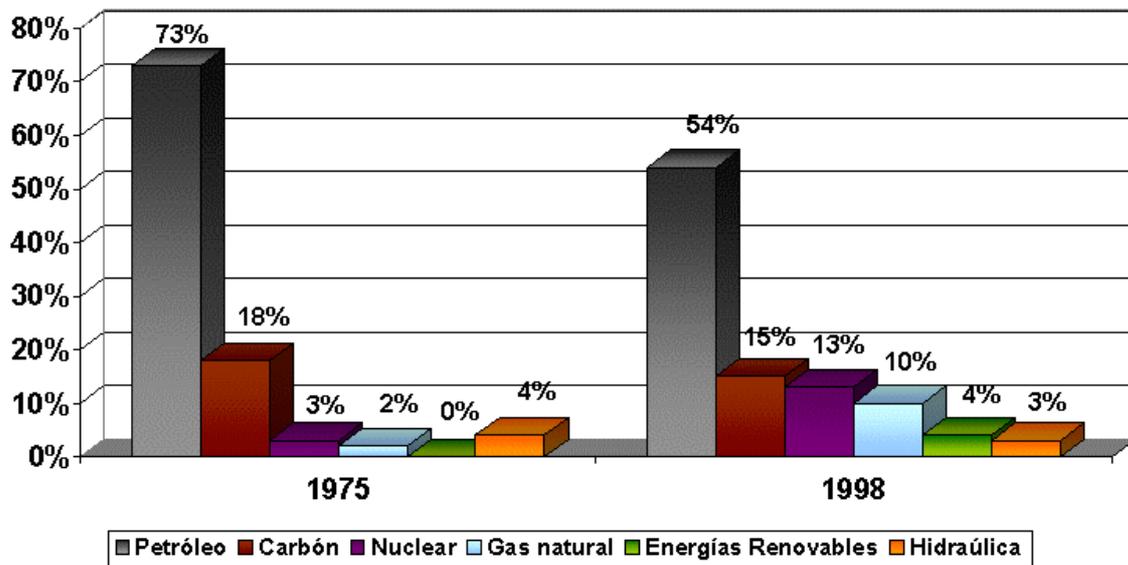


Fig 1.- Evolución del consumo de energía primaria por fuentes en España

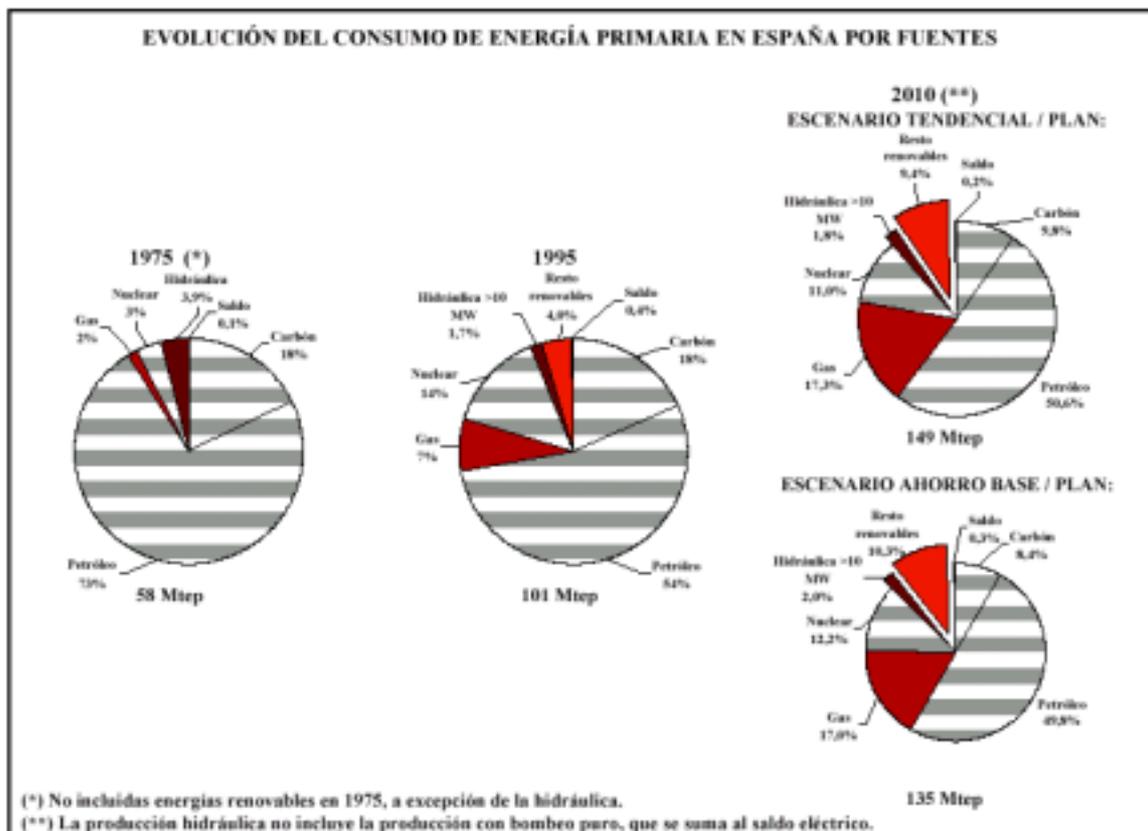


Fig. 2.- Evolución del consumo de energía primaria en España por fuentes. Periodo 1975-2010.

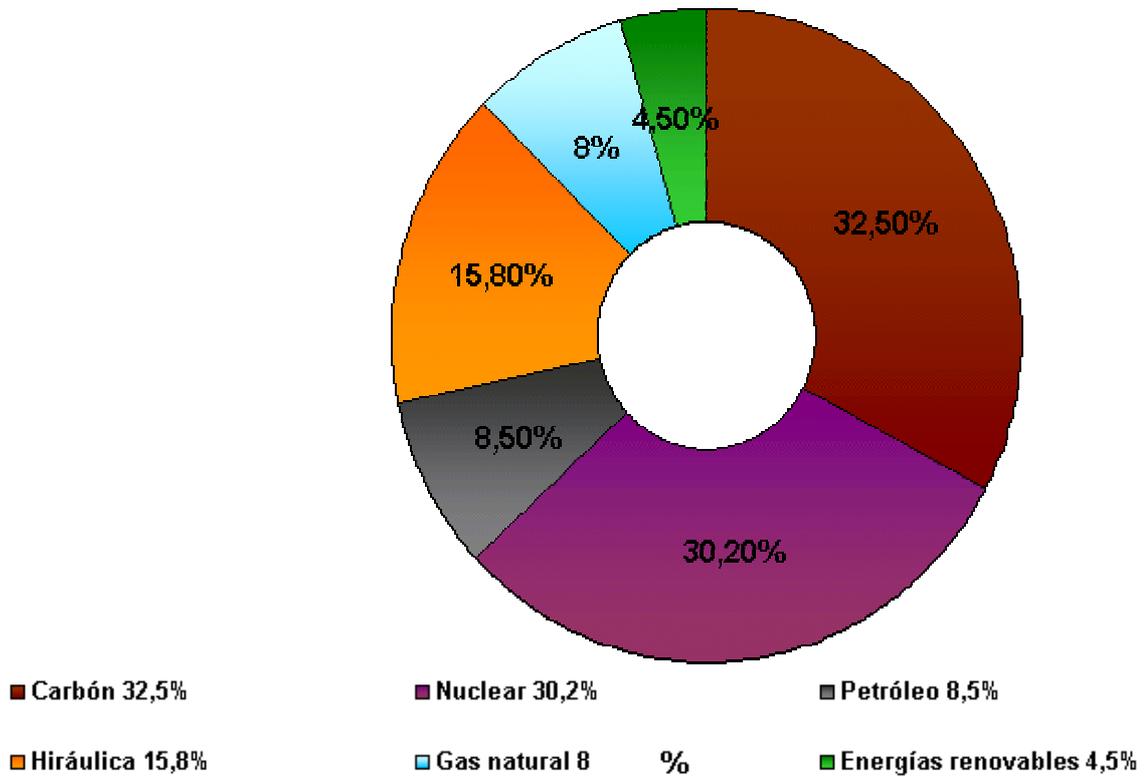


Fig. 3.- Estructura de la Generación eléctrica en España en 1998.

#### Contribución de las Energías Renovables en España en 1998 (ktep).

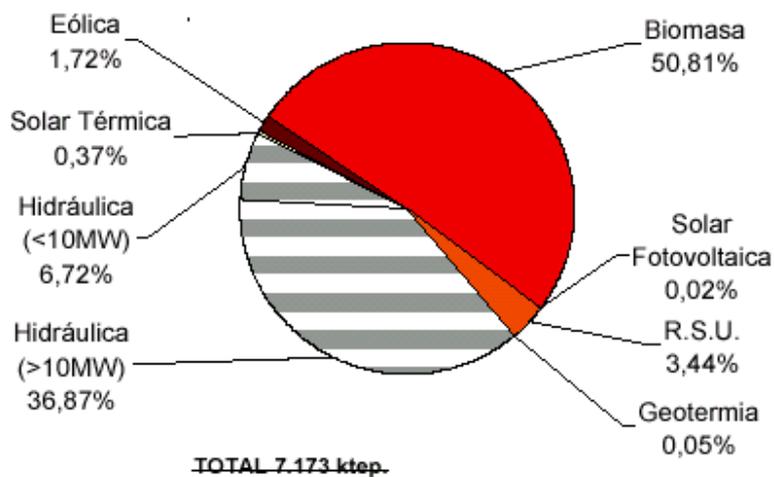


Fig. 4.- Contribución de las energías renovables en España

## Generación bruta de electricidad y potencia instalada

	<b>ESPAÑA</b>
	<b>Generación Bruta de Electricidad</b>
1998	196.000 GWh
1999	208.000 GWh
1er Trimestre 2000	50.885 GWh
Estimación 2000	223.000 GWh
	<b>Potencia instalada generación eléctrica 2000</b>
TOTAL	54.000 MW
Renovables	3.500 MW
Eólica	1.650 MW

Fuente: IDAE

Fig. 5.- Generación bruta de electricidad y potencia instalada en España

### 2.1.- Situación actual de la energía eólica en España

El aumento de potencia eólica instalada el año pasado convierte a España en el segundo país de la UE, por detrás de Alemania. Distintas fuentes aseguran que en 2001 se volverá a batir el récord de instalación eólica; si en 1999 entraron en explotación 634 MW y en 2000 fueron 793, durante el año 2001, tras previsiones que no pecan de optimistas, se incrementará esa potencia en unos 1.000 MW.

Durante el año 2000 se pusieron en funcionamiento 793 nuevos MW de potencia, lo que totalizaba, a 31 de diciembre, 2.270 MW de potencia eólica instalada. El número de nuevos parques en ejecución o en proyecto confirma, según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), "la buena marcha de este área, lo que permite anticipar la consecución de los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el 2010, cercanos a los 9.000 MW de potencia".

Los datos ofrecidos por el IDAE no coinciden con los aportados por la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), que calcula que la potencia eólica instalada en 2000 en España era de 1.000 MW. Esta es, precisamente, la potencia prevista para este año por el IDAE, lo que, según fuentes de APPA, "parece una cifra razonable". No obstante, estas fuentes recuerdan que la potencia eólica autorizada y/o en construcción en España, a fecha de hoy, es de 2.400 MW, que pueden acabar siendo los que se instalen en los próximos dos años.

Ese Plan estima que el potencial eólico neto técnicamente aprovechable a finales de esta década es de 15.100 MW, sujeto a limitaciones técnicas, económicas y ambientales. Pero los desarrollos tecnológicos recientes y el empleo de máquinas de mayor potencia unitaria invitan a estimaciones que incrementarían sensiblemente ese potencial. El aumento

de potencia de los aerogeneradores reduce el impacto visual y ambiental del parque, a la vez que se reducen los costes.

La generación eléctrica de origen eólico ascendió en el año 2000 a 4.938 GWh; la producción eólica se benefició de una prima por kWh de 4,79 pesetas sobre el precio medio del pool, prima que se mantendrá constante durante el año 2001

## 2.2.- Potencia Eólica instalada en España

El mayor aumento de potencia eólica se ha producido en Castilla-La Mancha, donde han entrado en explotación 5 nuevos parques con 187 MW, lo que la convierte en la tercera región española por potencia instalada. Galicia sigue siendo la primera, con 617,5 MW, lo que supone un incremento de 180 MW con respecto al año anterior. Navarra ocupa el segundo puesto con 470 MW, tras la instalación durante el año 2000 de 152 MW nuevos. Estas estadísticas pueden apreciarse en la Tabla I.

