

El protocolo de Kioto y su desarrollo en España. El fomento de las energías renovables y de la cogeneración eléctrica como instrumento de lucha frente al efecto invernadero

SUMARIO: PARTE I. PLANTEAMIENTO GLOBAL. 1. EL EFECTO INVERNADERO: UN ACERCAMIENTO. 2. LA LUCHA INTERNACIONAL CONTRA EL EFECTO INVERNADERO: EL PROTOCOLO DE KIOTO Y SUS CONSECUENCIAS PARA LA UNIÓN EUROPEA Y ESPAÑA. 3. EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA COGENERACIÓN ELÉCTRICA COMO INSTRUMENTO FUNDAMENTAL PARA LA CONSECUCCIÓN DE LOS OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES. 3.1. *El problema: las estructuras energéticas actuales.* 3.2. *La solución: el desarrollo de sistemas energéticos alternativos (energías renovables y cogeneración eléctrica).* PARTE II. RÉGIMEN JURÍDICO DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN ESPAÑA. 1. RÉGIMEN GENERAL DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD. 2. EL RÉGIMEN ESPECIAL DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA POR INSTALACIONES ABASTECIDAS POR RECURSOS O FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, RESIDUOS Y COGENERACIÓN. 2.1. *Potencia máxima de las instalaciones que pueden acogerse al régimen especial.* 2.2. *Instalaciones que pueden incluirse en el régimen especial.* 2.3. *Destino de la energía.* 2.4. *Régimen económico general. Precio de la energía cedida a la red.* 2.5. *Regímenes específicos de retribución de las distintas instalaciones: especial referencia al sistema de primas.* 2.5.1. *Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas.* 2.5.2. *Instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, cualquier tipo de biocarburante y centrales hidroeléctricas de potencia instalada igual o inferior a 10 MW.* 2.5.3. *Instalaciones que utilizan como energía primaria residuos no renovables, con potencia máxima de 50 MW; instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW; centrales hidroeléctricas de entre 11 y 50 MW de potencia instalada.* 2.5.4. *Instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, cualquier tipo de biocarburante y residuos de los sectores agrícola, ganadero y servicios, aun cuando las instalaciones tengan una potencia instalada superior a 50 MW.* 3. CONCLUSIÓN. LA COMPETENCIA COMO PROPUESTA ALTERNATIVA DE REGULACIÓN.

PARTE I. PLANTEAMIENTO GLOBAL

1. EL EFECTO INVERNADERO: UN ACERCAMIENTO

En la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, celebrada en Nueva York en mayo de 1992, se definió el cambio climático como un «cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables». Este fenómeno es el resultante del atrapamiento en la atmósfera de irradiaciones térmicas que al no poder salir al espacio exterior producen un progresivo calentamiento de la misma¹.

El efecto invernadero conllevará importantes efectos adversos²; la alteración del clima podría implicar un aumento en el nivel del mar por el deshielo subpolar, la dilatación del agua marina y el incremento de precipitaciones³; las consecuencias del avance del mar serían catastróficas, así, la pérdida de áreas habitadas —zonas bajas—, deterioro o pérdida de las playas y de infraestructuras como puertos, diques, etc., deterioro de humedales e intrusión y salinización de ríos y acuíferos. Otras consecuencias derivadas del efecto invernadero afectarían a actividades humanas como la agricultura, dando lugar a modificaciones regionales de los cultivos, de la productividad agrícola, disponibilidad de aguas para riegos, etc.

Respecto de sus causas, y en cuanto al presente estudio interesa, la producción y utilización de energía es, con mucho, la fuente más importante de emisiones de gases de invernadero, representando aproxi-

¹ R. MARTÍN MATEO, *Tratado de Derecho Ambiental*, vol. I, Trivium, Madrid, 1991, p. 405.

² Por «efectos adversos del cambio climático» se entiende los cambios en el medio ambiente físico o en la biota resultantes del cambio climático que tienen efectos nocivos significativos en la composición, la capacidad de recuperación o la productividad de los ecosistemas naturales o sujetos a ordenación, o en el funcionamiento de los sistemas socioeconómicos, o en la salud o el bienestar humanos. *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, Nueva York, 9 de mayo de 1992.

³ Algunas predicciones establecen que alrededor del año 2030 se produciría un incremento de la temperatura mundial de entre 1,5 y 4,5 grados centígrados. Fuente: R. MARTÍN MATEO, *Manual de Derecho Ambiental*, Trivium, Madrid, 1995, p. 258. Según un estudio realizado en diciembre de 1995 por el *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), la temperatura de la superficie terrestre ha aumentado alrededor de 0,2 grados centígrados por década desde 1975; las previsiones del citado estudio indican que la temperatura terrestre en el año 2100 se habrá incrementado, aproximadamente, 2 grados. Fuente: Michael P. FARRELL, «Energy and global climate change», *Oak Ridge National laboratory Review*, vol 28, nº 2-3. Asimismo, señala MARTÍN MATEO que ya parece haberse producido un pequeño incremento en el nivel del mar, como acredita la generalizada pérdida de arena en las playas, que sería del orden de 12 cm, según algunos, y de 2,4 mm/año según otros, lo que daría lugar a un aumento de entre 30 cm y 1,5 m a partir de mediados del próximo siglo. R. MARTÍN MATEO, *Manual de Derecho Ambiental*, o.c., p. 259.

madamente el 80% de las emisiones de la Unión Europea en 1990⁴. El aumento de los niveles de CO₂ –principal gas de invernadero– tiene su causa fundamental en la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles –carbón, petróleo y gas natural–.

2. LA LUCHA INTERNACIONAL CONTRA EL EFECTO INVERNADERO: EL PROTOCOLO DE KIOTO Y SUS CONSECUENCIAS PARA LA UNIÓN EUROPEA Y ESPAÑA

Como consecuencia de la llamada «Cumbre de la Tierra», celebrada en Río de Janeiro en 1992, nació la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), cuyo punto central lo constituía la necesidad de estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, en un nivel que no amenazara el sistema climático global.

En la Cumbre de Río se entabló un intenso debate sobre si se debían establecer unos objetivos específicos de reducción de emisiones, o si bastaba con formular unos principios fundamentales. La Comunidad Europea propuso, con el apoyo de la Asociación de Pequeños Estados Insulares (AOSIS), que hasta el año 2000 se debería estabilizar el nivel de emisiones de CO₂ en el nivel del año 1990; sin embargo, la OPEP y los Estados Unidos se opusieron. Finalmente, el texto definitivo del Convenio no recogió objetivos concretos ni un calendario para alcanzarlos⁵. En Río sólo se asumió un compromiso, por parte de los países desarrollados, de adoptar las medidas necesarias para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero; no obstante, este compromiso no obligaba jurídicamente a las partes firmantes de la Convención.

En el seno de la III Conferencia de las Partes de la Convención, celebrada en la capital japonesa, fue aprobado el Protocolo de Kioto, el 11 de diciembre de 1997. La importancia del Protocolo radica en que, de un lado, se establecen objetivos concretos de reducción de emisiones y, de otro, estos objetivos son jurídicamente vinculantes para las partes.

El Protocolo fue firmado por España y por la Unión Europea en su conjunto, en mayo de 1998, en el marco de la VI reunión de la Comisión para el Desarrollo Sostenible de la ONU, celebrada en Nueva York.

⁴ Fuente: Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento: *El cambio climático. Hacia una estrategia post-Kioto*, COM (98) 353.

⁵ Véase: – *Dictamen del Comité de las Regiones sobre el tema Cambio climático y Energía*, 97/C 379/04, de 18 de septiembre de 1997. – Comunicación de la Comisión sobre «*El cambio climático. Estrategia de la UE ante la Conferencia de Kioto*», COM(97) 481 final de 1 de octubre de 1997. – Documento de trabajo de la Comisión titulado «Análisis del Protocolo de Kioto», Sec (1998), 467, de 13 de marzo de 1998.

