

II Curso avanzado de Derecho de la Energía 2009 – 2010 Retos regulatorios en el sector energético español

1. Introducción

En mi exposición, analizaré en primer lugar la evolución histórica de los diferentes subsectores; a continuación me referiré a los condicionantes de toda política energética para finalmente emitir un juicio crítico sobre en que medida el sistema energético español se adapta a estos condicionantes y, en caso contrario, que reformas sería preciso realizar.

2. El sector del petróleo

Hasta 1992, este sector ha estado condicionado por la existencia del Monopolio de Petróleos que configuró un marco diferente al de los restantes países con economía de mercado. Es, pues, de interés analizar por qué se creó el Monopolio, como evolucionó la industria española y como se desarrolló el proceso de reestructuración empresarial, desmonopolización y liberalización del sector.

a) La creación del monopolio de petróleo

La creación del Monopolio de petróleo en España solo puede entenderse recordando el marco nacional e internacional en que se desenvolvía la industria del petróleo en la década de los años 20 del pasado siglo, cuyas características principales eran las siguientes:

- ▶ En primer lugar, el parque español de automóviles que había crecido muy escasamente en las dos primeras décadas, aumentó rápidamente a partir de 1920 (14.000 matriculaciones/año en el primer quinquenio, 30.000 en el quinquenio siguiente y 20.000 entre 1930 y 1935). El consumo de productos petrolíferos, que era solamente de 50.000 t en 1920, pasó a 650.000 t en 1930 y 760.000 en 1935.
- ▶ En segundo lugar, el mercado español era un oligopolio en el que dos multinacionales americanas y la Shell controlaban el 85% del mismo.

- ▶ En tercer lugar, había un fraude fiscal importante. A principios de la década de los años 20, en Europa era conocido el Spanish Oil, que era un producto semidestilado que se importaba como petróleo soportando un bajo arancel y se fraccionaba principalmente en gasolina y gasóleo gravados con un arancel más alto, en instalaciones muy elementales.
- ▶ Por último, después de la I Guerra Mundial se empezó a percibir la importancia estratégica y económica del petróleo. Estados Unidos estaba en una situación muy cómoda, con 5 de las 7 grandes multinacionales y también el Reino Unido que contaba con otra gran multinacional que había sido parcialmente nacionalizada en 1914 y participaba con Holanda en la séptima. Recuérdese que estas 7 compañías alcanzarían un acuerdo de reparto del mercado mundial. En cambio, Francia e Italia estaban en clara desventaja al carecer de una industria petrolera propia. Para corregir esta situación, Francia creó en 1924 la Compagnie Française des Pétroles (CFP), hoy Total e Italia en 1926 el AGIP y, años más tarde, su filial ENI, que hoy son importantes empresas multinacionales. Francia consideró durante varios años después de la I Guerra Mundial la posibilidad de monopolizar la industria decidiéndose finalmente en 1928 por la fuerte intervención estatal en el sector. El Estado era el árbitro último del mercado fuertemente regulado, en el que se permitía competir a empresas privadas sujetas a un sistema de cuotas en el que el propio Estado participaba a través de la CFP. Italia siguió un sistema similar.

En este contexto de demanda creciente, oligopolio comercial, prácticas fraudulentas y fuerte intervención estatal en los países vecinos, es normal que el Gobierno español decidiera actuar en este importante sector. Pudo haberse adoptado el modelo francés o italiano pero se optó por un Monopolio cuyo objetivo era buscar petróleo dentro y fuera de España, comprar yacimientos en el exterior, transportarlo, refinar y distribuir productos petrolíferos, es decir, las actividades clásicas de una empresa verticalmente integrada.

La explotación del Monopolio se adjudicó mediante concurso a un conjunto de entidades financieras que crearon la Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos (CAMPSA). Desgraciadamente, los accionistas de CAMPSA sólo estuvieron interesados en la distribución y comercialización y, en particular, no construyeron refinerías en el área del Monopolio –península y Baleares- durante los 20 años de la concesión. Para justificar esta actuación se apoyaron en argumentos inaceptables ampliamente documentados en los archivos de CLH, tales como una demanda insuficiente, que las refinerías debían construirse cerca de los yacimientos de petróleo o que era necesario conocer previamente el petróleo a procesar. Entre tanto, CEPSA ponía en marcha en Tenerife en 1930 una refinería con una capacidad de destilación de 250.000 t/a, menos del 40% del mercado peninsular en dicho año.