TABLA I Potencia eólica y parques eólicos instalados por Comunidades autónomas

Potencia eólica instalada por CC.AA.			Parques eólicos y aerogeneradores por CC.AA.				
	1999	2000	CC.AA.	Parques eólicos		Aerogeneradores	
				1999	2000	1999	2000
Andalucía	127,8	148,2	Andalucía	10	11	361	391
Aragón	208,5	255,8	Aragón	14	17	375	445
Asturias	0,02	0,02	Canarias	21	28	232	299
Baleares	0,2	0,3	Castilla y León	8	16	208	374
Canarias	81,8	114,7	Castilla-La Mancha	5	10	174	457
Cantabria	-	-	Cataluña	6	7	163	181
Castilla y León	122,2	229,8	C. Valenciana	1	1	4	4
Castilla-La Mancha	111,9	298,7	Galicia	23	33	970	1.179
Cataluña	59,8	71,7	Murcia	1	2	9	17
C. Valenciana	2,8	2,8	Navarra	16	22	492	717
Extremadura	0,02	0,02	País Vasco		1		37
Galicia	437,7	617,5	La Rioja		1		37
Madrid	0,04	0,04	Total	105	149	2.988	4.138
Murcia	6,0	11,3	Sólo se contabilizan aerogeneradores de más de 75 kW conectados a red.				
Navarra	318,1	470,4	<b>Fuente: IDAE</b>				
País Vasco	0,03	24,5					
La Rioja	-	24,4					
<b>Total</b>	<b>1.477,0</b>	<b>2.270,1</b>					

España tenía a principios de este año 149 parques eólicos, según el IDAE. También esta cifra difiere de la facilitada por APPA, que contabiliza 158 parques

La buena salud de la energía eólica en España se manifiesta también en los fabricantes de aerogeneradores. Tres de ellos, Gamesa, Ecotècnia y Made se encuentran entre los 10 primeros del mundo, y Gamesa ocupa el segundo puesto, sólo por detrás de la danesa Vestas. Los fabricantes daneses mantienen una cuota del 55% del mercado mundial.

El 81% de la capacidad eólica instalada en España a finales del año 2000 ha sido suministrada por fabricantes nacionales usando tecnologías propias (Desa, Ecotècnia, Gamesa Eólica –bajo licencia danesa en una primera etapa– y Made, ver tabla II). Los desarrollos tecnológicos más recientes apuntan hacia un aumento de la potencia unitaria de los aerogeneradores. En España, están ya en funcionamiento dos máquinas de Gamesa de 1.650 KW y está previsto que empiecen a funcionar aerogeneradores de 1.750 KW y 2 MW a lo largo de este año.

El aumento de la potencia eólica instalada en el mundo permite también a los fabricantes la obtención de economías de escala en la producción. Nordex y Bonus comercializan, respectivamente, máquinas de 2,5 y 2 MW de potencia, previstas para instalaciones offshore, y se están desarrollando prototipos de hasta 5 MW de potencia.

La potencia media de los aerogeneradores instalados en España alcanzó los 550 KW en el año 2000, incrementándose ligeramente con respecto a la del año anterior, del orden de 500 KW. La potencia media es más elevada en Alemania –unos 780 KW– donde se supera incluso a la de Estados Unidos. No obstante existe un gran número de instalaciones de pequeña potencia, de menos de 100 KW, para bombeo de agua y mini generadores mixtos eólico–fotovoltaicos.

Uno de los principales problemas de la energía eólica es el vertido de la electricidad producida a la red. En este sentido, se espera que los nuevos desarrollos tecnológicos permitirán aumentar la calidad de la energía entregada y reducir las pérdidas de potencia mediante sistemas de control por cambio de paso y velocidad de rotación variable. Según el IDAE, alrededor de 250 empresas desarrollan su actividad en el área y cerca de 200 declaran dedicarse al desarrollo integral de proyectos. En torno a 150 se dedican a la instalación y mantenimiento de equipos, y más de un centenar realizan servicios de reparación y de promoción de estas energías. Estas empresas se localizan, principalmente, en Madrid, Cataluña, País Vasco y Andalucía

Más de 60 empresas suministran, fabrican, importan o comercializan aerogeneradores; alrededor de 30 hacen lo propio con torres eólicas y cerca de 15 se ocupan de diversas partes de los aerogeneradores. La mayor fábrica de palas del mundo, por ejemplo, se localiza en Ponferrada (León). Cabe destacar que cerca de 130 empresas realizan actividades de asesoramiento e ingeniería, y 68 declaran suministrar instalaciones completas llave en mano.

TABLA II.- Potencia Eléctrica Instalada por tecnologías

<b>Potencia eléctrica instalada por tecnologías. 2000</b>		
	<b>MW</b>	<b>%</b>
Acsa-Vestas	6	0,3
Bazán-Bonus	109	4,8
Desa	93	4,1
Ecotècnia	227	10,0
Enercon	27	1,2
Gamesa Eólica	1.274	56,1
Kenetech	30	1,3
Made	238	10,5
Neg-Micon	151	6,7
Otras	48	2,1
Tecnologías mixtas	65	2,9
<b>Total</b>	<b>2.269</b>	<b>100</b>

#### Otros Antecedentes Estadísticos

Fig. 6 : Evolución del coste por KW-eólico instalado

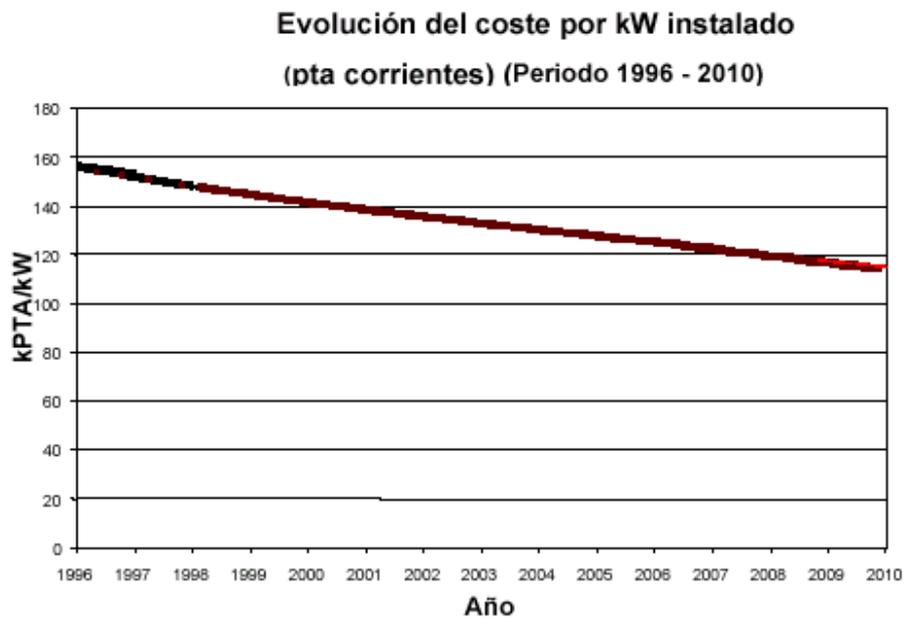
Fig. 7 : Evolución de la potencia eólica en España [MW]

Fig. 8 : Previsiones del crecimiento de la potencia eólica instalada.

Fig. 9 : Estructura del Sector de la Energías renovables por área tecnológica

Fig. 10: Creación de Empleo estimado asociado a las energías renovables

Fig. 11: Previsión de Generadores Eólicos en el periodo 2000 – 2004



Fuente: IDAE

Fig. 6.- Evolución del coste por KWh instalado proveniente de Energía eólica

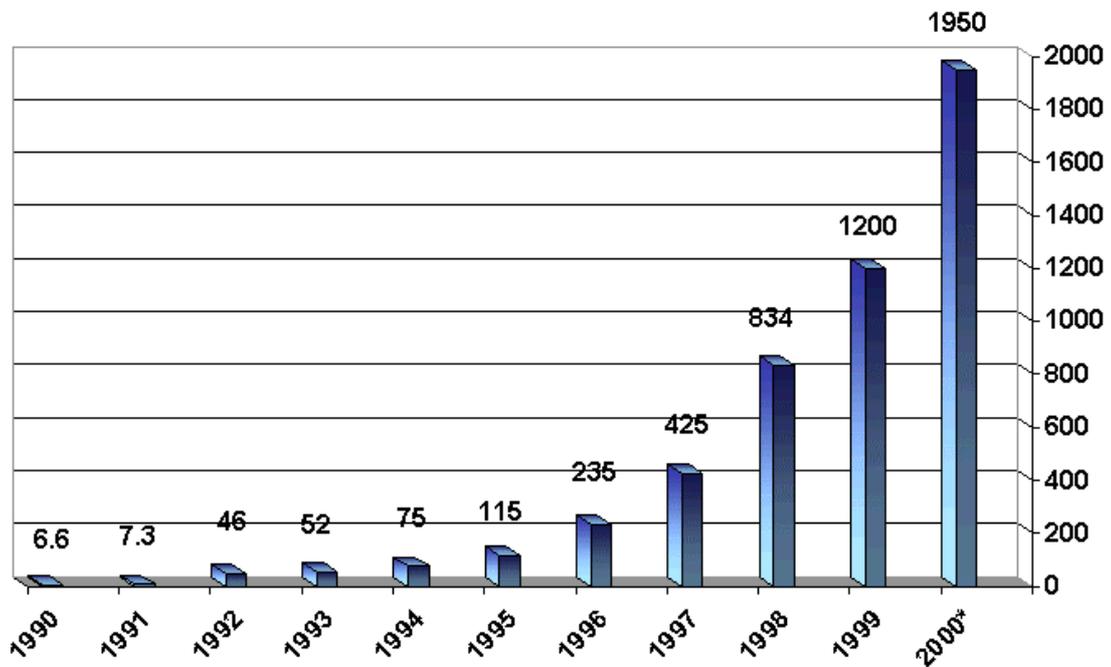


Fig. 7. – Evolución de la potencia eólica en España [MW]

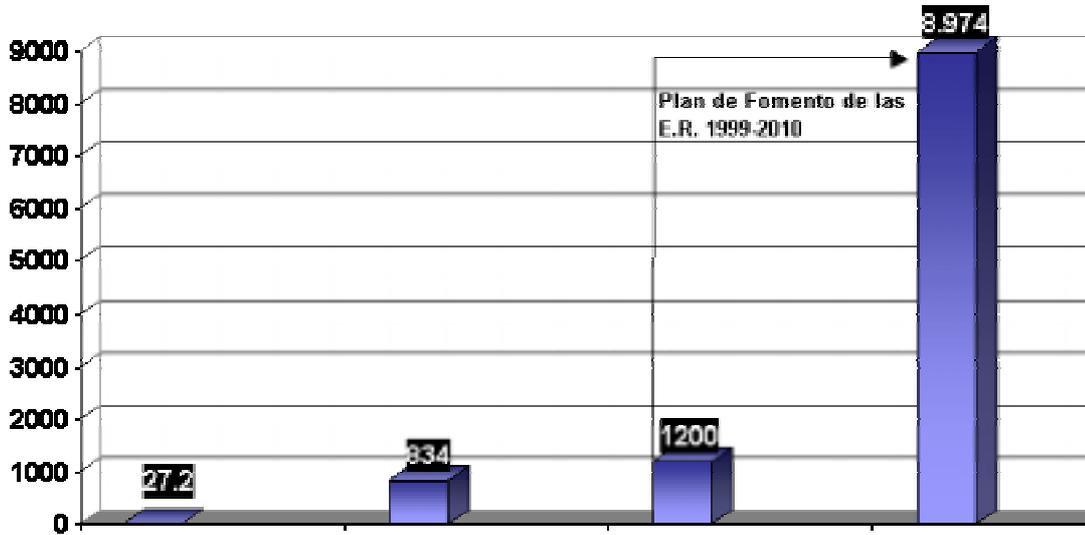


Fig. 8.- Previsiones del crecimiento de la potencia eólica instalada.