El Protocolo tiene como objetivo reducir, estabilizar o limitar el crecimiento de los gases de efecto invernadero, responsables del calentamiento global del clima, correspondiendo a los países desarrollados reducir sus emisiones de seis tipos de estos gases⁶, referidos a su equivalente en CO₂, en un 5,2% de media, con cuotas diferentes para cada país o grupo de países. Estas cuotas son del 7% para los EE.UU., del 6% para Japón y del 8% para el conjunto de la Unión Europea.

En cuanto al cumplimiento de las responsabilidades de la Unión Europea, el artículo 4 del Protocolo permite que el compromiso conjunto asumido por la UE se lleve a cabo de manera diferenciada por cada uno de los Estados Miembros, a través de un reparto de cargas.

Según el acuerdo alcanzado en el Consejo de Ministros de Medio Ambiente de la Unión Europea, celebrado en Luxemburgo en junio de 1998, el reparto de cargas entre los países miembros de la UE, tendrá en cuenta las siguientes normas:

- Ocho de los países más contaminantes (Austria, Bélgica, Dinamarca, Alemania, Italia, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido) reducirán sus emisiones.
- Cuatro países europeos, con tasas de emisión *per capita* de CO₂ por debajo de la media comunitaria, contribuirán al esfuerzo común limitando su incremento previsto inicialmente, como es el caso de España, con unas posibilidades de aumento de hasta del 15% con respecto a los niveles de 1990⁷.

Dentro de este reparto interno de países de la UE, para España se preveía, antes del Protocolo, en los tres primeros gases un incremento de hasta el 17% en el año 2000, con respecto a los niveles de 1990; pero tras su firma, de acuerdo con lo previsto en el reparto de cargas establecido en el citado Consejo de Luxemburgo, ha sido necesario rebajar la cuota hasta un máximo del 15%.

En definitiva, la responsabilidad principal del cumplimiento de los objetivos de reducción derivados de Kioto recae en cada uno de los Estados Miembros, si bien a la Unión Europea le corresponde asegurar que las actuaciones de los Estados se ajusten a los compromisos asumidos, así como complementar, reforzar y apoyar las acciones de los Estados Miembros mediante políticas y medidas comunes y coordinadas.

⁶ Dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarburos (HFCs), perfluorcarburos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

⁷ El resto de estos países son Portugal, Grecia e Irlanda.

3. EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA COGENERACIÓN ELÉCTRICA COMO INSTRUMENTO FUNDAMENTAL PARA LA CONSECUCCIÓN DE LOS OBJETIVOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES

3.1. *El problema: las estructuras energéticas actuales*

En la actualidad, las necesidades energéticas del mundo se satisfacen, básicamente, mediante la explotación de los llamados combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural. De toda la energía primaria necesitada para satisfacer la demanda energética del planeta, el 85% corresponde a combustibles fósiles, mientras que solamente un 8% corresponde a energías renovables⁸.

Junto con los evidentes beneficios económicos y sociales que estas fuentes fósiles de energía han reportado a la Humanidad en los dos últimos siglos —o, ¿debería referirme tan sólo a los beneficios que han reportado a los países del llamado Primer Mundo?—, la utilización de estas fuentes de energía conlleva graves consecuencias para la sociedad y el Planeta: graves daños medioambientales, desequilibrios regionales, crisis económicas e inseguridad en el abastecimiento energético han sido, y son, las fatales consecuencias de la explotación abusiva que se viene realizando de los recursos energéticos fósiles.

Las actuales estructuras energéticas son absolutamente incompatibles con un desarrollo sostenible de la Humanidad⁹, más aún cuando se prevé un importante crecimiento de la población mundial y un elevado aumento en la demanda energética, debido, fundamentalmente, a la evolución de los llamados «países en vías de desarrollo». Si a esto añadimos que en países como Etiopía, Tanzania, Uganda, Nepal, etc., la energía consumida procede en más de un 90% de la combustión de la biomasa, y que millones de habitantes del Tercer Mundo no disponen de energía eléctrica, se puede fácilmente concluir que la mayor parte de los combustibles fósiles son consumidos por los países industrializados, es decir, por aproximadamente el 14% de la población mundial¹⁰.

Ante los anteriores datos se ha de cuestionar cuál será nuestro futuro energético, más aún si se tiene en cuenta la evolución de los países en desarrollo; en este sentido, los análisis realizados por la Comi-

⁸ Fuente: Plan Energético de Andalucía 1994-2000. El 7% restante corresponde a energía nuclear.

⁹ «El Desarrollo Sostenible es el desarrollo que satisface las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades». Comisión Mundial para el Medio Ambiente y el Desarrollo (WCED), *Our Common Future*, más conocido como *Informe Brundtland*, en referencia a la Presidenta de la citada Comisión, la noruega Gro Harlem Brundtland.

¹⁰ Fuente: H. SCHEER, *Estrategia Solar*, Plaza y Janés, 1993, p. 37.

sión Europea revelan que «sin duda, la demanda de energía aumentará en los países industrializados¹¹, aunque será en los países en vías de desarrollo donde su crecimiento será realmente *espectacular*»¹²; según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la población de estos países será del 80% de la población total del planeta, lo cual, unido a su creciente industrialización, urbanización y expansión de sus necesidades de transporte, requerirá un consumo energético que alcanzará más de la mitad de la demanda global de energía y de las emisiones de CO₂ para el año 2020¹³.

Las necesidades energéticas de los 8.500 millones de habitantes que poblarán la Tierra en el año 2025¹⁴ no se podrán satisfacer si se mantienen las actuales estructuras de oferta, basadas fundamentalmente en los combustibles fósiles; las reservas existentes de petróleo se agotarán en un plazo no superior a 50 años; pero es más, aunque el agotamiento de los recursos fósiles no fuera una realidad a medio plazo, los problemas medioambientales que su utilización conlleva —cambio climático, lluvias ácidas, etc.— harían inviable su explotación pues supondrían la destrucción de nuestro hábitat natural.

3.2. *La solución: el desarrollo de sistemas energéticos alternativos (energías renovables y cogeneración eléctrica)*

Ante la situación expuesta se hace imprescindible una importante limitación en el uso de los combustibles fósiles¹⁵ y la solución pasa por su sustitución por fuentes de energía limpias capaces de satisfacer la demanda energética.

Si bien no todas las tecnologías energéticas renovables carecen totalmente de efectos ambientales¹⁶, en general, las repercusiones me-

¹¹ Las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) para los países de la OCDE son de un crecimiento anual de un 1,3% en el consumo de energía entre los años 1991 y 2010. Comisión Europea, *Por una política energética de la Unión Europea*, COM (94) 659 final, de 11 de enero de 1995.

¹² En los términos literalmente expuestos se ha pronunciado la Comisión Europea en el Documento *Por una política energética de la Unión Europea*, COM (94) 659 final, de 11 de enero de 1995.

¹³ Fuente: *ibidem*.

¹⁴ Dato aportado por la ONU y recogido por H. SCHEER, *Estrategia...*, o.c., p. 49.

¹⁵ Como se señala en la Comunicación de la Comisión Europea *Energía para el futuro: fuentes de energía renovables*, COM (96) 576 final, de 20 de noviembre de 1996, la necesidad de reducir el consumo de combustibles fósiles es un hecho reconocido no sólo por el Panel Internacional para el Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC), sino también por el Consejo Mundial de la Energía, los Gobiernos nacionales y, lo que quizás revista mayor importancia, por la propia industria energética.

¹⁶ En la Comunicación de la Comisión Europea sobre *Energía y Medio Ambiente*, COM (89) 369 final, de 8 de febrero de 1990, se recogen los efectos ambientales derivados de la utilización de las energías renovables, así, la combustión de biomasa y la energía geotérmica pueden producir polución en el aire; la conversión de biomasa y la energía geotérmica pueden contaminar las aguas; los ecosistemas pueden verse alterados por los cultivos agroenergéticos; los parques eólicos y solares producen impactos visuales y los eólicos contaminación sonora, etc.

dioambientales de las energías renovables son más localizadas y de menor dimensión que las derivadas de la utilización de combustibles convencionales. Por consiguiente, las energías renovables son consideradas como «tecnologías limpias»¹⁷. El uso de estas fuentes de energía presenta, en general, la ventaja de una ausencia de emisiones de CO₂, NO_x y SO₂¹⁸, con lo que un incremento en su utilización ayudaría a reducir los principales problemas derivados del uso de combustibles fósiles.