La idea del Monopolio no era un disparate en el contexto de la época. Bien gestionado hubiera permitido crear una empresa española de cierta dimensión, bien estructurada a partir de la cual se podría haber contemplado una apertura de los mercados.

En 1947 se prorrogó la concesión del Monopolio a CAMPSA, pero se liberalizó el refino de petróleo, que podía autorizarse por decreto. Desgraciadamente volvió a actuarse con poco acierto. Fue una excelente oportunidad para crear una gran empresa refinadora capaz de realizar actividades de upstream y petroquímica y comercializar en España a través de CAMPSA y fuera de España directamente. Sin embargo, se optó por autorizar entre 1947 y 1972 ocho refinерías en la península a otras tantas empresas, con socios extranjeros diferentes, socios españoles en algunos casos sin experiencia petrolera previa e incluso, en aquellas en las que participaba el Estado, unas veces a través de Industria-INI y otras a través de Hacienda-Dirección General del Patrimonio. Es decir, se promovió la fragmentación horizontal del sector a la que se sumaba la vertical derivada de la existencia del Monopolio.

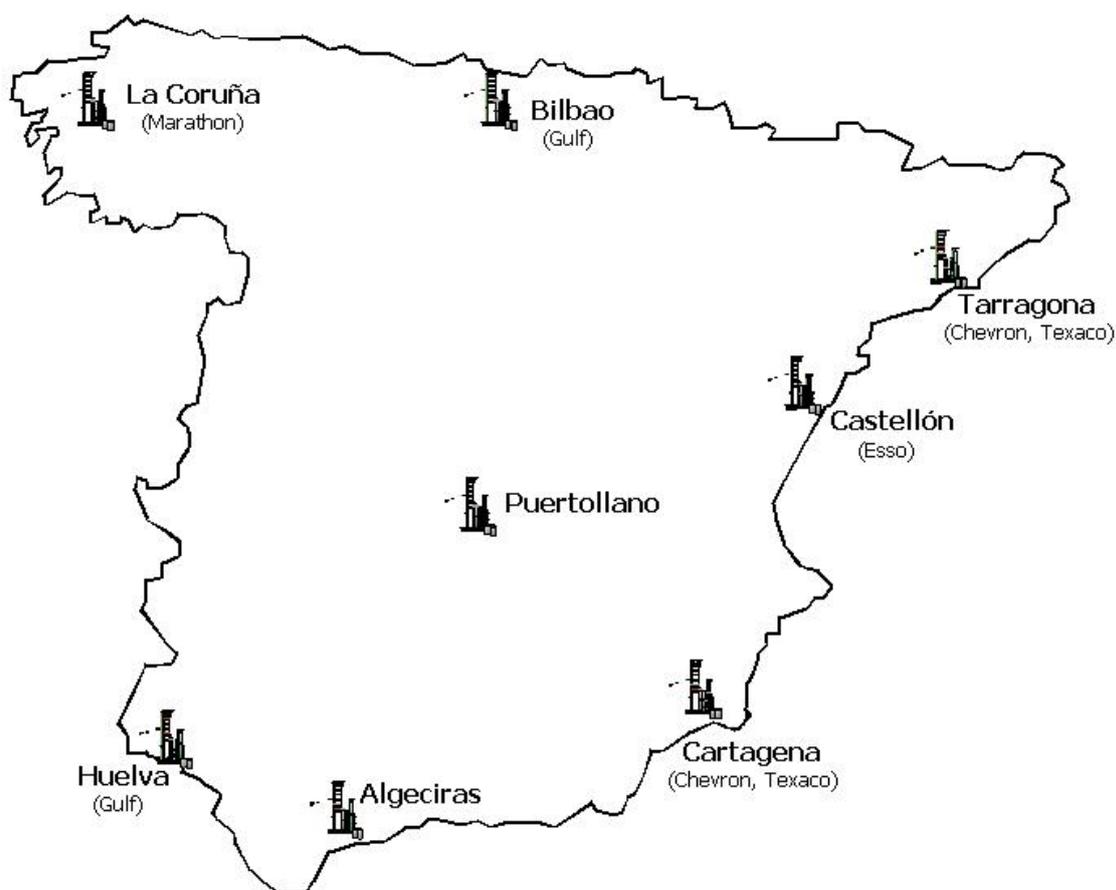


Figura 1. Refinerías construidas en España a partir de la modificación de la Ley del Monopolio de Petróleos de 1947

b) La reestructuración empresarial, la liberalización y la desmonopolización del sector petrolero