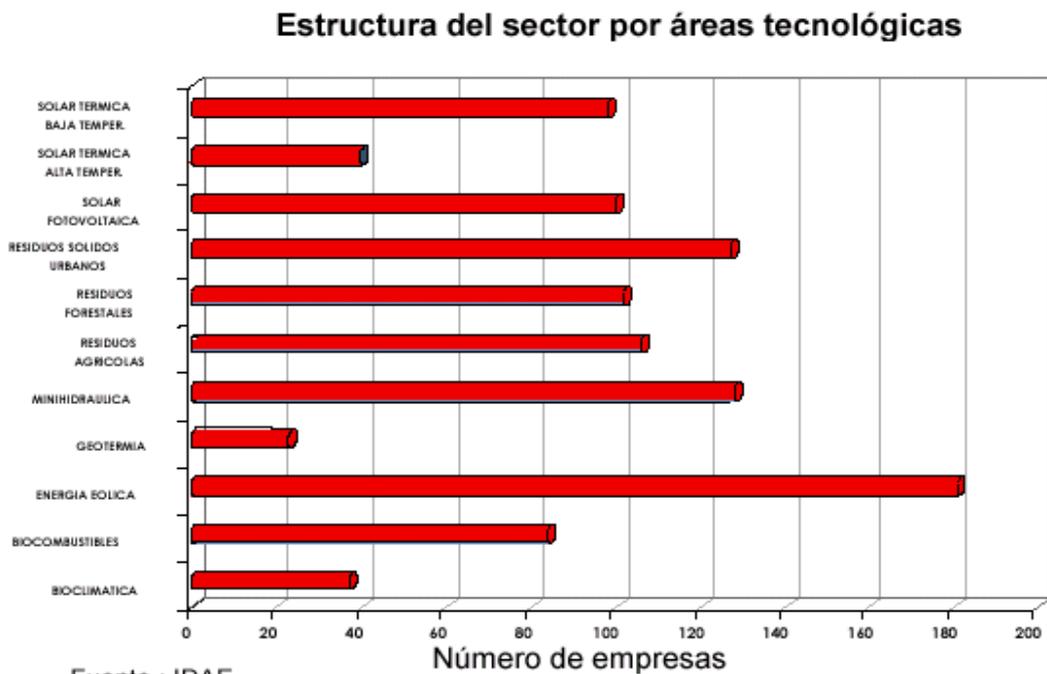


Fig. 9.-Estructura del Sector de la Energías renovables por área tecnológica

Análisis de la legislación del sector eléctrico español para el fomento de la energía eólica.

### Objetivos eólicos de potencia por Comunidades Autónomas (MW)

CC.AA	Acumulado 31.12.98	Objetivo Plan de Fomento	Acumulado año 2010
Andalucía	115	985	1.100
Aragón	128	872	1.000
Asturias		300	300
Baleares		49	49
Canarias	80	170	250
Cantabria		300	300
Castilla y León	16	834	850
Castilla – La Mancha		400	400
Cataluña	20	405	425
Extremadura		225	225
Galicia	232	2268	2.500
Madrid		50	50
Murcia	6	294	300
Navarra	237	398	635
La Rioja		100	100
Comunidad Valenciana		290	290
País Vasco		200	200
<b>TOTAL</b>	<b>834</b>	<b>8.140</b>	<b>8.974</b>

Fuente: IDAE

### Creación de empleo estimado asociado a cuatro instalaciones tipo en España.

Tecnología	Tipo de Instalación	Empleos C/I	Empleos O/M
Eólica	20 MW	260 EE/I (25% directos)	4 EE/I (directos)
Minihidráulica	1,7 MW	18,6 EE/MW (40% directos)	0,4 EE/MW (directos)
Solar Térmica	100 m <sup>2</sup> (Grandes Instalaciones) 2-4 m <sup>2</sup> (Familiar)	0,1 EE/Mpta. (directos e indirectos)	0,01 EE/Mpta. (directos)
Fotovoltaica	1 kWp	82,8 EE/MW (directos)	0,2 EE/MW (directos)

C/I: Construcción e Instalación.

O/M: Operación y Mantenimiento.

EE: Empleos equivalentes a 1800 horas de trabajo anuales, 35 horas semanales.

EE/I: Empleos equivalentes creados para el total de la instalación.

EE/MW: Empleos creados por megawatio instalado.

EE/Mpta: Empleos creados por millón de pesetas de inversión.

Fuente: IDAE

Fig. 10.- Creación de Empleo estimado asociado a las energías renovables

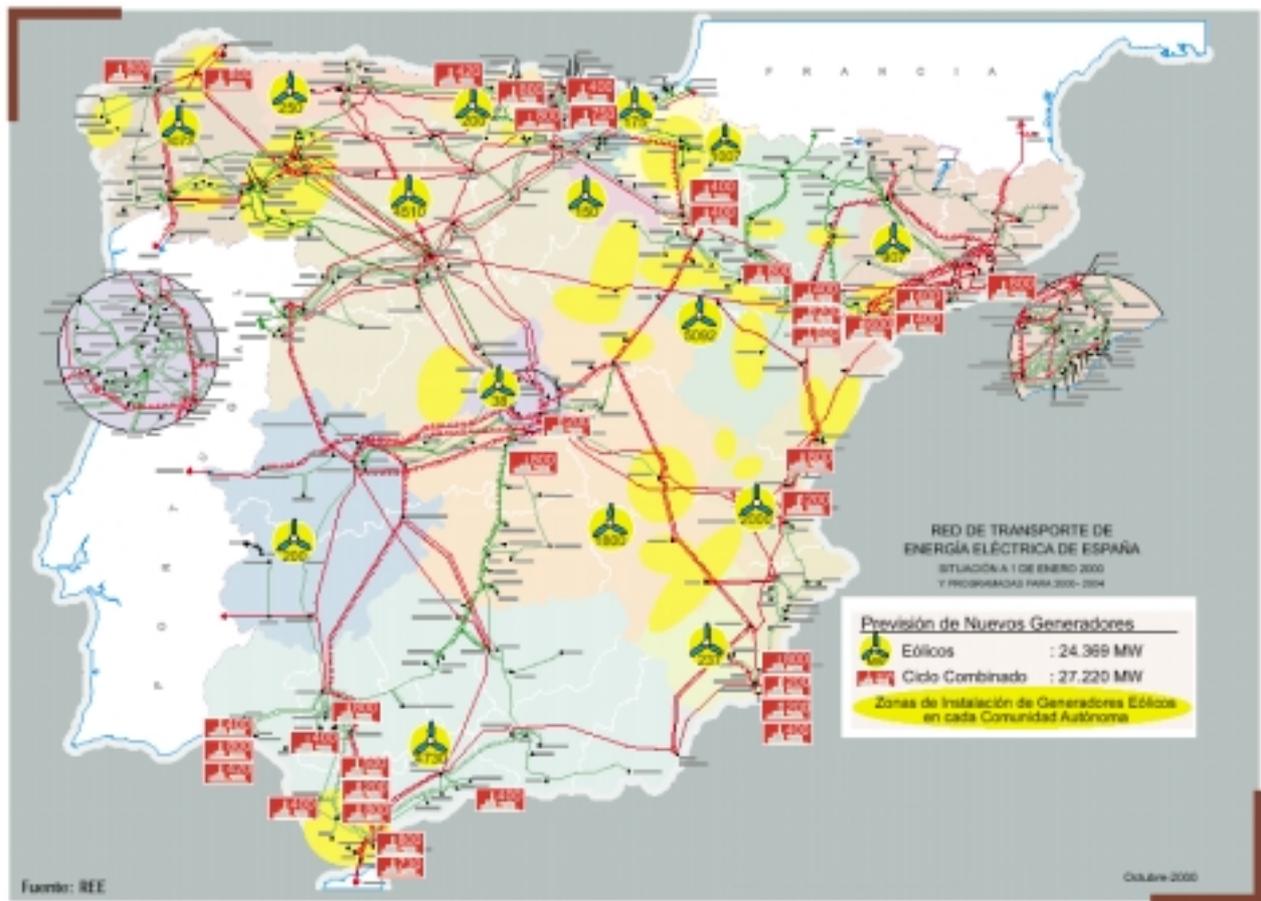


Fig. 11.- Previsión de Generadores Eólicos en el periodo 2000 – 2004

### 3.- MARCO LEGAL

El auge eólico que ha existido en los últimos años en España se ha debido a una fuerte política de medidas e incentivos tendientes al uso eficiente de la energía, en especial el caso de las energías renovables, de manera que en conjunto puedan cubrir, cuando menos, el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

Si bien existen diferentes incentivos para el uso de la energía eólica en el ámbito tanto de las medidas fiscales como de las medias estructurales y las medidas de eliminación de barreras. En este trabajo se analizará de manera básica el impacto del marco legal en el auge de la energía eólica.

Las principales leyes que incentivan y regulan el mercado de la energía eólica están íntimamente relacionadas con las leyes que regulan la energía eléctrica, puesto que desde el punto de vista eléctrico la energía eólica se presenta como una alternativa más de generación. En este contexto las principales leyes que de una u otra forma implican al mercado de la energía eólica son las siguientes:

- a) Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad
- b) R.D.L 54/1997 del sector eléctrico
- c) R.D.L. 6/1999 de Medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia (BOE 17/4/99)
- d) Ley 55/1999 de Medidas Fiscales, administrativas y de orden social (BOE 31/12/99).
- e) R.D.L. 6/2000 de Medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia en mercados de bienes y servicios (BOE 24/6/2000)
- f) RD 2019/1997 por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 27/12/97).
- g) RD 3490/2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001 (BOE 30/12/2000).
- h) RD 2820/1998 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.
- i) RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOE 30/12/1998)
- j) RD 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

A continuación se describirán algunas de estas leyes haciendo énfasis en los aspectos relacionados con la energías renovables, en especial el caso de aquellos artículos que implican un incentivo para el empleo de la energía eólica.

### **3.1.- Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.**

El contenido básico de esta directiva de la comunidad económica europea puede resumirse como sigue:

- Principio de libertad de establecimiento de instalaciones de generación.
- Libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución
- Libertad de elección del suministrador para los consumidores cualificados, siguiendo un calendario que permitirá que en Enero del 2003, todos los consumidores con un consumo anual superior a 9 GWh sean cualificados.
- Señala que la apertura de la red debe conducir a un grado de acceso equivalente en todos los Estados miembros, a pesar de las diferencias que puedan existir entre sus estructuras organizativas.
- El Estado miembro podrá imponer al gestor de la red de transmisión la obligación de que, en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones de generación, dé preferencia a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o de residuos o que exploten un procedimiento de producción combinada de calor y electricidad. (artículo 8)
- El gestor de la red de distribución velará por la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de la red que abarque su zona, sin perjudicar al medio ambiente.
- Por razones de protección del medio ambiente, debe darse la prioridad a la generación de electricidad basada en energías renovables;
- A corto y medio plazo cada Estado Miembro podrá aplicar los sistemas de apoyo que considere adecuados para la promoción de estas energías. En un plazo de cinco años la Comisión juzgará si se puede proceder a una armonización de estos sistemas dentro de la UE.
- Se prevé la emisión de certificados verdes por parte de los Estados Miembros de forma que estos certificados acrediten el origen renovable de la energía. Estos certificados serán mutuamente reconocidos por los Estados. Esto es, se sientan las bases para la creación de un mercado de energías renovables. A estos efectos, la energía procedente de las grandes instalaciones hidroeléctricas (mayores de 10 MW) se considera renovable, pero estas instalaciones continúan excluidas en lo que a incentivos económicos se refiere.
- Se prevé la publicación de reglas estándar en relación con la financiación de las adaptaciones técnicas que deban realizarse en la red y de las interconexiones para permitir el acceso a la misma de estas energías.

### 3.2.- R.D.L 54/1997 del sector eléctrico

El contenido básico de esta ley puede resumirse como sigue.