Las instalaciones de cogeneración son aquéllas que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético no eléctrico¹⁹. En cuanto a sus ventajas respecto de las técnicas convencionales de producción de electricidad, se derivan principalmente de la eficiencia energética de estos sistemas y de la posibilidad de utilizar combustibles menos contaminantes. Los sistemas de cogeneración requieren, para producir la misma cantidad de energía útil, una cantidad de energía primaria menor que una instalación convencional; aunque los rendimientos térmicos y eléctricos de una planta de cogeneración dependen de la tecnología utilizada y de las características del proceso industrial a que se aplique, se pueden considerar los siguientes valores medios²⁰:

rendimiento eléctrico neto = 30%

rendimiento térmico neto = 55%

Ello quiere decir que en una planta de cogeneración, de cada 100 unidades de combustible se obtienen 30 unidades de energía eléctrica y 55 de energía térmica, es decir, solamente se pierde un 15% del combustible utilizado. Sin embargo, a través de los sistemas convencionales se necesitarían 153 unidades de combustible para obtener los mismos rendimientos energéticos, lo que significa que las pérdidas de energía que se producen en una instalación eléctrica convencional son muy superiores. A estas pérdidas habría que añadir las derivadas del transporte y distribución de la electricidad, pérdidas que no se

¹⁷ En este sentido se pronuncia la Comisión Europea en su Comunicación sobre *Energía y Medio Ambiente*, COM (89) 369 final, de 8 de febrero de 1990.

¹⁸ El uso de las energías hidroeléctrica, eólica y solar no genera emisiones de CO₂ u otros gases; en el caso de la biomasa, no se producen emisiones netas de CO₂ siempre que el carbón consumido sea sustituido; no obstante, la incineración de residuos es fuente de emisiones de CO₂ y otros gases. Fuente: Comunicación de la Comisión, *Energía para el futuro: fuentes de energía renovables*, COM (96) 756 final, de 20 de noviembre de 1996.

¹⁹ 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.

²⁰ Fuente: J. PIEDRA PARRA, «Aspectos tecnológicos de la cogeneración», *Industria Minera*, núm. 328, 1996, p. 84.

producen a través de la cogeneración, pues la electricidad se consume *in situ*, es decir, en la misma planta en la que se genera.

La eficiencia que conlleva la cogeneración se traduce en importantes ventajas medioambientales: ahorro de combustibles fósiles y reducción de las pérdidas de energía, lo que implica una importante disminución en las emisiones de calor y gases asociados a la contaminación atmosférica y lluvias ácidas (SO_x y NO_x) y, especialmente, al efecto invernadero (CO₂).

La problemática energética expuesta fue profundamente analizada, tras la crisis energética de 1973, por el físico norteamericano A. LOVINS²¹, cuya obra llegó a convertirse en «el punto focal del gran debate sobre los planes energéticos del mundo occidental»²²; LOVINS distingue dos sendas a seguir en relación con nuestro futuro energético: una primera *senda dura*, consistente en la continuación de una producción energética incontrolada, a partir de la explotación de los combustibles fósiles y de la energía atómica y con los objetivos de investigación y desarrollo centrados en las tecnologías de reactores de fusión nuclear; el otro camino a seguir, la *senda suave*, propone el ahorro de energía, la diversificación de los recursos energéticos y el desarrollo de las fuentes renovables de energía, pues son seguras, limpias e inagotables.

Hoy en día, tras más de veinte años transcurridos desde que LOVINS realizara sus propuestas, la mayor parte de las instancias políticas con responsabilidades en el ámbito de la energía se han pronunciado en favor de la *senda suave* como estrategia para satisfacer las necesidades energéticas mundiales en un marco de desarrollo sostenible, así:

a) En el ámbito de la ONU, el Protocolo de Kioto enuncia, como una de las políticas o medidas que deberán desarrollar las partes para el cumplimiento de los compromisos asumidos de reducción de emisiones, la «investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía» (art. 2.1.a.iv)²³.

b) La Unión Europea, como parte de la Convención, ha asumido las directrices anteriores; en las recientes comunicaciones sobre las energías renovables²⁴, sobre la producción combinada de calor y electricidad²⁵ y sobre el cambio climático²⁶ se establecen como prioritarias

²¹ A. LOVINS, *La alternativa energética*, Ed. Miraguano, Madrid 1979.

²² En este sentido se pronuncian J. AGUILAR y C. GARCÍA-LEGAZ, *El viento: fuente de energía*, Ed. Alhambra, 1986, p. 55.

²³ La ONU ya se había pronunciado con rotundidad en este sentido, así, en la *Convención Marco sobre el Cambio Climático* celebrada en Nueva York, en la *Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*, de Río de Janeiro o en la *Declaración de Harare*, Harare (Zimbabwe), 18 de septiembre de 1996.

²⁴ COM (97) 599 final.

²⁵ COM (97) 514 final.

²⁶ COM (98) 353.

determinadas medidas para la implementación de una estrategia comunitaria post-Kioto, así:

- Medidas de fomento de un uso sustancialmente mayor de las energías renovables, de tal manera que se duplique su participación en el balance energético comunitario, hasta el 12% para el año 2010, incluida una propuesta de marco comunitario armonizado para un acceso equitativo de la electricidad generada mediante energías renovables a la red, un aumento de las ayudas a la bio-masa dentro de la Política Agrícola Común, y un mayor énfasis en las energías renovables en la revisión de los Fondos Estructurales.
- Medidas de fomento de la cogeneración, destinadas a explotar el potencial existente, lo cual supondría duplicar la parte correspondiente a la cogeneración dentro de la Unión Europea hasta un 18% para el 2010, incluida la incentivación de acuerdos voluntarios con la industria, mejoras en la adquisición de tecnología y una mayor difusión de información, así como un aumento de la calidad de ésta.

c) España, como Estado miembro de la Unión Europea y parte de la Convención de Kioto, ha hecho suyos los postulados energéticos de lucha frente al cambio climático; la Estrategia Española frente al Cambio Climático²⁷, cuya elaboración corresponde al Consejo Nacional del Clima²⁸, adopta, como medidas fundamentales para la reducción de emisiones contaminantes, la promoción de los ciclos combinados de generación de electricidad y la potenciación de las energías renovables²⁹.

En el ámbito de la producción de energía eléctrica, el compromiso fundamental asumido por España ha quedado plasmado en una

²⁷ La Estrategia Española frente al Cambio Climático, que se elaborará teniendo presente la información actual y las previsiones sobre las causas y las consecuencias del cambio climático en España, establecerá un conjunto de planes y programas de ámbito nacional que permitan adoptar las medidas sectoriales necesarias para dar respuesta y contribuir a la solución de esta amenaza global, cumpliendo los compromisos internacionales suscritos por el Estado español en la materia. Real Decreto 177/1998, de 16 de febrero (artículo 2).

²⁸ El Consejo Nacional del Clima se creó en virtud del Real Decreto 177/1998, de 16 de febrero. Se trata de un órgano colegiado adscrito al Ministerio de Medio Ambiente, en el que están representados nueve Ministerios, entre ellos, el de Industria y Energía. Sus funciones son las siguientes: 1. Elaborar, y elevar al Gobierno para su aprobación, la estrategia española frente al cambio climático y sus sucesivas modificaciones. 2. Realizar el seguimiento de los planes y programas incluidos en la estrategia española frente al cambio climático, una vez aprobada ésta por el Gobierno. 3. Asesorar técnica y científicamente a las delegaciones españolas en los organismos internacionales. 4. Coordinar la elaboración de informes nacionales sobre el cambio climático. 5. Proponer al Gobierno las medidas necesarias para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en convenios y protocolos internacionales.