En 1981, después de algunos intentos infructuosos a partir de la primera crisis del petróleo de 1973, se dio un paso de gigante con la creación por Leopoldo Calvo Sotelo del INH, Instituto Nacional de Hidrocarburos, en el que se concentraron todas las participaciones del Estado en este sector, que eran muy importantes.

En exploración y producción de hidrocarburos, se transfirieron al INH el 100% del INI en ENIEPSA, el 70% del INI y el 30% de Hacienda en HISPANOIL y los activos mineros del Monopolio de Petróleo y de CAMPSA.

En refino de petróleo, el 72% del INI en ENPETROL con sus 4 filiales petroquímicas, el 54% de Hacienda en PETROLIBER además de las participaciones de CAMPSA en Petronor (30%) y en ASES y PROAS dedicadas a la producción y comercialización de asfaltos.

En distribución y comercialización, el 54% de Hacienda en CAMPSA y el 50% del INI y el 50% de CAMPSA en Butano.

Por último, se transfirió el 100% del INI en Enagás.

Rápidamente, se ordenó este conjunto heterogéneo de empresas. Se compraron las participaciones extranjeras en Enpetrol y Petroliber y se fusionaron ambas empresas, se adquirieron las participaciones de Montedison, Phillips Petroleum, ICI y ARCO en las 4 petroquímicas participadas por ENPETROL, fusionándolas a continuación en una gran empresa petroquímica, e igual se hizo con todos los activos de exploración y producción de hidrocarburos.

Ante las rigideces de una corporación como el INH, en 1987 se creó Repsol S.A., filial 100% del INH, a la que se transfirieron los activos petroleros de este organismo. En 1989 se inició la privatización de Repsol, que culminó ocho años más tarde.

La creación de una gran empresa petrolera española, bien dimensionada y capaz de competir, permitió la progresiva liberalización del sector petrolero culminada en 1992 con la extinción del Monopolio.

En la transformación del sector petrolero español desempeñaron un papel decisivo el Ministro Solchaga y sus inmediatos colaboradores, al proponer los Protocolos de 1983 y 1985, suscritos por el Ministerio, las empresas refinadoras y CAMPSA. Los rasgos esenciales de los Protocolos fueron la compra por CAMPSA de los activos del Monopolio, propiedad del Estado, la realización por el INH de una OPA para la adquisición del 46% de las acciones de CAMPSA en manos privadas y la posterior venta de participaciones de la compañía a las empresas refinadoras en proporción a sus ventas al Monopolio, manteniendo el INH la mayoría.

La compra de los activos del Monopolio significó que a partir de ese momento, las inversiones de CAMPSA se hicieran por cuenta propia y no por cuenta del Estado, lo que permitió a la compañía realizar un ambicioso Plan Estratégico que mejoró la red logística hasta convertirla en una de las mejores del mundo y crear una red comercial extensa con una imagen moderna y un diseño atractivo de los puntos de venta. Estos activos comerciales se segregaron de CAMPSA en 1991 integrándose en las empresas refinadoras. En 1992 se extinguió el Monopolio de Petróleos y CAMPSA pasó a denominarse Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH).

Por tanto, entre 1981 y 1992 se reestructuró el sector empresarial y se pasó del Monopolio al Libre Mercado en el que desempeñan un papel importante dos empresas privadas españolas que han adquirido dimensión internacional: Repsol y CEPSA. Esta última incorporó el complejo de refino y petroquímica de ERT en Huelva.

El cuadro 1 resume el proceso de desmonopolización y liberalización del mercado español de productos petrolíferos.