- La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 tiene como objetivo el ordenamiento y regulación del Sistema Nacional Eléctrico en España. En la Exposición de Motivos de dicha Ley, el Legislador expresa que la misma tiene "(...) como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente,(...)"
- La Ley del Sector Eléctrico introdujo una profunda reforma en el funcionamiento del sistema eléctrico español, declarando la libertad de contratación y estableciendo como base económica del mismo el mercado organizado de electricidad, con separación de la gestión económica y técnica que se encomiendan al operador del mercado y al operador del sistema, respectivamente.
- La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

Desde el punto de vista de las energías renovables, incluida la eólica se destaca lo siguiente:

- Suministro de fuentes de energía primarias para producir electricidad negociado sobre la base de acuerdos voluntarios.
- Compatibilidad de las medidas de liberalización con la promoción de las energías renovables y de instalaciones que utilizan residuos o de cogeneración.
- introduce en una Disposición Transitoria el mandato de que la Administración estableciera un Plan de Fomento de Energías Renovables con el fin de lograr en el país el objetivo establecido en el ámbito comunitario.
- la Ley contempla la creación de un Régimen especial, cuyo objetivo es promocionar todas aquellas formas de producción de energía eléctrica que en él se adscriban, siendo éstas todas aquellas provenientes de productores cuya potencia instalada no supere los 50 MW y que entren dentro de las categorías de:  
*"autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.  
Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier*

*tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.*

### **3.3.- RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOE 30/12/1998)**

Con esta Ley se concreta el marco legal y administrativo que pone los cimientos en los que se basa el desarrollo de las energías renovables, sobre todo mediante la conversión en electricidad de estas energías, al indicar que este tipo de instalaciones tiene el derecho a transferir a la compañía suministradora de electricidad sus excedentes de energías, siempre que técnicamente fuese posible su absorción por la red y percibir por ello el precio que reglamentariamente se determina en la ley. Este párrafo engloba los tres ejes sobre los que se ha basado el fomento de estas energías desde el punto de vista de su conversión en electricidad:

1. El derecho de estas instalaciones a ser interconectadas a la red de la empresa distribuidora
2. La obligación de compra de la energía excedentaria por parte del sistema eléctrico a través de la distribuidora.
3. El precio de la energía queda definido reglamentariamente

Desde el punto de vista general en este decreto se observan los siguientes puntos :

- Este Decreto desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados.
- Para alcanzar ese logro se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre.
- Para las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre.
- Los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del

12 por 100 en el año 2010 tal y como establece la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

### **3.3.1.- El régimen especial**

La ley establece la diferenciación entre los productores de energía eléctrica en régimen ordinario (centrales nucleares, térmicas convencionales e hidroeléctricas de tamaño medio y grande) y sujetos al sistema de ofertas y los autoprodutores acogidos al régimen especial y fuera del sistema de competencia, es decir no tienen obligación de presentar estas ofertas. Esto es, la energía procedente, por ejemplo de un parque eólico, se despacha de forma absolutamente prioritaria al resto de las instalaciones, lo cual supone una ventaja operativa muy clara en el mercado de generación liberalizado y competitivo.

La diferencia entre la remuneración de las instalaciones en régimen ordinario y en régimen especial será que estas últimas percibirán además, una prima cuyo importe se fija reglamentariamente con la actualización de las tarifas eléctricas.

Estas medidas legales han supuesto el apoyo más importante para el desarrollo de la energía eólica, pues los productores de electricidad con energía eólica y potencia inferior a 50MW pueden incorporar su producción al sistema eléctrico sin someterse al sistema de ofertas y además reciben una prima sobre el precio de oferta cuyo objeto es la consecución de tasas de rentabilidad razonables, a la par que la compensación de los beneficios medioambientales de la utilización de esta energía. Por lo tanto, los productores eólicos en régimen especial tienen garantizada la venta de la energía eléctrica que generan a un precio superior a la retribución percibida por los productores en régimen ordinario.

El mantenimiento del apoyo que ofrece esta legislación y la adecuada retribución del Kwh. generado con fuentes renovables se consideran imprescindibles para la consecución de los objetivos eólicos propuestos en el plan de fomento de las energías renovables.

### **3.3.2.- Descripción de los Capítulos de la ley**

Básicamente la ley se divide en los siguientes capítulos:

#### **CAPÍTULO I: Objeto y ámbito de aplicación**

Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW. Específicamente la energía eólica se encuentra en el grupo b2) que corresponde a Instalaciones que únicamente utilizan como energía primaria energía eólica.

#### **CAPÍTULO II: Procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial**

La competencia administrativa corresponde a la dirección general de la Energía del Ministerio de Industria y economía

Se fijan las autorizaciones, requisitos y procedimientos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.

### CAPÍTULO III : Condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en régimen especial

Se detalla :

El contrato con la empresa distribuidora

Los Derechos y obligaciones de los productores en régimen especial en sus relaciones con las empresas distribuidoras

Las normas de conexión a la red

Los derechos y condiciones de cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.

En el caso de los productores eólicos tienen el derecho a incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica producida, en tanto no se alcance el 12% del total de la demanda energética. (artículo 21).

### CAPÍTULO IV : Régimen económico

*Artículo 23. Precio de la electricidad cedida a la empresa distribuidora por parte de las instalaciones que no se acojan al régimen general de ofertas.*

Los titulares de las instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW inscritas definitivamente en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán obligación de formular ofertas al mercado mayorista para dichas instalaciones, pero tendrán el derecho a vender sus excedentes o, en su caso, la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción; de energía eléctrica, complementado, en su caso, por una prima o incentivo que tomará los valores recogidos en el presente capítulo.

*Artículo 24. Definición de precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica para instalaciones exentas del sistema general de ofertas.*

1. El precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica es el precio medio que en cada hora deben abonar los adquirentes de energía por comprar en el mercado de producción de energía eléctrica y que es objeto de liquidación por el operador del mercado. A los efectos del presente Real Decreto, este precio será el

que, de forma provisional para los adquirentes de energía, publique dicho operador del mercado antes del quinto día hábil del mes siguiente considerado para la facturación.

2. El operador del mercado publicará, conjuntamente con lo anterior, dos precios medios.

El primero será el precio medio aritmético correspondiente al conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes de facturación.

El segundo será el correspondiente al resto de las horas de dicho mes. Ambos precios corresponderán respectivamente a los precios valle y punta en el modelo simplificado de facturación a que hace referencia el apartado siguiente.

3. Las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW podrán tomar como precio de mercado los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador del mercado, de acuerdo con lo expresado en el número anterior.

#### *Artículo 25. Liquidación de las energías en régimen especial.*

1. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, hayan efectuado compras de electricidad a los titulares de instalaciones con inscripción definitiva a que hace referencia el artículo 12 de este Real Decreto tendrán derecho a ser liquidados por las primas satisfechas por este concepto. Para ello, el importe de los incentivos correspondientes a dichas compras de energía será sometido al correspondiente proceso de liquidación de acuerdo con lo establecido en el 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 los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

2. . Para aquellos productores que hayan optado por el sistema de formular ofertas en el mercado mayorista o a aquellos a que hace referencia el párrafo c) del artículo i de este Real Decreto, el importe de los incentivos que les corresponda se percibirá como cantidad adicional a la liquidación correspondiente al mercado mayorista efectuada por el operador del mercado.

Los importes de estos incentivos, que serán abonados por los distribuidores o, en su caso, por los transportistas a los que están conectados, serán sometidos al proceso de liquidación establecido en el referido Real Decreto 2017/1997.

Artículo 26. *Precio por la energía eléctrica entregada.*

La retribución que los productores obtienen por la cesión de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en régimen especial será:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

siendo:

*R* : retribución en pesetas/kWh.

*P<sub>m</sub>* : precio de mercado según lo especificado en el artículo 24 del Real Decreto.

*P<sub>r</sub>* : prima según lo establecido en la presente sección.

*ER* : complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de *P<sub>m</sub>* y *P<sub>r</sub>*. Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento.

Artículo 28. *Primas para las instalaciones de energías renovables no consumibles derivadas de la biomasa y biocarburantes.*

1. Se detallan las primas para las instalaciones de los grupos que se relacionan del párrafo b), del artículo 2, para el caso de la energía eólica corresponde actualmente a 4.79 pesetas/kWh. (RD 3490/2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001)
2. La prima anterior se actualizará anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de electricidad, que se aplicará sobre la suma del precio de mercado y la prima. Para ello, el Ministerio de Industria y Energía deberá, asimismo, estimar el precio de mercado medio anual. A estos efectos se define precio medio de venta de electricidad como:

$$PM = I / E$$

donde:

*I* : Ingresos previstos derivados de la facturación por suministro de electricidad, excluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido y cualquier otro tributo que grave el consumo de electricidad.

*E* : energía suministrada prevista.

3. Los productores por ejemplo de energía eólica podrán optar por no aplicar las primas establecidas en los apartados anteriores y aplicar en todas las horas un precio total de 10.42 pesetas/kWh. (RD 3490/2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001)

Estos precios se actualizarán con los criterios establecidos en el apartado anterior.

		PRIMAS (pta/kWh)	PRECIO TOTAL (*) (pta/kWh)
COGENERACIÓN	< 10 MW (10 años)	3,2	8,95
	> 10 MW y < 25 MW (CTC)	3,2 / 1,6	8,95 / 7,35
BIOMASA PRIMARIA		5,07	10,83
BIOMASA SECUNDARIA		4,70	10,46
EÓLICA		5,26	11,02
MINIHIDRÁULICA	≤ 10 MW	5,45	11,2
	> 10 MW y ≤ 50 MW	5,45 / 0,0	11,2 / 5,75
FOTOVOLTAICA	< 5 kW	60	66
	> 5 kW	30	36

(\*) Supuesto un precio de mercado de 5,75 pta/kWh.

Fig. 12.- Cuadro comparativo del valor de las primas y retribución total para diversas fuentes de energía en régimen especial (Precios en 1999)

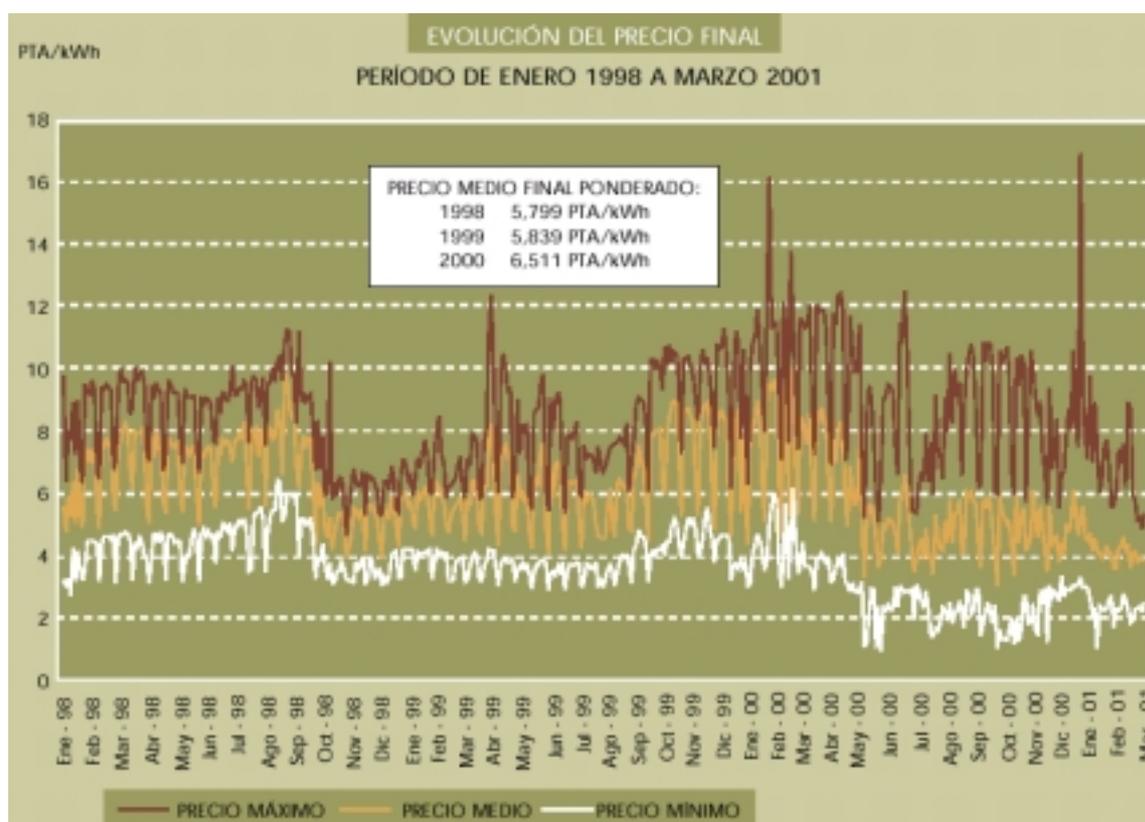


Fig. 13.- Evolución del precio final en el mercado de la energía eléctrica (Enero 1998 a Marzo 2001)

## CONCLUSIONES

A partir de la descripción de la evolución del mercado de la energía eólica en España se puede concluir que :

- El desarrollo eólico europeo se ha conseguido gracias a medidas económicas que proporcionan incentivos para la explotación de la energía eólica, que además se ha visto favorecida por la aceptación social y una mayor conciencia medioambiental.
- La descentralización y liberalización del mercado de la electricidad, actualmente en curso, exigen acuerdos sobre el "valor" de las energías renovables, considerando el beneficio ambiental, y regulaciones para integrar en la red a la energía eólica y otras energías renovables.
- Los costes de producción de la energía eólica son, todavía, más altos que los de producción de energía a partir de combustibles fósiles. Por consiguiente, es esencial para su competitividad reducir estos costes. Sin embargo, la competitividad de la energía eólica mejoraría notablemente si el cálculo del precio de la electricidad se basara en los costes totales de la misma, es decir, los costes de producción que afectan directamente a la empresa productora más los costes de externalidad que recaen en la sociedad en su conjunto.
- El actual auge eólico en España no hubiera sido posible, en primer lugar, sin la aprobación sucesiva de la Ley del Sector Eléctrico, publicada el 27 de noviembre de 1997 y el Real Decreto 2818/1998, instrumentos legales que han dado prioridad a las energías renovables en la cobertura de la demanda de electricidad y han establecido una prima que incrementa la retribución del kwh eólico vertido a la red.
- En resumen, en la actual ley eléctrica española las directrices más importantes que sustentan el fomento de la energía eólica desde el punto de vista de su conversión en electricidad son:
  - o El derecho de estas instalaciones a ser interconectadas a la red de la empresa distribuidora.
  - o La obligación de compra de la energía excedentaria por parte del sistema eléctrico a través de la distribuidora.
  - o La definición reglamentaria del precio de la energía.