²⁹ En este sentido se expresa el Consejo Nacional del Clima en un primer documento presentado ante el Congreso y titulado «Políticas y medidas de lucha frente al cambio climático: un primer avance».

norma de rango legal; la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, expone expresamente:

»... la presente Ley hace compatible una política energética basada en la progresiva liberalización del mercado con la consecución de otros objetivos que también le son propios, como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente. El régimen especial de generación eléctrica, los programas de gestión de la demanda y, sobre todo, el fomento de las energías renovables mejoran su encaje en nuestro ordenamiento»³⁰.

En este sentido, la propia Ley, en su Disposición Transitoria decimosexta, asume los compromisos comunitarios para que, en el año 2010, las fuentes de energía renovable cubran, como mínimo, el 12 por 100 del total de la demanda energética de España.

PARTE II. RÉGIMEN JURÍDICO DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN ESPAÑA

Como se ha expuesto, la Ley del Sector Eléctrico contempla como principio fundamental de la regulación la protección del medio ambiente, asumiendo objetivos concretos de penetración de las fuentes de energías renovables en la estructura energética española (12% sobre el total de la demanda, para el año 2010) y potenciando los sistemas de cogeneración, en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero.

Para la consecución de estos objetivos la Ley contempla un régimen especial de producción de energía eléctrica, estableciendo un sistema de incentivos para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre.

Este régimen especial, previsto con carácter básico en la Ley del Sector Eléctrico, ha sido desarrollado normativamente por el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

Al análisis del régimen jurídico relativo a estas instalaciones se dedica la Parte II del presente estudio.

³⁰ Exposición de Motivos de la Ley.

1. RÉGIMEN GENERAL DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

El 27 de noviembre de 1997 se promulgó en España la Ley del Sector Eléctrico (LSE)³¹, cuyo fin es el de establecer el régimen jurídico básico aplicable a dicho sector. La Ley regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico (art. 1.1 LSE).

La propia Ley, en su Exposición de Motivos, establece cuales son los principales objetivos de la nueva regulación; éstos son:

- Garantizar el suministro eléctrico.
- Garantizar la calidad de dicho suministro.
- Garantizar que se realice al menor coste posible.
- Todo ello, sin olvidar la protección del medio ambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.

Para lograr dichos objetivos, la nueva Ley, en consonancia con las pautas de desarrollo de los sistemas eléctricos de los países de nuestro entorno y del mercado interior de la energía³², configura un sistema eléctrico liberalizado y basado en la competencia empresarial.

En relación con la actividad de generación de electricidad y en esta línea liberalizadora, la LSE ha creado un mercado mayorista y organizado de energía eléctrica, un verdadero mercado competitivo de generación de electricidad, cuyo funcionamiento sería, sintéticamente, el siguiente³³:

De un lado, los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado³⁴.

³¹ Ley 54/1997, publicada en *BOE* número 285, de 28 de noviembre de 1997. Esta Ley ha venido a sustituir a la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

³² La Ley pretende la incorporación a nuestro ordenamiento jurídico de las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

³³ La regulación del mercado se contiene en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

³⁴ El operador del mercado se configura como una sociedad mercantil responsable de la gestión económica del mercado. Así, serán funciones del operador del mercado, entre otras: a) La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los titulares de las unidades de producción de energía eléctrica. b) La recepción y aceptación de las ofertas de adquisición de energía. c) La casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación. d) La comunicación a los titulares de las unidades de producción, así como a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y al operador del sistema de los resultados de la casación de las ofertas, la programación de entrada en la red derivada de la misma y el precio marginal de la energía. e) La determinación de los precios finales de la producción de

De otro, las empresas distribuidoras, comercializadoras y los consumidores cualificados³⁵ podrán presentar, a través del operador del mercado, ofertas de adquisición de energía eléctrica que, una vez aceptadas, se constituirán en un compromiso en firme de suministro por el sistema.

Una vez casadas oferta y demanda de energía eléctrica, el orden de entrada en funcionamiento de las unidades de generación se determinará partiendo de aquélla cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación.

En un mercado de generación como el que se contempla en la Ley, las empresas de generación se verán obligadas a competir día a día y hora a hora para poder vender la energía generada; las empresas cuya electricidad se oferte a los precios más altos quedarán excluidas del despacho. En este sentido, los centros de generación, para poder ofertar precios competitivos, deberán reducir costes; como se ha dicho por las propias empresas generadoras, el nuevo sistema de despacho según el mérito económico de las ofertas «obligará a las empresas a reevaluar sus costes y procedimientos... y se descubre que muchos costes que se consideraban fijos no son tan fijos como se creía»³⁶. Se requerirá un aprovisionamiento de combustibles más ajustado a las necesidades reales de las centrales y la ineficiencia en los procesos se verá castigada por el propio mercado, pues el nuevo modelo deja de garantizar la recuperación de los costes de inversión de las centrales.

La retribución de la energía producida tendrá su base en el coste marginal del mercado, es decir, el coste en que se incurrirá para suministrar una unidad más de energía eléctrica al ser demandada una unidad más; éste será el precio de oferta del último grupo generador que haya entrado en funcionamiento. El mecanismo de retribución establecido incentiva la minimización de costes y la maximización de la eficiencia, de tal manera que a menor coste de producción se obtienen mayores beneficios; asimismo, la reducción de costes de genera-

la energía para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados. f) La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante del sistema, del funcionamiento efectivo de las unidades de producción y demás costes.

³⁵ Tendrán la condición de consumidores cualificados aquellos cuyo volumen de consumo anual supere los 5 GWh por instalación o por punto de suministro. En todo caso, tendrán la consideración de clientes cualificados los titulares de instalaciones de transportes por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano. A partir del 1 de abril del año 1999, tienen la condición de consumidores cualificados aquéllos que consuman al menos 3 Gwh/año. El 1 de julio del año 1999, el límite se reducirá a 2 Gwh/año. El 1 de octubre del año 1999, el límite se reducirá a 1 Gwh/año. A partir del 1 de julio del año 2000 se liberalizan todos los consumos cuyos suministros se realicen a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios. Al menos el día 1 de enero del año 2007 todos los consumidores tendrán la condición de cualificados.

³⁶ Javier PINEDO, Director de Generación de Iberdrola, «El nuevo mercado eléctrico español. El punto de vista de la industria generadora», Ponencia presentada en las *Jornadas sobre el Protocolo del Sistema Eléctrico*, Madrid, 20-21 de febrero de 1997.

ción tendrá su fiel reflejo en la rebaja de la tarifa a pagar por el usuario final, con lo que se habrá cumplido uno de los objetivos fundamentales del modelo, la reducción del precio final del Kwh.

Junto al mercado organizado, la Ley posibilita la realización de contratos bilaterales físicos de energía eléctrica, bajo los precios y condiciones pactados libremente entre productores, distribuidores, comercializadores o consumidores cualificados.

2. EL RÉGIMEN ESPECIAL DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA POR INSTALACIONES ABASTECIDAS POR RECURSOS O FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, RESIDUOS Y COGENERACIÓN

Junto al régimen general descrito, la LSE ha configurado un régimen especial y más ventajoso para la generación de electricidad a partir de instalaciones que utilizan energías renovables y sistemas de cogeneración. A continuación se exponen las características fundamentales de este régimen especial.

2.1. *Potencia máxima de las instalaciones que pueden acogerse al régimen especial*

Establece la Ley del Sector Eléctrico (art. 27.1):

«La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial... cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW...».

La nueva Ley reduce el ámbito de aplicación del régimen especial únicamente a instalaciones de potencia instalada no superior a 50 MW, a diferencia de la hoy derogada Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de 1994, que permitía la inclusión en este régimen de instalaciones de hasta 100 MW de potencia, excepto las centrales minihidráulicas que tendrían una potencia máxima de 10 MW.

Tal reducción no conlleva sino una disminución en las posibilidades de desarrollo de grandes centrales, al no poder las de más de 50 MW de potencia instalada obtener los beneficios previstos para el régimen especial. A las instalaciones de más de 50 MW de potencia instalada le será de aplicación el modelo de ofertas competitivas. Por tanto, las centrales de esta potencia que pretendan vender sus excedentes de energía al sistema, deberán competir en precio con las grandes centrales convencionales; sólo en la medida en que puedan ofertar precios suficientemente competitivos —más bajos que los de las instalaciones convencionales—, sus excedentes energéticos podrán ser despachados.