<i>Año</i>	<i>Acontecimiento</i>	<i>Observaciones</i>
1981	Creación del INH.	El Estado transfiere al INH todos los activos del sector petrolero excepto los del sistema de distribución del Monopolio.
1983	Firma del Protocolo Ministerio de Industria y Energía – Sector Petrolero.	Se preveía: La adquisición de Campsa de los activos del Monopolio, OPA del INH para la adquisición de las acciones de Campsa. Cesión de parte de las acciones de Campsa a las empresas refinadoras, manteniendo el sector público la participación mayoritaria.
1984	Ley de Reordenación del sector petrolero Campsa adquiere al Estado los bienes del Monopolio.	El importe fue de 100.928 millones de pesetas.
1985	Venta de las acciones del INH en Campsa a las empresas refinadoras. Firma del Tratado de Adhesión de España en la CEE. Real Decreto – Ley de Adaptación del Monopolio.	Entrada en vigor el 1 de enero de 1986. Se define el nuevo marco sobre las entregas de las refinerías españolas y las importaciones de países no comunitarios.
1988	Reglamento para el suministro de gasolinas y gasóleos de automoción.	Se permite la construcción de estaciones de servicio para comercializar importaciones procedentes de países de la CEE.
1990	Campsa adquiere las existencias de productos petrolíferos. Desaparece la Renta de Petróleos. Establecimiento de un sistema de precios máximos de variación cada dos semanas.	
1991	Segregación de los activos comerciales de Campsa.	Las beneficiarias fueron las empresas refinadoras.
1992	Ley que declara extinguido el Monopolio de Petróleos.	

Cuadro 1

c) La situación actual

Debido a la globalización de la industria del petróleo y a la facilidad del transporte, la intervención pública en España se limita a garantizar que existe la competencia suficiente y que no hay abusos de posición dominante.

3. El sector del gas

La ausencia de descubrimientos de yacimientos de gas natural en España dio lugar a un notable retraso en la introducción de esta fuente de energía, contrariamente a lo que había sucedido en todos los países europeos industrializados.

El proceso de incorporación de gas natural al mercado español se inició en 1966 con la firma del primer contrato con Libia para la importación de mil millones de metros cúbicos (1 bcm). Para la importación y distribución de este gas, se creó la sociedad Gas Natural, S.A., participada por Catalana de Gas y Electricidad, 36%, Esso, 35% y el resto de otros accionistas, que construyó una planta de regasificación en Barcelona y la red de distribución para el suministro industrial de esta provincia, así como a la empresa Catalana de Gas y Electricidad para la sustitución de gas ciudad por gas natural en Barcelona. La llegada del primer buque metanero a la planta de regasificación se produjo en 1969.

Para acelerar el proceso de penetración del gas natural, se creó por el INI en 1972 la empresa Enagás (Empresa Nacional del Gas, S.A.) para el desarrollo de infraestructuras que permitieran la gasificación del país, responsabilizándose del aprovisionamiento, transporte y distribución de gas natural. En 1973, Enagás adquirió la planta de regasificación de Barcelona y asumió los contratos de suministro que tenía Gas Natural.

El desarrollo de la infraestructura gasista por Enagás se produjo con lentitud hasta 1985. En ese año, se alcanzó un acuerdo entre Enagás y las diferentes empresas que tenían concesiones de suministro de gas ciudad en varias ciudades españolas, en virtud del cual se asumieron compromisos concretos de gasificación de los mercados doméstico-comercial y de la pequeña industria, el de construcción de una red concreta de gaseoductos, reservándose el suministro de la gran industria a Enagás.

El programa se realizó en su totalidad logrando que la participación de gas natural en el abastecimiento energético español pasara de 3,1% en 1986 al 6,1% en 1992, habiéndose puesto en marcha, en dicho periodo, las plantas de regasificación de Huelva (1988) y Cartagena (1989).

Además, la red española de gaseoductos se conectó en 1993 con la red europea a través de Larrau (Navarra) y en 1996 con Argelia a través de Marruecos y el Estrecho de Gibraltar. En los últimos años, se han construido varias plantas de regasificación que aportan seguridad al sistema gasista español al facilitar importaciones de gas natural licuado (GNL) de diversas procedencias y se está construyendo un segundo gaseoducto que conecta directamente Argelia con España sin pasar por Marruecos.

En la actualidad, el sector gasista español es homologable con el existente en los restantes países europeos industrializados. La densa red de oleoductos y las 6 plantas regasificadoras han permitido que entre 1998 y 2008 el consumo haya pasado de 13,1 bcm a 39,0 bcm, es decir, ha crecido a tasas del 15% anual y acumulativo, llegando a representar el 24% del consumo de las cinco fuentes tradicionales de energía primaria (petróleo, gas natural, carbón, nuclear e hidroeléctrica) y se prevé que seguirá creciendo significativamente.