## BIBLIOGRAFÍA

- [ 1 ] Plan de Fomentos de las energías Renovables (IADE)
- [ 2 ] El Mercado de Electricidad en el 2000. OMEL
- [ 3 ] Evolución del mercado de producción de energía eléctrica a Mayo del 2001. OMEL
- [ 4 ] La producción descentralizada de energía eléctrica y el Régimen Especial, Juan Solé, Miguel Angel Lasheras .Octubre, 1998.
- [ 5 ] Leyes:
- Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad
  - R.D.L 54/1997 del sector eléctrico
  - R.D.L. 6/1999 de Medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia (BOE 17/4/99)
  - Ley 55/1999 de Medidas Fiscales, administrativas y de orden social (BOE 31/12/99).
  - R.D.L. 6/2000 de Medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia en mercados de bienes y servicios (BOE 24/6/2000)
  - RD 2019/1997 por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 27/12/97).
  - RD 3490/2000 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001 (BOE 30/12/2000).
  - RD 2820/1998 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.
  - RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (BOE 30/12/1998)
  - RD 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- [ 6 ] Sitios Web :
- APPA : [www.appa.es](http://www.appa.es)
- CNE : [www.cne.es](http://www.cne.es)
- IDAE : [www.idae.es](http://www.idae.es)
- OMEL: [www.omel.es](http://www.omel.es)
- REE : [www.ree.es](http://www.ree.es)
- La Revista: [www.energiasrenovables-larevista.es](http://www.energiasrenovables-larevista.es)

# **A N E X O**

REAL DECRETO 2818/1998, DE 23 DE DICIEMBRE, SOBRE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR INSTALACIONES ABASTECIDAS POR RECURSOS O FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, RESIDUOS Y COGENERACIÓN.

## Disposición final primera.

El presente Real Decreto surtirá efectos durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 1999, procediendo, en consecuencia, el abono del salario mínimo en el mismo establecido con efectos del 1 de enero de 1999.

## Disposición final segunda.

Se autoriza al Ministro de Trabajo y Asuntos Sociales para dictar las disposiciones de aplicación y desarrollo de este Real Decreto.

Dado en Madrid a 23 de diciembre de 1998.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Trabajo y Asuntos Sociales,  
JAVIER ARENAS BOCANEGRA

# MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

**30041** REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. La Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente, por otra parte necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero. Así establece para su consecución la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica, como régimen diferenciado del ordinario. En este último, el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado.

El régimen especial ha venido siendo regulado desde el año 1980 por diversa normativa. Sin embargo, la nueva Ley hace obligada la promulgación del presente Real Decreto para tratar de adecuar el funcionamiento de dicho régimen a la nueva regulación e introducción de competencia.

El presente Real Decreto desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados.

Para alcanzar ese logro se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que

requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre.

Para las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre.

Los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del 12 por 100 en el año 2010 tal y como establece la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, el presente Real Decreto establece un período transitorio suficientemente dilatado en el que a las instalaciones acogidas a la regulación anterior continúa siéndoles de aplicación el régimen que dicha regulación establecía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado, con aprobación del Ministro de Administraciones Públicas, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 1998,

DISPONGO:

## CAPÍTULO I

### Objeto y ámbito de aplicación

#### Artículo 1. Objeto.

El presente Real Decreto tiene por objeto:

a) El desarrollo reglamentario, en lo que se refiere al régimen especial, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, a los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, a las condiciones de entrega de la energía y al régimen económico.

b) El establecimiento de un régimen transitorio para las instalaciones que en la fecha de entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico antes citada, estaban acogidas al 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.

c) La determinación de una prima para aquellas instalaciones mayores de 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley del Sector Eléctrico.

#### Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW, que reúnan las siguientes características:

a) Instalaciones de autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Estos tipos de instalaciones se clasifican en dos grupos:

a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración, entendiéndose como tales aquellas que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético no eléctrico.

a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Tienen la consideración de autoprodutores aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumen en promedio anual, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida si su potencia es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si es igual o superior a 25 MW.

A los efectos del cómputo de autoconsumo a que se refiere el párrafo anterior se podrá contabilizar el consumo de electricidad en aquellas empresas que tengan una participación superior al 10 por 100 en la titularidad de la planta de producción en régimen especial.

En cualquier caso, deberá existir un único receptor de las primas, quien, además, deberá disponer de los aparatos de medida necesarios para acreditar el cumplimiento de las condiciones anteriores.

b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, clasificadas en los grupos siguientes:

b.1. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía solar.

b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía eólica.

b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía geotérmica, energía de las olas, de las mareas y de rocas calientes y secas.

b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia no sea superior a 10 MW.

b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia sea superior a 10 MW y no supere los 50 MW.

b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa primaria, entendiéndose como tal el conjunto de vegetales de crecimiento menor de un año, que pueden utilizarse directamente o tras un proceso de transformación, para producir energía (recursos naturales y plantaciones energéticas). Se entenderá como combustible principal aquel que suponga como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa secundaria, entendiéndose como tal el conjunto de residuos de una primera utilización de la biomasa, principalmente estiércoles, lodos procedentes de la depuración de aguas residuales, residuos agrícolas, forestales, biocombustibles y biogás. Se entenderá como combustible principal aquel que suponga como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

b.8. Centrales que utilizan energías incluidas en los grupos b.6 y b.7 anteriores, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. La electricidad generada por el combustible convencional sólo será retribuida al precio de mercado a que hace referencia el artículo 24 de este Real Decreto.

b.9. Centrales mixtas de los grupos anteriores del presente apartado.

c) Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no contemplados en el párrafo b) anterior, que se clasifican en los siguientes grupos:

c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos urbanos. Se entenderá como combustible principal que suponga como mínimo el 70 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

c.2. Instalaciones que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente. Se entenderá como combustible principal aquel que suponga como mínimo el 70 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

c.3. Centrales que utilizan energías incluidas en los grupos anteriores, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. La electricidad generada por el combustible convencional sólo será retribuida al precio de mercado a que hace referencia el artículo 24 del presente Real Decreto.

d) Instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW. Estas instalaciones deberán satisfacer los requisitos de rendimiento energético que se determinarán en el anexo I de este Real Decreto. Se clasifican en los grupos siguientes:

d.1. Instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino.

d.2. Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

d.3. Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos no contemplados en los grupos anteriores.

2. No podrán acogerse al presente Real Decreto aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de la del Sector Eléctrico hubieran estado sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, salvo que hubieran permanecido sin producción durante los cinco años anteriores a la solicitud de inclusión y superado el período de vida útil que dicha reglamentación establecía y las instalaciones de los grupos definidos en el párrafo b) anterior cuando su titular realice actividades de producción en régimen ordinario.

3. Se entenderán incluidas en el presente Real Decreto aquellas instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico.

No obstante, los titulares de estas instalaciones deberán solicitar al órgano competente la adscripción de alguno de los grupos definidos en el presente artículo y la inscripción en el correspondiente Registro, de acuerdo con el capítulo II del presente Real Decreto.

### Artículo 3. *Potencia de las instalaciones.*

1. La potencia nominal será la especificada en la placa de características del alternador, corregida por las condiciones de medida siguientes, en caso que sea procedente:

a) Carga: 100 por 100 en las condiciones nominales del diseño.

b) Altitud: la del emplazamiento del equipo(s).

c) Temperatura ambiente: 15 °C.

d) Pérdidas de carga: admisión 150 mm c.d.a.; Escape 250 mm c.d.a.

e) Pérdidas por ensuciamiento y degradación: 3 por 100.

2. A los efectos del límite de potencia establecido para acogerse al régimen especial o para la determinación del régimen económico establecido en el capítulo IV de este Real Decreto se considerará que pertenecen a una única instalación cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias para cada uno de los grupos definidos en el artículo 2 de este Real Decreto:

a) Grupos a y d: instalaciones que sean propiedad del mismo o de diferentes titulares y que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial.

b) Grupos b: para las instalaciones de los grupos b.1, b.2 y b.3, las que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución o transporte a la que han de conectarse. Si, como consecuencia de lo expresado en el artículo 20.5 del presente Real Decreto varias instalaciones de producción utilizan las mismas instalaciones de evacuación, la referencia anterior se entenderá respecto al transformador anterior al que sea común para varias instalaciones de producción.

Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5 las que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma concesión hidráulica.

c) Para el resto de instalaciones, las que tengan equipos electromecánicos propios.

## CAPÍTULO II

### Procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial

#### SECCIÓN 1.<sup>a</sup> DISPOSICIONES GENERALES

##### Artículo 4. *Competencias administrativas.*

1. La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y el cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos de las Comunidades Autónomas con competencia en la materia.

2. Corresponde a la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía:

a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y el cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen cuando la Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una Comunidad Autónoma.

b) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y el cierre de las instalaciones cuyo aprovechamiento afecte a más de una Comunidad, previa consulta en cada caso con la Comunidad Autónoma donde se vaya a ubicar la instalación.

c) La inscripción o toma de razón, en su caso, en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de las instalaciones reguladas en el presente Real Decreto. La comunicación de la inscripción o toma de razón a la Comisión Nacional del

Sistema Eléctrico o, en su caso, al operador del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

3. Las anteriores competencias se entienden sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a cada organismo respecto a las instalaciones sujetas a la presente regulación.

##### Artículo 5. *Autorización de instalaciones.*

El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones a las que hace referencia el presente Real Decreto, cuando sea competencia del Ministerio de Industria y Energía, se regirá por las normas por las que se regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables.

##### Artículo 6. *Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.*

1. La condición de instalación de producción acogida al régimen especial será otorgada por la Administración competente para su autorización. Los titulares o explotadores de las instalaciones que pretendan acogerse a este régimen deberán solicitar ante la Administración competente la inclusión de la misma en uno de los grupos a los que se refiere el artículo 2 de este Real Decreto.

2. Para que una instalación de producción pueda acogerse al régimen especial se deberá acreditar además del cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 de este Real Decreto las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.

3. En el caso de instalaciones incluidas en los grupos a) y d) del artículo 2 del presente Real Decreto se deberán justificar los excedentes de energía eléctrica que se transfieran a la red, en función tanto de su estructura y nivel de producción, como de sus consumos energéticos. Asimismo se deberán acreditar las siguientes características de la instalación:

a) La máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso.

b) La mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

c) La potencia mínima a entregar compatible con las condiciones técnicas del grupo generador, para los productores que no tengan proceso industrial.

d) El cumplimiento del rendimiento energético de acuerdo con el anexo I del presente Real Decreto, para lo cual se debe elaborar un estudio energético que lo acredite, justificando, en su caso, la necesidad del calor útil producido en los diferentes regímenes de explotación de la instalación previstos.

#### SECCIÓN 2.<sup>a</sup> PROCEDIMIENTO DE INCLUSIÓN EN EL RÉGIMEN ESPECIAL

##### Artículo 7. *Presentación de la solicitud.*

En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Dirección General de la Energía, la solicitud de inclusión en el régimen especial deberá ser presentada por el titular o el explotador de la instalación,

entendiendo por tal al propietario, arrendatario, concesionario hidráulico o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación. Esta solicitud deberá acompañarse de la documentación acreditativa de los requisitos a que se refiere el artículo anterior, así como de una memoria-resumen de la entidad peticionaria que deberá contener:

- a) Nombre o razón social y domicilio del peticionario.
- b) Capital social y accionistas con participación superior al 5 por 100, en su caso, y participación de los mismos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.
- c) Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.
- d) Relación de las instalaciones acogidas a este régimen de las que sea titular.
- e) Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.