No obstante, el Gobierno, previa consulta a las CC.AA., podrá determinar el derecho a la percepción de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen como energía primaria energías no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, *aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW* (art. 30.5 LSE).

El nuevo modelo, según la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica, impedirá todo posible desarrollo de grandes instalaciones de cogeneración y energías renovables, dado que éstas, en el actual estadio tecnológico, no pueden competir en precio con las instalaciones generadoras convencionales, con lo que no podrán dar salida comercial a sus excedentes energéticos en un mercado competitivo.

La generación alternativa a estas escalas deja de ser negocio, lo que implicará, a su vez, una recesión en las inversiones de las empresas en actividades de I+D. La nueva regulación conlleva el peligro de inducir a un círculo vicioso: dado que las instalaciones de estas dimensiones no son, en el nuevo modelo, rentables, se desincentiva la investigación con lo que se pone en peligro un futuro desarrollo tecnológico de estas instalaciones y con ello su potencial competitividad.

Se hace necesario ampliar de nuevo el ámbito de aplicación de la normativa, dando la oportunidad a más centrales y, sobre todo, a centrales de más capacidad, a acogerse a los beneficios previstos, como contraprestación de los beneficios que estas instalaciones reportan al Sistema Eléctrico, a la consecución de los objetivos de la política energética del Estado y, en general, a toda la sociedad.

2.2. *Instalaciones que pueden incluirse en el régimen especial*

Éstas son (arts. 27.1 LSE y 2 RD 2818/1998):

- a) *Instalaciones de autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético*

Tienen la consideración de autoproductores las personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiendo que esto es así si se autoconsumen en promedio anual, al menos el 30% de la energía eléctrica producida si la potencia de la instalación es inferior a 25 MW y, al menos el 50% si la potencia es igual o superior a 25 MW (art. 9 LSE).

Esta obligación de autoconsumo mínimo de energía eléctrica se configura como uno de los principales problemas que la nueva regulación conlleva para las instalaciones de cogeneración, pues son pocas las que pueden alcanzar tales niveles de consumo eléctrico y, en la mayoría de los casos, esta obligación requerirá un nuevo dimensionamiento de las instalaciones industriales que pretendan vender su energía eléctrica excedentaria al sistema³⁷.

No obstante, el Real Decreto 2818/1998 hace una interpretación no restrictiva de la Ley, suavizando la obligación de autoconsumo, al permitir que, a los efectos del cómputo de autoconsumo (30% o 50%), 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. Aunque, en cualquier caso, el perceptor de las primas correspondientes será único.

EL RD 2818/1998, distingue dos grupos de instalaciones dentro de esta categoría:

- a.1 Instalaciones que incluyan una central de cogeneración. Las instalaciones de cogeneración son aquéllas 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.

Estas instalaciones deberán, para acogerse al régimen especial, cumplir con los requisitos de rendimiento previstos en el Anexo 1 del RD 2818/1998.

- b) *Instalaciones que utilicen 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*

La imposibilidad legal de que los productores no puedan obtener los beneficios previstos para el régimen especial –garantía de compra, primas–, si actúan en el régimen ordinario, puede conllevar un desinterés, por parte de las grandes empresas eléctricas, de invertir en energías renovables, pues necesitarán constituir, para desarrollar esta

³⁷ Este problema se ha puesto de manifiesto en los últimos foros de estudio sobre el régimen especial, así, en el Seminario organizado por el Centro Europeo de Desarrollo Empresarial, sobre *El nuevo régimen de la cogeneración*, en Madrid, el 23 de febrero de 1999 y en el Seminario organizado por International Faculty of Executives (IFAES), sobre *La cogeneración en el actual marco regulatorio*, Madrid, 23 y 24 de marzo de 1999.

actividad, sociedades diferenciadas; las grandes empresas eléctricas que hasta ahora estaban desarrollando importantes programas de inversión en centrales abastecidas por energías renovables no encuentran en la nueva regulación estímulos o incentivos para seguir invirtiendo en estas tecnologías, puesto que su actuación en el régimen ordinario impide legalmente que puedan obtener los beneficios previstos en el régimen especial.

Dentro de esta categoría de instalaciones se incluirán:

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

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

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

4. Centrales hidroeléctricas de potencia no superior a 10 MW.

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

6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa primaria. Se define la biomasa primaria como el conjunto de vegetales de crecimiento menor de un año que pueden utilizarse, directamente o tras un proceso de transformación, para producir energía. Se entenderá como combustible principal aquél que suponga como mínimo el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa secundaria. Se entiende como biomasa secundaria 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 aquél que suponga como mínimo el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

8. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa –primaria o secundaria–, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50% de la energía primaria utilizada.

9. Centrales mixtas de los grupos anteriores. A diferencia del RD 2366/1994, la nueva normativa no define el concepto de central mixta. Del tenor literal del artículo 4.1, apartado b.9, del RD 2818/1998, se desprende que éstas serán las centrales abastecidas por distintas fuentes energéticas renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante. En este sentido, la nueva regulación excluiría del régimen especial a las instalaciones que junto con estas fuentes pri-

marías utilizan combustibles convencionales, con excepción de las instalaciones que utilizan biomasa.

c) Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no renovables³⁸

Es decir, se excluyen de esta categoría las instalaciones que utilicen biomasa secundaria o residual. Se distinguen tres tipos:

1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos urbanos. Se entenderá como combustible principal el que suponga como mínimo el 70% de la energía primaria utilizada.

2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente. Se entenderá como combustible principal el que suponga como mínimo el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

3. Centrales mixtas que utilicen residuos no renovables junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50% de la energía primaria utilizada.

d) Instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético

La Ley excluye del régimen especial a las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos que tengan una potencia superior a 25 MW y, en este sentido, se puede afirmar que este precepto supone un paso atrás respecto de la LOSEN, no sólo desde el punto de vista del desarrollo de las energías renovables, sino también de la lucha contra los efectos ambientales derivados de la acumulación de los residuos.

Estas instalaciones se clasifican en los siguientes grupos:

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

2. Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos.

3. Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos no contemplados anteriormente.

³⁸ La definición de lo que se debe considerar como residuo a efectos de su inclusión en el régimen especial puede plantear una gran incertidumbre en los operadores económicos y puede dar lugar a importantes conflictos jurídicos. En este sentido, con afán de evitar estas controversias y de ofrecer el mayor nivel de desarrollo a estas fuentes energéticas, se propone una aplicación flexible y no restrictiva de los conceptos definidos en la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos (BOE de 22 de abril).

Estas instalaciones deberán cumplir los requisitos de rendimiento energético establecidos en el Anexo 1 del Real Decreto.

e) *Instalaciones acogidas con anterioridad al régimen especial previsto en la Ley de Conservación de la Energía y en la LOSEN*

Las instalaciones anteriores a la entrada en vigor de la Ley 82/1980, sobre Conservación de la Energía, mantendrán sus derechos tras la entrada en vigor de la nueva Ley (Disposición Transitoria décima LSE).

Las instalaciones de producción de energía eléctrica, que a la entrada en vigor de la Ley estuvieran acogidas al régimen retributivo previsto en el RD 2366/1994, mantendrán dicho régimen en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia (Disposición Transitoria octava LSE), es decir, durante un plazo de diez años desde la entrada en vigor de la Ley³⁹. No obstante, estas instalaciones podrán inmediatamente acogerse al régimen económico establecido en la Ley del Sector Eléctrico, quedando en este caso incluidas en el ámbito de aplicación del RD 2818/1998; en este supuesto, los titulares de las instalaciones deberán solicitar al órgano competente su adscripción a alguno de los grupos anteriores y su inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (art. 2.3 RD 2818/1998).

Desde mi punto de vista, la relación de instalaciones que pueden acogerse al régimen especial —desarrollada en el artículo 2 RD 2818/1998— resulta estricta en exceso; la exhaustiva descripción de las instalaciones supondrá la exclusión de este régimen de aquellas que no reúnan todos y cada uno de los detallados requisitos exigidos reglamentariamente, así:

– Quedarán excluidos los autoprodutores que no alcancen los límites mínimos de autoconsumo establecidos (30% o 50%)⁴⁰.