Por otra parte, el abastecimiento está razonablemente diversificado. En 2008, el 35% se importó de Argelia, el 19% de Nigeria, el 13% de países del Golfo Pérsico, el 12% de Egipto, el 8% de Noruega, el 11% de Trinidad y Tobago y el 2% de otras procedencias, el 72% como GNL y el 28% a través de gasoductos.

El mercado español permite el acceso de todos los operadores en condiciones no discriminatorias. Dado que el transporte de gas natural es un monopolio natural, se ha encomendado a Enagás la garantía de que exista una red que permita el acceso a todos los mercados tanto en el caso en que el gas natural llegue a España por tubería como en forma de GNL. La disponibilidad de esta red básica ha permitido que haya varios operadores compitiendo en el mercado, el más importante de los cuales es la empresa Gas Natural SDG que, además, ha tenido una gran expansión internacional.

Desde el punto de vista regulatorio, la situación del gas natural es algo diferente a la del petróleo por las dificultades de su transporte y almacenamiento. En este caso, son fundamentales dos aspectos: el primero, que los agentes que quieran participar en el mercado tengan acceso no solo a la red de Enagás, sino también a las redes de distribución propiedad de las empresas gasistas en condiciones no discriminatorias. El segundo, que en países como el nuestro que se abastecen prácticamente en su totalidad del gas importado, garantizar vías de acceso para este gas sea a través de gasoductos internacionales o de plantas de regasificación. En principio, la intervención pública debe asegurar que la red de transporte y distribución es la adecuada a la demanda, que no hay abusos de posición dominante y que los precios del gas sin impuestos son comparables a los existentes en países con situación similar a la española en cuanto al desarrollo económico y dependencia del gas importado.

El mercado español de gas natural realizó su progresiva liberalización entre los años 2000 y 2008. En 2007 se creó un sistema de tarifas máximas para consumidores de menos de 3 GWh/año y, presión inferior a 4 bares. Esta tarifa tiene un término fijo y otro variable que se revisa trimestralmente. El término variable ha descendido un 24% entre el 21.12.2008 y el 30.09.2009. La revisión periódica ha sido bien aceptada y ha evitado que exista un déficit tarifario.

4. El sector eléctrico

El sector eléctrico se caracterizó desde el principio por un gran número de empresas locales o regionales, que se fueron concentrando en un reducido número en algunas de ellas con fuerte participación pública. Auxini y Endesa fueron las herramientas a través de las cuales el Estado promovió la utilización de carbones nacionales y la electrificación de zonas deficitarias.

La intervención estatal era grande vía la Planificación Eléctrica, más adelante la Planificación Energética.

El sector evolucionó progresivamente hacia la concentración empresarial de los sectores públicos y privados (Hidroeléctrica Española absorbió Hidroeléctrica de Cataluña, Iberduero se fusionó con H.E., Endesa absorbió Enher Fecsa Sevillana y las distribuidoras insulares, Unión Eléctrica absorbió Fenosa, etc) y la posterior privatización del sector público.

Desde el punto de vista regulatorio, la electricidad tiene en común con el gas natural el hecho de que el transporte y la distribución constituyen un monopolio natural y que, por ello, debe garantizarse que existe una red que permita el acceso al mercado en condiciones no discriminatorias. La red de transporte se integró en la década de los 80 en la Red Eléctrica. Ofrece sin embargo, algunas importantes diferencias: su precio es un factor decisivo en la competitividad de buena parte de la economía, la garantía de suministro debe ser total porque las posibilidades de sustitución son mínimas o nulas, es una actividad intensiva en capital, y no es almacenable, lo que requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante y que deba existir una coordinación entre las decisiones de las inversiones en generación y en transporte de energía eléctrica.

La gran transformación del sector eléctrico español se produjo con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Dicha ley se asienta en el “convencimiento de que garantizar el suministro, su calidad y su coste no requiere más intervención estatal que la propia regulación específica, abandonando la noción de servicios públicos, tradicional en el ordenamiento jurídico español y sustituyéndola por la expresa garantía de suministro. En la generación de electricidad en particular se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza bajo el principio de la libre competencia.