#### Artículo 8. *Tramitación y resolución.*

1. Cuando los documentos exigidos a los interesados ya estuvieran en poder de cualquier órgano de la Administración actuante el solicitante podrá acogerse a lo establecido en el párrafo f) del artículo 35 de la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, siempre que haga constar la fecha y el órgano o dependencia en que fueron presentados o, en su caso, emitidos.

En los supuestos de imposibilidad material de obtener el documento, debidamente justificada en el expediente, el órgano competente podrá requerir al solicitante su presentación, o, en su defecto, la acreditación por otros medios de los requisitos a que se refiere el documento, con anterioridad a la formulación de la propuesta de resolución.

2. El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, y a sus normas de desarrollo.

3. La Dirección General de la Energía resolverá sobre la solicitud en el plazo de seis meses. La falta de resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios. No obstante, podrá interponerse recurso ordinario ante la autoridad administrativa correspondiente.

#### SECCIÓN 3.<sup>a</sup> REGISTRO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

#### Artículo 9. *Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.*

1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las primas, tanto en lo relativo a potencia instalada como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red y la energía primaria utilizada, se constituye en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley del Sector Eléctrico, dependiendo de la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía, una sección bajo la denominación «Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial».

2. El procedimiento de inscripción en este Registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

#### Artículo 10. *Coordinación con las Comunidades Autónomas.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

2. Para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial y los registros autonómicos que puedan constituirse, así como la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas se establecen en el anexo III del presente Real Decreto el modelo de inscripción previa y definitiva en el Registro. De acuerdo con estos modelos se realizará la comunicación de datos por las Comunidades Autónomas para la toma de razón de las inscripciones en el Registro dependiente de la Dirección General de la Energía, así como la transmisión a aquellas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial.

#### Artículo 11. *Inscripción previa.*

1. La inscripción previa en este Registro se producirá de oficio una vez que haya sido otorgada la condición de instalación de producción acogida al régimen especial. Para ello, la Comunidad Autónoma competente deberá dar traslado, en el plazo de un mes, de la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de la resolución por la que se otorga esa condición para la toma de razón de la inscripción previa en el Registro.

En el caso de que la condición de instalación acogida al régimen especial haya sido otorgada por la Dirección General de la Energía se procederá en el plazo de un mes a su inscripción previa.

2. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la Comunidad Autónoma competente, al objeto de que por ésta se proceda a su notificación al interesado. No obstante, la notificación será efectuada por la Dirección General de la Energía cuando ésta resulte competente.

#### Artículo 12. *Inscripción definitiva.*

1. La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía, acompañada del contrato con la empresa distribuidora. Esta solicitud podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en marcha de la instalación.

2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una Comunidad Autónoma, ésta deberá dar traslado en el plazo de un mes de la inscripción efectuada en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la toma de razón de la inscripción definitiva en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial. Cuando resulte competente, la Dirección General de la Energía deberá resolver sobre la solicitud en plazo máximo de un mes.

3. La inscripción definitiva en este Registro, en la que constará el número de identificación en el mismo, será comunicada a la Comunidad Autónoma que resulte competente, al objeto de que se proceda a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. No obstante, la notificación se efectuará por la Dirección General de la Energía, cuando la instalación sea de su competencia.

### Artículo 13. *Plazo para la inscripción definitiva.*

La inscripción previa de una instalación en este Registro será cancelada si transcurridos dos años desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no ha solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el Registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Dirección General de la Energía expresando el plazo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.

### Artículo 14. *Actualización de documentación.*

Los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en este Registro deberán enviar durante el primer trimestre de cada año al órgano que autorizó la instalación una memoria-resumen del año inmediatamente anterior, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo II del presente Real Decreto.

Asimismo, en el caso de las instalaciones de los grupos a) y d) del artículo 2 del presente Real Decreto se remitirá un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias del anexo I del presente Real Decreto, debiendo notificar cualquier cambio producido en los datos aportados para la autorización de la instalación, para la inclusión en el régimen especial o para la inscripción en el Registro.

Los órganos competentes de las Comunidades Autónomas remitirán la información a la Dirección General de la Energía para su toma de razón en el Registro en el plazo de un mes contado a partir de su recepción.

### Artículo 15. *Efectos de la inscripción.*

1. La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución de otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente. No obstante, la inscripción definitiva de la instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en el presente Real Decreto, con efectos desde la inscripción definitiva en el registro autonómico, cuando corresponda.

2. Sin perjuicio de lo previsto en el número anterior, la energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red, como consecuencia de un funcionamiento en pruebas, con anterioridad a la inscripción de la instalación será retribuida a precio de mercado, según lo establecido en el artículo 24 del presente Real Decreto, una vez efectuada dicha inscripción.

Dicho funcionamiento en pruebas deberá ser previamente autorizado y su duración no podrá exceder de tres meses.

### Artículo 16. *Cancelación de las inscripciones.*

Procederá la cancelación de la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial en los siguientes casos:

- Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.
- Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación así como cualquier otra incidencia de la inscripción en el Registro a la empresa distribuidora y a la Dirección General de la Energía para su toma de razón en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.

## CAPÍTULO III

### Condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en régimen especial

#### Artículo 17. *Contrato con la empresa distribuidora.*

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según un modelo que será establecido por la Dirección General de la Energía, con una duración mínima de cinco años, por el que se regirán las relaciones técnicas y económicas entre ambos.

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

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

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

c) Causas de rescisión o modificación del contrato.

d) Condiciones económicas, de acuerdo con el capítulo IV del presente Real Decreto.

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

f) Cobro de la energía entregada por el titular a la distribuidora que deberá producirse dentro del período de treinta días posteriores de la emisión de la correspondiente factura.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzcan excedentes eléctricos en la instalación, en el plazo de un mes desde el momento en que quede determinado el punto y condiciones de conexión, según lo establecido en el artículo 20.2 del presente Real Decreto.

Se remitirá copia de dicho contrato a la Administración competente, acompañando a la solicitud de inscripción definitiva en el Registro a la que se refiere el artículo 12 del presente Real Decreto.

2. La factura de la energía excedentaria cedida a la empresa distribuidora se realizará mensualmente en un modelo de factura aprobado por la Dirección General de la Energía, que recogerá las principales características para cada instalación de conformidad con lo dispuesto en el presente Real Decreto.

#### Artículo 18. *Derechos de los productores en régimen especial en sus relaciones con las empresas distribuidoras.*

En sus relaciones con las empresas distribuidoras los titulares de instalaciones de producción acogidas a este régimen especial gozarán de los siguientes derechos:

1. Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora.

2. Transferir al sistema a través de la compañía distribuidora de electricidad su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red y percibir por ello el precio

de mercado mayorista más los incentivos previstos en el régimen económico de este Real Decreto.

3. Recibir en todo momento de la compañía distribuidora, siempre que se trate de un cliente sometido a tarifa regulada, la energía eléctrica que sea necesaria para el completo desenvolvimiento de su actividad, abonando la tarifa que le corresponda.

4. Acceder al mercado de producción de energía eléctrica, siempre que se trate de un consumidor cualificado, para efectuar las compras de electricidad que precisen para el desenvolvimiento de sus actividades, abonando los precios, peajes y costes de acceso que corresponda en cada caso.

5. Acceder al sistema de ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica o formalizar contratos bilaterales físicos, en ambos casos por períodos anuales y previa comunicación a la Dirección General de la Energía, Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación y a los operadores del sistema y del mercado. Los productores que opten por acceder al sistema de ofertas percibirán las primas que les corresponde por la aplicación del régimen económico previsto únicamente por la energía casada y podrán percibir la retribución de la garantía de potencia y la de los servicios complementarios que la instalación realmente preste.

6. Transferir energía eléctrica a las unidades consumidoras, de acuerdo con lo expresado en el artículo 2 del presente Real Decreto.

#### Artículo 19. *Obligaciones de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley del Sector Eléctrico, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

1. Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.

2. Abstenerse de ceder a consumidores finales los excedentes de energía eléctrica no consumida, excepto en el caso de que actúe de acuerdo con lo establecido en el artículo 18.5 del presente Real Decreto. No tendrán la consideración de cesión a abonados finales, a estos efectos, la que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación, que constituyen un autoprodutor tal como se define en el artículo 2 de este Real Decreto.

3. Utilizar en sus instalaciones la energía procedente de sus equipos generadores, vertiendo a la red exclusivamente su energía eléctrica excedentaria definida en el artículo 21 de este Real Decreto.

4. Satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución en los casos siguientes:

a) Cuando actúen como consumidores cualificados y celebren contratos de suministro de energía eléctrica.

b) Cuando suministren a otro centro de la misma empresa, grupo o matriz, a sus socios industriales, filiales o a cualquier otro miembro de la agrupación titular de la instalación con consumo situado en distinto emplazamiento que la planta de generación. Estos peajes y costes incluirán los costes permanentes del sistema en la parte proporcional que les corresponda, de acuerdo con la normativa vigente en cada momento sobre acceso de terceros.

5. Los titulares de las instalaciones de los grupos a.1, a.2, b.6, b.7, b.8, c.1, c.2, c.3, d.1, d.2 y d.3 definidos en el artículo 2 del presente Real Decreto con

potencias superiores a 10 MW deberán comunicar a la empresa distribuidora, a título informativo, del régimen de excedentes eléctricos previstos en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. Deberán comunicarse las previsiones de los 24 períodos de cada día con, al menos, treinta horas de antelación respecto al inicio de dicho día.

#### Artículo 20. *Conexión a la red.*

1. Las normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas serán las establecidas por el Ministerio de Industria y Energía o por los órganos correspondientes de las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias. Deberán observarse los criterios que se exponen a continuación:

a) Los titulares que no tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red tendrán todas sus instalaciones receptoras o sólo parte de ellas conectables por un sistema de conmutación, bien a la red de la empresa distribuidora o a sus grupos generadores, que asegurará que en ningún caso puedan quedar sus grupos generadores conectados a dicha red.

b) Los titulares que tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red general lo estarán en un solo punto salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y autorizadas por la Administración competente y podrán emplear generadores síncronos o asíncronos. Las instalaciones de potencia superior a 5 MW dotadas de generadores síncronos, en caso que la instalación ceda excedentes eléctricos a la red, deberán estar equipados con sistemas de desconexión automática que eviten provocar oscilaciones de tensión o frecuencia superiores a las reglamentarias y averías o alteraciones en el servicio de la red.

Estos titulares deberán cortar la conexión con la red de la empresa distribuidora, si por causas de fuerza mayor u otras, debidamente justificadas y aceptadas por la Administración competente, la empresa distribuidora lo solicita. Las condiciones del servicio normal deberán, sin embargo, ser restablecidas lo más rápidamente posible. Cuando se dé esa circunstancia se informará al órgano competente.

c) La energía suministrada a la red de la empresa distribuidora deberá tener un  $\cos \varphi$  lo más próximo posible a la unidad. Los titulares conectados en paralelo con la red deberán tomar las medidas necesarias para ello o llegar a acuerdos con las empresas distribuidoras sobre este punto.

A los efectos del presente Real Decreto y para el cálculo del  $\cos \varphi$  se tomará la energía reactiva demandada cuando se entrega energía activa a la red.

d) En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial, dentro del ámbito de aplicación contemplado en el artículo 2 de este Real Decreto, se tendrán en cuenta los siguientes criterios, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1.º Líneas: la potencia total de la instalación conectada a la línea no superará el 50 por 100 de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación conectada a una subestación o centro de transformación, no superará el 50 por 100 de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

Las instalaciones del grupo b.1 tendrán normas específicas que se dictarán por los órganos que tengan atri-

buida la competencia siguiendo los criterios anteriormente relacionados.

2. El punto de conexión de las instalaciones que entreguen energía a la red general se establecerá de acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora o transportista.

El titular solicitará a dicha empresa el punto y condiciones de conexión que, a su juicio, sea la más apropiada. En el plazo de un mes, la empresa notificará al titular la aceptación o justificará otras alternativas. El titular, caso de no aceptar la propuesta alternativa, solicitará al órgano competente de la Administración General del Estado o de las Comunidades Autónomas la resolución de la discrepancia, que deberá producirse en el plazo máximo de tres meses a contar desde que le fuera solicitada.

3. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la central de producción, sin perjuicio, en caso de autoproduutores, de lo dispuesto en la normativa vigente sobre acometidas eléctricas.

4. Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red de la empresa adquiriente que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas. Los gastos de las modificaciones en la red de la empresa adquiriente serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio, en cuyo caso correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo, teniendo en cuenta el uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes. En caso de discrepancia resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente.

5. Siempre que sea posible se procurará que varias instalaciones productoras utilicen las mismas instalaciones de evacuación de la energía eléctrica, aun cuando se trate de titulares distintos. Los órganos de la Administración competente, cuando autoricen esta utilización, fijarán las condiciones que deben cumplir los titulares a fin de no desvirtuarse las medidas de energía eléctrica excedentaria de cada una de las instalaciones de producción que utilicen dichas instalaciones de evacuación.

#### Artículo 21. *Derecho de cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.*

1. Los titulares de instalaciones incluidas en el régimen especial sólo podrán incorporar al sistema la energía eléctrica excedentaria de la producida por sus instalaciones, salvo la correspondiente a instalaciones incluidas en los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 de este Real Decreto, que podrán incorporar a la red la totalidad de la energía eléctrica producida, en tanto no se alcance el 12 por 100 del total de la demanda energética al que hace referencia la disposición transitoria 16.<sup>a</sup> de la Ley del Sector Eléctrico.

A estos efectos se considera energía eléctrica excedentaria la resultante de los saldos instantáneos entre la energía eléctrica cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión entre el productor o el autoproduutor y la citada red general.

Las instalaciones y equipos que consuman energía térmica producida por una instalación del grupo a.1 de los definidos en el artículo 2 de este Real Decreto formarán conjuntamente con dicha instalación, una unidad de autoproducción, con independencia de la titularidad de todas ellas.

En los casos en que el consumidor o consumidores de la energía térmica útil no coincida jurídicamente con el titular, se considerarán como excedentes eléctricos la resultante de los saldos instantáneos entre la energía eléctrica cedida a la red general y la recibida de la misma

en todos los puntos de interconexión de la instalación y del o de los citados consumidores. A estos efectos el consumo de la energía térmica útil de cada uno de los citados consumidores debe ser al menos del 25 por 100 de la energía térmica producida por la instalación.

En estos supuestos, cuando se produzcan situaciones deficitarias de energía eléctrica, su adquisición podrá ser contratada directamente por cada uno de los consumidores o, alternativamente, por el productor.

2. Si el titular o explotador de una instalación acogida al régimen especial decide ceder, total o parcialmente, sus excedentes a sus filiales, matrices, asociados o centros propios, incluso en emplazamientos distintos, celebrando contratos bilaterales físicos o financieros, el derecho a la prima se generará para la parte no cedida a los citados agentes.

3. En sistemas insulares y extrapeninsulares la Administración competente podrá limitar la potencia total excedentaria de generadores acogidos a este Real Decreto, a un porcentaje de la potencia horaria correspondiente demandada por el sistema aislado.

#### Artículo 22. *Condiciones de la cesión de energía eléctrica.*

1. La energía eléctrica cedida a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo anterior, debe ser adquirida por la más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución. En caso de discrepancia, resolverá lo que proceda, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, bien el órgano competente de la Administración Autónoma, o bien la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía cuando sea de su competencia.

No obstante lo anterior, la citada Dirección General de la Energía podrá autorizar, a los efectos de la correspondiente liquidación económica, que la empresa distribuidora más próxima pueda adquirir la energía eléctrica de las instalaciones aunque ésta sobrepase sus necesidades, siempre que la citada empresa distribuidora esté conectada a otra empresa distribuidora, en cuyo caso cederá sus excedentes a esta última empresa.

2. La cesión de la energía excedentaria, dependiendo del tipo y potencia de la central y su incidencia en el sistema eléctrico o en la zona que está ubicada, podrá estar condicionada por necesidades de la compañía distribuidora a la que esté conectada, justificadas y aceptadas por la Administración competente, tanto en el sistema peninsular como en los extrapeninsulares, o por causas excepcionales o de fuerza mayor tanto de la misma red eléctrica como de la propia instalación de producción.

3. Para las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora, que se formalizará mediante un contrato comprensivo de los extremos a que hace referencia el artículo 17 del presente Real Decreto.

4. Toda instalación de régimen especial deberá contar con un equipo de medida de energía eléctrica que pueda permitir la facturación y su control de acuerdo con lo expresado en el presente Real Decreto.

La medida se efectuará inmediatamente antes del límite de conexión con la empresa distribuidora. En el caso de que la medida no se efectúe en dicho punto, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar las pérdidas que pudieran producirse hasta tal punto, que correrán a cargo del productor. Dicho acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir dichos sujetos.

Quando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan instalaciones de conexión, seguirá considerándose el punto de medida para facturación el inmediatamente anterior al punto de conexión con la empresa distribuidora. La energía así medida se asignará a cada instalación de producción, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas de cada instalación de producción, que se efectuará con el correspondiente equipo de medida.

## CAPÍTULO IV

### Régimen económico

**Artículo 23.** *Precio de la electricidad cedida a la empresa distribuidora por parte de las instalaciones que no se acojan al régimen general de ofertas.*

Los titulares de las instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW inscritas definitivamente en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán obligación de formular ofertas al mercado mayorista para dichas instalaciones, pero tendrán el derecho a vender sus excedentes o, en su caso, la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción; de energía eléctrica, complementado, en su caso, por una prima o incentivo que tomará los valores recogidos en el presente capítulo.

**Artículo 24.** *Definición de precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica para instalaciones exentas del sistema general de ofertas.*

1. El precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica es el precio medio que en cada hora deben abonar los adquirentes de energía por comprar en el mercado de producción de energía eléctrica y que es objeto de liquidación por el operador del mercado. A los efectos del presente Real Decreto, este precio será el que, de forma provisional para los adquirentes de energía, publique dicho operador del mercado antes del quinto día hábil del mes siguiente considerado para la facturación.

2. El operador del mercado publicará, conjuntamente con lo anterior, dos precios medios.

El primero será el precio medio aritmético correspondiente al conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes de facturación. El segundo será el correspondiente al resto de las horas de dicho mes. Ambos precios corresponderán respectivamente a los precios valle y punta en el modelo simplificado de facturación a que hace referencia el apartado siguiente.

3. Las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW podrán tomar como precio de mercado los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador del mercado, de acuerdo con lo expresado en el número anterior.

**Artículo 25.** *Liquidación de las energías en régimen especial.*

1. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, hayan efectuado compras de electricidad a los titulares de instalaciones con inscripción definitiva a que hace referencia el artículo 12 de este Real Decreto tendrán derecho a ser liquidados por las primas satisfechas por este concepto. Para ello, el importe de los incentivos correspondientes a dichas compras de energía será sometido al correspondiente proceso

de liquidación de acuerdo con lo establecido en el 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 los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

2. Para aquellos productores que hayan optado por el sistema de formular ofertas en el mercado mayorista o a aquellos a que hace referencia el párrafo c) del artículo 1 de este Real Decreto, el importe de los incentivos que les corresponda se percibirá como cantidad adicional a la liquidación correspondiente al mercado mayorista efectuada por el operador del mercado.

Los importes de estos incentivos, que serán abonados por los distribuidores o, en su caso, por los transportistas a los que están conectados, serán sometidos al proceso de liquidación establecido en el referido Real Decreto 2017/1997.

**Artículo 26.** *Precio por la energía eléctrica entregada.*

La retribución que los productores obtienen por la cesión de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en régimen especial será:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

siendo:

$R$  = retribución en pesetas/kWh.

$P_m$  = precio de mercado según lo especificado en el artículo 24 de este Real Decreto.

$P_r$  = prima según lo establecido en la presente sección.

$ER$  = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de  $P_m$  y  $P_r$ . Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento.

**Artículo 27.** *Primas para las instalaciones de autoproducción que utilicen la cogeneración u otra forma de producción térmica de electricidad.*

1. Las instalaciones definidas en el grupo a) del artículo 2 de este Real Decreto con una potencia igual o inferior a 10 MW tendrán, durante un período de diez años desde su puesta en marcha, una prima de 3,20 pesetas/kWh.

2. Las instalaciones de potencia superior a 10 MW pero igual o inferior a 25 MW tendrán prima en tanto perdure el período transitorio al que hace referencia la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico. Dicha prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = \frac{a(40 - P)}{30}$$

siendo  $a$  la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW y  $P$  la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

3. La prima a que hace referencia el apartado 1 anterior se actualizará anualmente por el Ministerio de Industria y Energía de acuerdo con la variación interanual

de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales.

**Artículo 28. Primas para las instalaciones de energías renovables no consumibles derivadas de la biomasa y biocarburantes.**

1. Las instalaciones de los grupos que se relacionan del párrafo b), del artículo 2 del presente Real Decreto tendrán las siguientes primas:

b.1: para instalaciones con potencia instalada de hasta 5 kW, siempre que la potencia instalada nacional de este tipo de instalaciones no supere la potencia de 50 MW: 60 pesetas/kWh.

Resto de instalaciones: 30 pesetas/kWh.

b.2: 5,26 pesetas/kWh.

b.3: 5,45 pesetas/kWh.

b.4: 5,45 pesetas/kWh.

b.5: La prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = \frac{b(50 - P)}{40}$$

siendo *b* la prima correspondiente a instalaciones del grupo b.4, y *P* la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

b.6: 5,07 pesetas/kWh.

b.7: 4,70 pesetas/kWh.

2. Las primas de los grupos b.2, b.3, b.4 b.6 y b.7 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de electricidad, que se aplicará sobre la suma del precio de mercado y la prima. Para ello, el Ministerio de Industria y Energía deberá, asimismo, estimar el precio de mercado medio anual. A estos efectos se define precio medio de venta de electricidad como:

$$PM = \frac{I}{E}$$

donde:

*I* = ingresos previstos derivados de la facturación por suministro de electricidad, excluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido y cualquier otro tributo que grave el consumo de electricidad.

*E* = energía suministrada prevista.

3. Las instalaciones de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.6 podrán optar por no aplicar las primas establecidas en los apartados anteriores y aplicar en todas las horas un precio total a percibir de:

b.1: 66 ó 36 pesetas/kWh, dependiendo de que se trate de instalaciones menores o no de 5 kW, de acuerdo con el apartado 1 del presente artículo.

b.2: 11,02 pesetas/kWh.

b.3 y b.4: 11,20 pesetas/kWh.

b.6: 10,83 pesetas/kWh.

b.7: 10,46 pesetas/kWh.

Estos precios se actualizarán con los criterios establecidos en el apartado anterior.

4. La retribución de las instalaciones del grupo b.9 se calcularán en proporción a las potencias instaladas de cada grupo.

**Artículo 29. Primas para las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía procedentes de los residuos.**

1. Las instalaciones del párrafo c) del artículo 2 del presente Real Decreto tendrán las siguientes primas:

Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora o residuos industriales:

a) Para potencia igual o inferior a 10 MW: 3,70 pesetas/kWh.

b) Para potencia superior a 10 MW, pero igual o inferior a 50 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = d + \frac{(c - d)(50 - P)}{40}$$

siendo *c* la prima correspondiente a las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW, *d* la prima correspondiente a las instalaciones a las que hace referencia el artículo 31 del presente Real Decreto, y *P* la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

2. Las primas se actualizarán anualmente de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés y de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección o con la variación del precio de mercado cuando todos los consumidores sean cualificados ponderando ambas variables a partes iguales.

**Artículo 30. Instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios.**

1. Las instalaciones del párrafo d), del artículo 2 de este Real Decreto tendrán derecho a las siguientes primas:

a) d.1: para instalaciones de potencia igual o inferior a 15 MW: 3,90 pesetas/kWh.

Para instalaciones de potencia superior a 15 MW pero igual o inferior a 25 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = \frac{e(35 - P)}{20}$$

siendo *e* la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 15 MW, y *P* la potencia de la instalación expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

b) d.2: para instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW: 3,90 pesetas/kWh.

Para instalaciones de potencia superior a 10 MW, pero igual o inferior a 25 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = f \left( \frac{10}{13} + \frac{25 - P}{65} \right)$$

siendo *f* la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW, y *P* la potencia de la instalación expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

c) d.3: para instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW: 2,5 pesetas/kWh.