– Los productores que utilicen energías renovables no podrán obtener los beneficios del régimen especial si actúan en el régimen ordinario.

– Se excluyen del régimen especial aquellas instalaciones que utilicen vegetales de crecimiento superior a 1 año; hubiera sido más acertado adoptar una definición de biomasa más amplia, que incluyera todo tipo de recursos vegetales no residuales.

– Quedan excluidas las instalaciones mixtas que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles junto con combustibles convencionales.

³⁹ Disposición Transitoria sexta; este plazo de 10 años puede ser reducido por el Gobierno.

⁴⁰ La anterior normativa no establecía estos límites restrictivos.

– Se excluyen del régimen especial las centrales mixtas cuando la utilización de biomasa o de residuos no renovables sea inferior a la utilización de combustibles convencionales.

– Se excluyen del régimen especial las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos que tengan una potencia superior a 25 MW.

Asimismo, se hace necesaria la inclusión de una cláusula abierta que permita la inclusión en este régimen de tecnologías y fuentes energéticas que se puedan desarrollar en el futuro⁴¹.

2.3. Destino de la energía

La energía excedentaria⁴² de las instalaciones acogidas al régimen especial podrá comercializarse a través de los siguientes mecanismos:

a) Incorporación de la energía al sistema eléctrico

Los productores en régimen especial gozan de la ventaja de verter al sistema sus excedentes energéticos sin obligación de someterse a los mecanismos de mercado previstos con carácter general (arts. 30.2, 25.2, y 25.3 LSE). El artículo 25.2 LSE establece expresamente: «Los productores de energía eléctrica en régimen especial podrán incorporar al sistema su energía excedentaria sin someterse al sistema de ofertas». En el caso de instalaciones abastecidas únicamente por energía solar, eólica, energía geotérmica, energía de las olas, de las mareas y de rocas calientes y secas y también las centrales hidroeléctricas podrán incorporar a la red la totalidad de la energía producida, en tanto no se alcance el 12% del total de la energética mediante fuentes de energía renovables (art. 21.1 RD 2818/1998).

El nuevo régimen mantiene la garantía de compra de estos excedentes energéticos; no obstante, cuando las condiciones del suministro eléctrico lo hagan necesario, por razones de política energética o crisis de precios, el Gobierno podrá limitar la cantidad de energía que los productores en régimen especial pueden incorporar al sistema.

Las instalaciones verterán sus excedentes a la red a través de la compañía distribuidora de electricidad sobre la que recaiga la obliga-

⁴¹ Un miembro del Consejo Consultivo de la CNSE afirmaba que queda excluida la energía de freno dinámico de regeneración, que es exclusiva de la explotación ferroviaria y podría suponer un gran ahorro de consumo energético en el nuevo tren de alta velocidad Madrid-Barcelona. Fuente: CNSE, *Informe de la propuesta de Real Decreto sobre producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración*, de 14 de julio de 1998 (Ref. I 029/98).

⁴² Se considera energía 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 autoprodutor y la red general (art. 21.1 RD 2818/1998).

ción de adquirir dichos excedentes. Ésta será la más próxima a la instalación generadora que cuente con características técnicas y económicas para su distribución; en caso de discrepancia, resolverá el órgano competente —estatal o autonómico— previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (art. 22.1 RD 2818/1998).

La duración de los contratos a suscribir entre las empresas generadoras y distribuidoras ha sido una cuestión conflictiva durante la tramitación de la normativa. La propuesta de todas las partes que integraban el Grupo encargado de elaborar el proyecto de Real Decreto, excepto UNESA, era la siguiente: «los contratos suscritos por instalaciones abastecidas únicamente por recursos o fuentes de energías renovables, por instalaciones que combinan energías renovables con combustibles convencionales y las de tratamiento de residuos, tendrán una duración mínima de 15 años, y el resto de instalaciones en régimen especial contratarán por un período temporal no inferior a diez años». Esta mayor duración de los contratos sería sumamente positiva para ampliar las perspectivas de negocio de los potenciales inversores, dando estabilidad al sector. En este sentido, resultaba totalmente inadecuada la propuesta realizada por UNESA consistente en reducir la duración de los contratos a un año.

Finalmente, la resolución normativa de las discrepancias ha sido salomónica; el RD 2818/1998 establece que la duración mínima de los contratos entre las instalaciones acogidas al régimen especial y las empresas distribuidoras será de cinco años (art. 17 RD 2818/1998); esta determinación reglamentaria resulta adecuada en cuanto que otorga cierta estabilidad a los generadores —5 años— y permite a las empresas ampliar libremente la duración de sus contratos —no impone una duración máxima—.

b) Régimen de ofertas al mercado primario de generación

Los productores en régimen especial podrán ofertar sus excedentes energéticos al Operador del Mercado, compitiendo con los productores en régimen ordinario (arts. 25.2 LSE y 18.5 RD 2818/1998).

Asimismo, el artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece: «podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea inferior o igual a 50 MW y superior a 1 MW»; el artículo 15.2 del mismo Real Decreto prevé que «podrán presentar ofertas de venta o adquisición de energía en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario». Es decir, en ninguno de los anteriores preceptos se excluye a los agentes productores que actúan en el régimen especial.

El generador que decida acceder al sistema de ofertas en el mercado primario de producción deberá mantener este régimen operativo durante al menos un año (art. 18.5 RD 2818/1998).

En cuanto a su régimen retributivo, los productores sólo recibirán primas por la energía casada en el mercado —no por todos sus excedentes energéticos—; asimismo, recibirán la retribución correspondiente por garantía de potencia y servicios complementarios que realmente se presten (art. 18.5 RD 2818/1998).

c) Régimen de libre contratación

Ya en las primeras propuestas de regulación del régimen especial se reclamaba el derecho de las instalaciones a acceder a las redes de transporte y distribución para vender toda o parte de su energía a precio pactado a cualquier distribuidor, comercializador o cliente con capacidad de elección con los que se alcanzara el acuerdo correspondiente⁴³.

La pretensión de los generadores en régimen especial ha sido la de tener un trato igualitario con el resto de agentes productores, a los que se les garantiza el acceso a las redes como requisito indispensable para la contratación y venta de su energía. Esta reclamación representa una clara expresión de un convencimiento sobre la potencial competitividad de sus instalaciones, de tal modo que, al igual que el resto de productores, se requiere la oportunidad de realizar contratos con los demandantes de electricidad, compitiendo con la energía convencional. No se trataría de vender la energía al precio pactado y además obtener las primas que ofrece el régimen especial, sino que, en un gesto de responsabilidad y de confianza empresarial, se propone que en caso de celebración de contratos no sería de aplicación el régimen económico general, es decir, no obtendrían prima alguna por su generación —a pesar de los múltiples beneficios que ello conlleva—, sino que actuarían asumiendo todo el riesgo empresarial, sin necesidad de subsidios, que es, en definitiva, el objetivo a alcanzar: la competitividad de estas instalaciones.

Sin embargo, otros agentes, en concreto UNESA, han sido reacios a permitir que estas instalaciones puedan celebrar contratos de venta de energía con los consumidores con capacidad de elección.

Finalmente, la Ley ha establecido, con carácter general, la libre contratación de electricidad (art. 11), previéndose legalmente la cele-

⁴³ En este sentido se encaminaban las demandas del Ente Vasco de la Energía (EVE), Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energías Renovables (APPA), Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE) Instituto Catalán de la Energía (ICAEN).

bración de determinados contratos (art. 24.3) y la posible regulación reglamentaria de otras modalidades de contratación, como los contratos financieros o los contratos formales de suministro entre los consumidores cualificados y los productores directamente (art. 24.4). Los preceptos anteriores no excluyen a las instalaciones acogidas al régimen especial de estos mecanismos contractuales de venta de energía, sino que, por el contrario, esta posibilidad ha sido expresamente recogida por el RD 2818/1998, cuyo artículo 18.5 prevé que estas instalaciones podrán formalizar contratos bilaterales físicos para la venta de sus excedentes energéticos.

Los generadores que opten por este régimen de venta de energía deberán mantenerlo durante al menos un año (art. 18.5 RD 2818/1998).

Por último, el artículo 19.4 RD 2818/1998 establece que las instalaciones que celebren contratos de suministro de energía eléctrica deberán satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución⁴⁴.

2.4. Régimen económico general. Precio de la energía cedida a la red

El «precio base» que los compradores tendrán que abonar a los productores en régimen especial por la energía eléctrica entregada a la red se formulará mediante la suma de los siguientes conceptos retributivos y con los límites que se exponen a continuación (art. 16.1):

a) Precio de las ofertas competitivas de generación (O).

Es el coste marginal del mercado de producción, basado en la oferta realizada por el último grupo de generación cuya puesta en marcha haya sido necesaria para atender la demanda.

El precio que las instalaciones recibirán en cada hora será el precio final horario medio del mercado. Se establece una especialidad respecto de las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW: éstas podrán tomar como precio de mercado los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador del mercado; esta medida puede dotar a estas pequeñas instalaciones de una mayor estabilidad al no someterse a las fluctuaciones horarias del mercado.

⁴⁴ La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico afirmaba: «Es discriminatorio que los productores del régimen especial deban satisfacer peajes y costes de acceso al mercado, ya que los productores en régimen ordinario no deben satisfacer dichos peajes puesto que en este momento las tarifas y peajes los satisfacen los consumidores». CNSE, *Informe de la propuesta de Real Decreto sobre producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración*, de 14 de julio de 1998 (Ref. I 029/98).

- b) Garantía de potencia (G).
- c) Servicios complementarios (C).
- d) Primas (P), en caso de que la instalación tenga derecho a ellas.
Las primas se establecerán teniendo en consideración:
- 1º. Nivel de tensión de entrega de la energía a la red.
 - 2º. Contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética.
 - 3º. Costes de inversión en los que se incurra, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.

Finalmente, el precio base (Pb) de la energía excedentaria se determinará por la siguiente fórmula:

$$Pb = O + G + C + (P)$$

A este precio base (Pb) se le sumarán o restarán las cuantías resultantes en concepto de complemento por energía reactiva (ER).

De este modo, la facturación total (Ft) de la energía cedida a la red (Ec) por las instalaciones acogidas al régimen especial se formulará de la siguiente manera:

$$Ft = Ec * Pb \pm ER$$

donde: Ft = Facturación total.

Ec = Energía cedida.

Pb = Precio base.

ER = Complemento por Energía Reactiva.

2.5. Regímenes específicos de retribución de las distintas instalaciones: especial referencia al sistema de primas

Se debe distinguir entre⁴⁵:

⁴⁵ Artículo 30, apartados 3, 4 y 5 LSE y Disposición Transitoria octava LSE. Los apartados 4 y 5 del artículo 30 LSE fueron modificados y complementados por el artículo 108 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (BOE de 31 de diciembre de 1997).

2.5.1. Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas

a) Instalaciones de entre 26 y 50 MW de potencia instalada.

La Ley no les reconoce derecho a la percepción de primas. Su retribución se formularía:

Precio de mercado + garantía de potencia + servicios complementarios = ptas./Kwh.

El sistema permitiría, en principio, la viabilidad y el desarrollo de la cogeneración en cuanto que mantiene la garantía de compra de sus excedentes energéticos sin necesidad de entrar en el mercado competitivo; no obstante, las perspectivas de rentabilidad económica de estas actividades, dado que la retribución base es la misma que la que se establece para las instalaciones convencionales, van a estar condicionadas de forma importante por la evolución del precio de los recursos primarios, especialmente del gas natural; se espera una bajada importante del mismo, lo que conllevará una notable reducción en los costes de la cogeneración eléctrica, teniendo en cuenta que este *input* supone un 60% del coste total de la cogeneración.

No obstante, este precepto no respeta en su integridad los acuerdos adoptados en virtud del Protocolo Eléctrico y que preveían el establecimiento de primas a las instalaciones de cogeneración de hasta 25 MW de potencia instalada (Acuerdo núm. 6 del Protocolo).

b) Instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 25 MW.

Las instalaciones que produzcan electricidad de forma asociada a actividades no eléctricas y las instalaciones de cogeneración recibirán primas durante un período máximo de 10 años desde su puesta en marcha.

Su retribución se formularía del siguiente modo:

Coste marginal + garantía de potencia + servicios complementarios + **prima** = ptas./Kwh.

2.5.2. Instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, cualquier tipo de biocarburante y centrales hidroeléctricas de potencia instalada igual o inferior a 10 MW

La instalaciones de producción de energía eléctrica mediante estas energías percibirán una prima que se fijará por el Gobierno,

de forma que el precio de la electricidad vendida por estas instalaciones se encuentre dentro de una banda porcentual comprendida entre el 80% y el 90% del precio medio de la electricidad; éste se calculará dividiendo los ingresos derivados de la facturación por suministro de electricidad, entre la energía suministrada. Para el cálculo del precio medio de la electricidad se excluirán el IVA y cualquier otro tributo que grave el consumo de energía eléctrica.

Excepcionalmente, el Gobierno podrá fijar para la energía solar una prima por encima de los límites anteriores.

Su retribución se formulará:

Coste marginal + garantía de potencia + servicios complementarios + prima = ptas./Kwh.

La previsión de que la retribución de la energía se encuentre dentro de una banda porcentual respecto al precio medio de la electricidad persigue dos objetivos fundamentales:

- a) De un lado, se traslada a las instalaciones que actúan en el régimen especial el esfuerzo de eficiencia que va a desarrollar todo el sector eléctrico y que tiene como finalidad básica la reducción del precio de la energía para el consumidor final —estableciendo un beneficio máximo del 90%—.
- b) De otro lado, se dota de estabilidad y de seguridad al sector, incentivando la inversión a través de la garantía de una retribución mínima —extremo inferior de la banda porcentual—, fundamentalmente, a efectos de financiación de proyectos por terceros.

2.5.3. Instalaciones que utilizan como energía primaria residuos no renovables, con potencia máxima de 50 MW; instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW; centrales hidroeléctricas de entre 11 y 50 MW de potencia instalada

Su régimen retributivo se complementará con la percepción de una prima. La determinación de la cuantía de la prima se deja en manos del Gobierno, a través del desarrollo reglamentario de la Ley. No obstante, estas primas quedan excluidas de la garantía de precio establecida para el resto de energías renovables (banda porcentual de entre el 80% y el 90% del precio medio de la electricidad).

2.5.4. Instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, cualquier tipo de biocarburante y residuos de los sectores agrícola, ganadero y servicios, aun cuando las instalaciones tengan una potencia instalada superior a 50 MW

A pesar de que estas instalaciones no pueden acogerse al régimen especial por tener una potencia superior a 50 MW, el Gobierno, previa consulta a las Comunidades Autónomas, podrá determinar el derecho de éstas a la percepción de una prima que complemente su régimen retributivo.

Las primas se establecerán teniendo en consideración:

1. Nivel de tensión de entrega de la energía a la red.
2. Contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética.
3. Costes de inversión en los que se incurra, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.

El sistema permite, en principio, la viabilidad y el desarrollo de la producción con energías renovables, en cuanto que mantiene la garantía de compra de sus excedentes energéticos sin necesidad de entrar en el mercado competitivo; no obstante, las perspectivas de rentabilidad económica de estas actividades, dado que la retribución base es la misma que la que se establece para las instalaciones convencionales, van a estar condicionadas de forma importante por la cuantía de las primas que les correspondan.

La cuantificación final de las primas ha quedado establecida en virtud del RD 2818/1998 y, en términos generales, ha sido objeto de una valoración positiva, así:

a) La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico ha valorado positivamente el régimen de determinación de primas previstos en el Real Decreto 2818/1998, debido fundamentalmente a que⁴⁶:

1º. Las primas se fijan sobre la referencia clara del precio del mercado mayorista.