Para instalaciones de potencia superior a 10 MW pero igual o inferior a 25 MW, la prima será la que se deriva de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = \frac{g(40 - P)}{30}$$

siendo  $g$  la prima correspondiente a instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW, y  $P$  la potencia de la instalación expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

2. Las primas se actualizarán anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales.

#### Artículo 31. *Primas para las instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW.*

Las instalaciones que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando tengan una potencia instalada superior a 50 MW, tendrán derecho a una prima de 1 peseta/kWh. Estas primas estarán sujetas a las actualizaciones recogidas en el apartado 2 del artículo 29 del presente Real Decreto.

No obstante lo anterior, estas instalaciones, de acuerdo con el artículo 23.1 de la Ley del Sector Eléctrico, deberán efectuar ofertas económicas de venta de energía a través del operador del mercado.

#### Artículo 32. *Modificaciones de primas y precios.*

Cada cuatro años se revisarán las primas fijadas en el presente capítulo de este Real Decreto, así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico, atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema.

#### Disposición adicional única. *Instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el presente Real Decreto.*

Sin perjuicio de la energía que pudieran tener comprometida mediante contratos bilaterales físicos, aquellas instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW que no les pudiera ser de aplicación el presente Real Decreto y aquellas a las que, transcurrido el período transitorio a que hace referencia la disposición transitoria sexta de la Ley del Sector Eléctrico no les fuera tampoco de aplicación, no estarán obligadas a presentar ofertas económicas al operador del mercado para todos los períodos de programación, pudiendo realizar dichas ofertas para los períodos que estimen oportuno.

Las instalaciones definidas en el párrafo anterior que pertenezcan a empresas vinculadas con empresas distribuidoras a las que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico podrán entregar su energía a dicha empresa distribuidora mientras perdure la aplicación de dicha disposición transitoria, facturándola al precio del mercado a que hace referencia el apartado 3 del artículo 24 del presente Real Decreto.

La energía de las instalaciones a las que se refiere el primer párrafo de la presente disposición adicional, pero con potencia instalada igual o inferior a 1 MW, deberá ser adquirida por las empresas distribuidoras de acuerdo con lo establecido en el presente Real Decreto y será remunerada al precio de mercado simplificado al que hace referencia el apartado 3 del artículo 24 del presente Real Decreto.

#### Disposición transitoria primera. *Instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994.*

De acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico, las instalaciones de producción de energía eléctrica que a la entrada en vigor de dicha Ley estuvieran acogidas al régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994, así como aquellas a las que se refiere la disposición adicional segunda del citado Real Decreto mantendrán dicho régimen en tanto subsista el período establecido en dicha disposición transitoria, no siéndoles de aplicación el régimen previsto en el presente Real Decreto.

A cualquier ampliación de una instalación a las que hace referencia el primer párrafo de esta disposición deberá serle de aplicación lo establecido en el presente Real Decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada, y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la operación.

No obstante, las instalaciones de producción a que se refiere esta disposición podrán mediante comunicación expresa a la Dirección General de la Energía, quien dará traslado al operador del mercado, optar por acogerse al régimen económico que les sea aplicable de acuerdo con el presente Real Decreto.

A los efectos de lo previsto en el párrafo d) del apartado 1 del artículo 2, del Real Decreto 2366/1994, se entenderá que el calor útil producido debe atender las necesidades térmicas del productor-consumidor definido en el apartado 1 del artículo 9 de dicho Real Decreto.

Aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del presente Real Decreto estuvieran cediendo el calor útil producido a un consumidor que no coincida jurídicamente con el titular de la instalación tendrán un período de adaptación de tres años para el cumplimiento de lo especificado en el párrafo anterior.

#### Disposición transitoria segunda. *Aplicación de disposiciones anteriores.*

En tanto el Ministerio de Industria y Energía no establezca nuevas normas técnicas para el funcionamiento y conexión a la red de servicio público de estas instalaciones, continúa en vigor el Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985.

#### Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogados el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, así como cualquiera otra disposición de igual o menor rango en lo que se oponga el presente Real Decreto, salvo lo especificado en la disposición adicional primera.

**Disposición final primera. *Carácter del Real Decreto.***

El presente Real Decreto tiene un carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.22.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> de la Constitución.

Las referencias a los procedimientos sólo serán aplicables a las instalaciones de competencia estatal y, en todo caso, se ajustarán a lo establecido en la Ley 30/1992.

**Disposición final segunda. *Sobre modificaciones posteriores de parámetros o valores.***

Se faculta al Ministro de Industria y Energía para dictar disposiciones necesarias de desarrollo del presente Real Decreto y la modificación de los valores o condiciones establecidas en sus anexos si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión económica y técnica del sistema así lo aconsejan.

**Disposición final tercera. *Entrada en vigor.***

El presente Real Decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 1999.

Dado en Madrid a 23 de diciembre de 1998.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria y Energía,  
JOSEP PIQUÉ I CAMPS

**ANEXO I**

**Rendimiento mínimo para las instalaciones de producción**

1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:  $R = (E + V)/Q$ .

Q = consumo de energía primaria, con referencia al poder calorífico inferior del combustible utilizado.

V = unidades térmicas de calor útil demandado por la(s) industria(s), la(s) empresa(s) de servicios o los consumidor(es) final(es) para sus necesidades. Se considera, para la evaluación de la demanda de calor útil, los equipos consumidores de energía térmica, a los que abastecerá la instalación de producción eléctrica en régimen especial, ubicados en uno o varios espacios y que forman parte de los activos de la entidad consumidora.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

Se fija un rendimiento para la producción de calor útil del 90 por 100, que será revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

3. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará teniendo en cuenta lo determinado en el número anterior por la fórmula:  $REE = E/[Q - (V/0,9)]$ .

Para la determinación del REE en el momento de extender el Acta de Puesta en Marcha, se contabilizarán los parámetros E, V y Q durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal. A los efectos de justificar el cumplimiento del REE en la declaración anual, se utilizarán los parámetros E, V y Q acumulados durante dicho período.

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en el presente Real Decreto, en las instalaciones de producción de los grupos a) y d) del artículo 2 del presente Real Decreto, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según el combustible utilizado con la siguiente tabla:

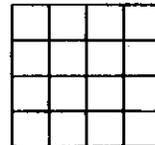
	REE — Porcentaje
Combustible líquidos en centrales con calderas.	49
Combustible líquidos en motores térmicos .....	56
Combustible sólidos .....	49
Gas natural y GLP en motores térmicos .....	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas y otras tecnologías .....	59

5. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la energía eléctrica y de la energía primaria que les sean técnicamente imputables.

Si se utilizara combustible convencional distinto de los recogidos en el número 4, se solicitará de la Dirección General de la Energía el establecimiento del rendimiento mínimo exigido para dicho combustible.

6. Para la verificación del Rendimiento Eléctrico Equivalente, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros E, Q y V deberá tener como mínimo un equipo de medida.

## ANEXO II



## DATOS GENERALES

Nombre o razón social de la Empresa: \_\_\_\_\_

Dirección del Servicio u Oficina de la Empresa Encargada de cumplimentar esta información { Calle \_\_\_\_\_, núm. \_\_\_\_\_, Tel. \_\_\_\_\_, Municipio \_\_\_\_\_, Provincia \_\_\_\_\_

Nombre de la central: \_\_\_\_\_ Fecha de puesta en funcionamiento: \_\_\_\_\_ mes/año

Emplazamiento: Calle o plaza, paraje, etc. \_\_\_\_\_, núm. \_\_\_\_\_, Tel. \_\_\_\_\_

Municipio \_\_\_\_\_ Provincia \_\_\_\_\_ Fax \_\_\_\_\_

Actividad principal de la empresa: \_\_\_\_\_ CNAE \_\_\_\_\_

Número del registro autonómico: \_\_\_\_\_

## ENERGIA ELECTRICA

a. Energía eléctrica generada por la instalación medida en bornas del alternador	89	MWh		
b. Consumos propios en los servicios de la central	92	MWh		
c. Energía eléctrica en barras de la central (a-b)	94	MWh		
d. Energía eléctrica comprada	99	MWh	100	10 <sup>3</sup> ptas.
e. Consumos (no incluidos en el apartado b)		MWh	104	10 <sup>3</sup> ptas.
f. Energía eléctrica vendida (c+d-e)	95	MWh	96	10 <sup>3</sup> ptas.

## ENERGIA TERMICA RECUPERADA

Calor útil generado por la instalación	119	10 <sup>6</sup> kcal
--	-----	----------------------

## ENERGIA TERMICA PRIMARIA

(A rellenar solo por los titulares de instalaciones que consuman combustible)

Combustible utilizado	Cantidad	PCI	Valor
Gas Natural	10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup>	kcal/ Nm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> ptas
Fuel Oil	toneladas	kcal/kg.	10 <sup>3</sup> ptas
Gas Oil	toneladas	kcal/kg.	10 <sup>3</sup> ptas
Biomasa	toneladas	kcal/kg.	10 <sup>3</sup> ptas
Residuos urbanos	toneladas	kcal/kg.	10 <sup>3</sup> ptas
Otros residuos	toneladas	kcal/kg.	10 <sup>3</sup> ptas
Otros combustibles (indicarlos)	toneladas	kcal/kg.	10 <sup>3</sup> ptas

## PERSONAL DEDICADO A LA CENTRAL

Nº de personas	Horas trabajadas	Coste total (miles de pesetas)
251/269	255/273	256/274

## INVERSIONES REALIZADAS EN LA CENTRAL DURANTE EL AÑO

Miles de pesetas	292/293/294
------------------	-------------

Representante autorizado \_\_\_\_\_

DNI: \_\_\_\_\_ Cargo \_\_\_\_\_

En \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 199 \_\_\_\_\_

Firma \_\_\_\_\_

## ANEXO III

### Central:

Nombre de la central .....  
Tecnología (1) .....  
Emplazamiento: Calle o plaza, paraje, etc .....  
Municipio .....  
Provincia .....  
Grupo al que pertenece (artículo 2) .....  
Empresa distribuidora a la que vierte .....  
Número de grupos .....  
Potencia nominal total en kW .....  
Potencia nominal de cada grupo en kW .....

### Hidráulica:

Río .....  
Salto en metros .....  
Caudal en m<sup>3</sup> por segundo .....

### Térmica clásica:

Tipo(s) de combustible(s) .....

### Titular:

Nombre: .....  
Dirección: .....  
Municipio: .....  
Provincia: .....

Fecha de inscripción (en el Registro Autonómico):

Provisional .....  
Definitiva .....

(1) Hidráulica fluyente, bombeo puro, bombeo mixto, turbina de gas, turbina de vapor condensación, turbina de vapor contrapresión, ciclo combinado, motor diesel, otros (especificarlos).

En ..... a ..... de ..... de 199 ...

### **30042 REAL DECRETO 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.**

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, liberaliza el transporte y la distribución a través de la generalización del acceso a terceros a las redes, de manera que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores.

No obstante, la retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red.

En su artículo 16, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, establece que: «la retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad».

La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación

y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

Por otra parte, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, determina los sujetos que desarrollarán las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, definiendo someramente lo que se entiende por red de transporte.

Por todo ello, se hace necesario definir de una forma precisa las actividades de transporte y distribución, los elementos constitutivos de la red de transporte y distribución y la forma de retribución de cada una de ellas.

No obstante, las particularidades del régimen jurídico aplicable a la distribución que se realiza de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, hace necesario establecer también una serie de previsiones sobre cómo se ha de fijar durante el período transitorio su retribución.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 1998,

## DISPONGO:

### CAPÍTULO I

#### Disposiciones generales

#### Artículo 1. Objeto.

1. El presente Real Decreto tiene por objeto definir los elementos que integran las redes de transportes y distribución de energía eléctrica y desarrollar el régimen retributivo aplicable a las mismas, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar la adecuada prestación del servicio y su calidad.

2. Las actividades de transporte y distribución tienen carácter de reguladas y deberán ser llevadas a cabo por sociedades mercantiles que tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin perjuicio de la posibilidad de venta a tarifa reconocida a los distribuidores y del régimen previsto en la disposición transitoria quinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

### CAPÍTULO II

#### Actividad de transporte, red de transporte y distribución

##### SECCIÓN 1.<sup>a</sup> ACTIVIDAD DE TRANSPORTE

#### Artículo 2. Actividad de transporte.

1. La actividad de transporte es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red interconectada constituida por las instalaciones que se determinan en el artículo siguientes, con el fin de suministrarla a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales así como atender los intercambios internacionales.

2. La actividad de transporte será llevada a cabo por los transportistas, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen por objeto transportar energía eléctrica, así como construir, maniobrar y mantener las instalaciones de transporte de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.