2º. Establece la revisión de las primas en un horizonte multianual, lo que aporta seguridad regulatoria y jurídica, al tiempo que permite

⁴⁶ CNSE, *Informe de la propuesta de Real Decreto sobre producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración*, de 14 de julio de 1998 (Ref. I 029/98).

ajustar periódicamente las mismas en función de los resultados observados en el mercado y en la operación del sistema.

No obstante, con el fin de que no se generen distorsiones derivadas del nivel de las primas, la CNSE entiende que la revisión de éstas debería realizarse, al menos en una primera etapa, cada tres años.

b) Por su parte, los operadores económicos también han expuesto su valoración respecto del nuevo régimen establecido en virtud del RD 2818/1998. La opinión generalizada es de cierta satisfacción o, cuando menos, aceptación, respecto de las primas establecidas, así⁴⁷:

- En relación con las primas a instalaciones que utilizan energías renovables, se reconoce la bondad del Real Decreto.
- En cuanto a las primas a la cogeneración, el texto final del Real Decreto es bastante más positivo que los proyectos anteriores; las primas a instalaciones con potencia no superior a 10 MW han sido calificadas como de «razonables» y las primas aplicables a instalaciones de hasta 25 MW podrán también hacer rentable la actividad de la cogeneración, si bien el carácter temporal de las mismas –hasta el año 2007– frenará el desarrollo de estas instalaciones; respecto de las instalaciones de entre 26 y 50 MW de potencia instalada, la ventaja retributiva radica en el cobro de retribución por complemento de energía reactiva, componente que en el mercado ordinario no se percibiría⁴⁸.

3. CONCLUSIÓN. LA COMPETENCIA COMO PROPUESTA ALTERNATIVA DE REGULACIÓN

El futuro de las energías renovables pasa por una evolución tecnológica y una maximización de la eficiencia productiva que permitan una reducción de costes suficientemente importante para que los precios ofertados por estas instalaciones puedan competir con los del resto de generadores convencionales.

La Ley del Sector Eléctrico no articula los instrumentos necesarios para el desarrollo de una futura industria eléctrica basada en fuentes de energía renovables, con capacidad para ofertar energía en

⁴⁷ Las valoraciones sobre las primas contenidas en el RD 2818/1998 han sido expuestas por diversos agentes en los Congresos sobre *El nuevo régimen económico de la cogeneración*, organizado por el Centro Europeo de Desarrollo Empresarial, en Madrid, el día 23 de febrero de 1999 y en el Congreso organizado por la International Faculty for Executives (IFAES), Madrid, 23 de marzo de 1999.

⁴⁸ Valoración expuesta por D. Ismael González Hernández, Director General de la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE), en el Congreso organizado por la International Faculty for Executives (IFAES), Madrid, 23 de marzo de 1999.

condiciones competitivas respecto a las instalaciones convencionales:

a) En relación con las instalaciones de más de 50 MW de potencia instalada, tendrán que competir con el resto de centrales para que la energía generada sea despachada y, en consecuencia, se puedan obtener beneficios por su venta. Dada la imposibilidad tecnológica de competencia, a corto plazo, entre los distintos tipos de instalaciones, el operador económico carece de unas expectativas de beneficio en el negocio de la generación eléctrica alternativa, desincentivando la inversión en esta actividad y, en consecuencia, el desarrollo tecnológico suficiente para alcanzar futuros niveles de competitividad.

b) Tampoco el régimen previsto para las instalaciones de 50 o menos MW de potencia estimula la inversión en el desarrollo de la generación basada en energías renovables; el modelo garantiza a estas instalaciones la compra de sus excedentes energéticos y una retribución adecuada para la recuperación de los costes de operación —entre los factores que determinan las primas están los costes e inversiones asociadas—; ello conlleva que los operadores no sientan la necesidad imperiosa de reducir sus costes, ni para vender la energía generada, ni para ser suficientemente retribuidos por su venta, con lo que, de nuevo, se desincentiva la eficiencia y la inversión en las actividades de I+D necesarias para alcanzar un desarrollo tecnológico suficiente que permita a estas instalaciones competir en el mercado junto con el resto de generadores convencionales.

Ante la incapacidad del modelo de primas fijas y garantizadas a todos los generadores, se propone un modelo que tendría como presupuestos los siguientes:

1. Las instalaciones de generación eléctrica basadas en fuentes renovables de energía deben prepararse para competir en el mercado junto a las instalaciones convencionales.

2. Ello conlleva necesariamente una reducción en los costes de generación lo suficientemente importante como para que los precios ofertados sean competitivos en el mercado, frente a las instalaciones convencionales.

3. La reducción de costes no se conseguirá con el modelo establecido, pues éste desincentiva toda inversión de I+D en este sector y no exige esfuerzo alguno en cuanto a la maximización de la eficiencia en los diferentes procesos productivos.

4. La competitividad de las instalaciones se conseguirá a través de las obligaciones impuestas por los propios mecanismos de un mercado competitivo.

5. No obstante, el grado actual del desarrollo tecnológico no permite la competencia de las instalaciones basadas en energías renovables con las instalaciones convencionales.

6. Para alcanzar ciertos niveles de competitividad en un mercado en el que operen instalaciones generadoras convencionales junto con centrales basadas en energías renovables y sistemas de cogeneración se requiere un período transitorio durante el cual estas instalaciones puedan adaptarse al nuevo modelo.

7. Para reducir sus costes y alcanzar un nivel aceptable de desarrollo, estas instalaciones deberán competir entre ellas durante el período transitorio, para, posteriormente, poder pasar a competir en el mercado.

La propuesta que desde aquí se realiza consiste en la sustitución del régimen de primas fijas garantizadas a todos los productores, por un modelo concurrencial en el que competirán las instalaciones abastecidas por energías renovables para obtener una mayor retribución.

Esta propuesta es compartida por la Comisión Europea; así, en su Informe al Consejo y al Parlamento Europeo sobre los requerimientos de armonización para el mercado interior de la electricidad⁴⁹, en el que se refleja la necesidad de establecer unas normas comunes para las fuentes de energía renovables utilizadas para la producción de electricidad, la Comisión considera que si se emplean mecanismos de introducción de competencia entre los productores que utilizan energías renovables es probable que éstas requieran menos apoyo y lleguen a ser antes plenamente competitivas con la electricidad producida convencionalmente. Para la Comisión, se pueden articular, fundamentalmente, dos métodos para introducir dicha competencia:

a) El regulador podría revisar periódicamente los niveles de ayuda para ejercer una presión a la baja sobre éstas, atendiendo a los avances tecnológicos. El nivel de ayuda se ajustará regularmente según una fórmula que tenga en cuenta las reducciones en el coste de generación utilizando energías renovables.

b) El mecanismo de *portfolio* de energías renovables. Con este mecanismo sólo los productores que puedan producir electricidad por debajo de unos determinados precios podrán participar en el mercado, excluyéndose, por tanto, a los productores ineficientes.

También en España, durante la tramitación de la normativa reguladora del régimen especial de generación eléctrica, se han realizado propuestas basadas en la competencia entre las instalaciones abastecidas por

⁴⁹ Publicado el 17 de marzo de 1998.

energías renovables. Así, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico considera que la manera más eficiente de promocionar la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es a través de mecanismos de tipo concurrencial, como los que se utilizan en los países que han liberalizado o están en proceso de liberalizar su industria eléctrica⁵⁰.

⁵⁰ En este sentido, la Comisión planteaba una propuesta alternativa; para la CNSE, la prima que se conceda a los productores debería constar de dos componentes:

a) Prima fija: la componente de la prima fija será la menor posible, aunque siempre dentro de unas bandas porcentuales, con el fin de que el productor pueda alcanzar los umbrales de rentabilidad establecidos.

b) Prima variable, otorgada mediante procedimientos de libre concurrencia, con el fin de minimizar el riesgo del regulador y aprovechar la eficiencia que el mercado pueda aportar. Así, sólo obtendrían estas primas las centrales que oferten los precios más competitivos, quedando las restantes instalaciones excluidas de estos beneficios, por causa de su propia ineficiencia. Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, *Informe de la propuesta de Real Decreto sobre producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración*, de 14 de julio de 1998 (Ref. I 029/98).