Desde Julio de 2009 la comercialización del gas natural está liberalizada, habiéndose establecido las llamadas Tarifas de Último Recurso para potencias de menos de 10 Kw y baja tensión.

5. Consideraciones sobre el sector energético

Claude Mandil, hasta el año pasado Director Ejecutivo de la AIE, dice en su introducción al informe del 21 de abril de 2008, realizado a petición del Primer Ministro francés: “la política energética de un país o de la UE debe perseguir tres objetivos: la seguridad, por supuesto, pero también y simultáneamente, la lucha contra el cambio climático y el crecimiento económico y no puede optarse por uno en detrimento de los demás”. Veamos las distintas fuentes de energía bajo el prisma de los tres objetivos, empezando por las energías fósiles.

En lo que se refiere al petróleo, los suministros no están garantizados a pesar de la evolución histórica de las reservas, que han aumentado más que la producción, de manera tal que la relación reservas a producción se ha mantenido en torno a 40 en las últimas décadas.

Sin embargo, las reservas están muy desigualmente repartidas. Los países de la OPEP, la antigua URSS y México acumulan el 87% de las reservas, mientras que la UE solamente tiene el 0,5% frente a un consumo del 18%, la OCDE el 7% que se compara con una participación del 56% en el consumo mundial. Por otra parte, si bien las reservas de petróleo no convencional son muy importantes, especialmente las de crudos extrapesados en Venezuela y las arenas bituminosas de Canadá, los costes de extracción, transporte y “upgrading” son muy elevados y además fuertemente emisores de CO₂.

La producción de petróleo no convencional en los yacimientos actualmente en explotación empezará a declinar en 2010, por lo que será necesario poner en producción yacimientos ya conocidos que empezarán a su vez a declinar hacia 2020 y tendrá que ser complementada con la producción de petróleo convencional en yacimientos aún no descubiertos. El resto de la oferta provendrá de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido en el subsuelo que se producen con el gas natural del que se separan en planta de proceso, y de petróleo no convencional en cantidades limitadas por las incertidumbres tecnológicas, los elevados costes de producción y el fuerte impacto medioambiental.

También habrá una cierta producción de biocarburantes y de petróleo sintético a partir del gas natural (GTL), el carbón (CTL) y las biomásas (BTL) pero sus costes son igualmente elevados y los autoconsumos de energía altos. La concentración de las reservas de petróleo en unos pocos países en muchos de los cuales las empresas nacionales (NOC) tienen el control de las mismas, puede dar lugar a que estas

empresas no realicen las inversiones necesarias por tener otras prioridades presupuestarias, por carecer de capacidad de gestión y técnica suficiente o, sencillamente, porque deseen prolongar la vida de sus reservas que por su naturaleza son agotables.

Claude Mandil, en el informe citado afirma que, por las razones apuntadas “existe el peligro de que el mundo sufra una crisis petrolera en la próxima década, con precios extremadamente elevados”. En resumen, el abastecimiento de petróleo a medio plazo no está asegurado y los precios serán previsiblemente más altos. Además, las emisiones de CO₂ por tonelada de petróleo son del orden de 2,8 toneladas, habiendo representado en 2007 cerca del 40% del total de emisiones de CO₂ producidas por el sector energético.

La situación del gas natural tiene aspectos comunes con el petróleo y otros diferentes. Entre los comunes destaca que las reservas de gas han crecido a pesar del notable aumento de la producción habiéndose mantenido la relación reservas a producción en torno a 60 y que estas reservas de gas convencional están concentradas en un número reducido de países.

Así, el 53% de las reservas están situadas en Rusia, Irán y Qatar mientras que tanto la OCDE como la UE tiene reservas reducidas (el 9,0% y el 1,6% del total respectivamente); comparadas con el consumo (el 50% y el 9% respectivamente). La diferencia principal del gas natural en comparación con el petróleo está en las importantes reservas de gas no convencional (arenas compactas, formaciones carboníferas y pizarra compactas), evaluadas en más del doble de las convencionales. Las más importantes se encuentran en Estados Unidos y Canadá (el 25%), estimándose que China, India y la Antigua URSS tienen el 15% cada una de ellas. En Estados Unidos en 2007, el gas no convencional aportó el 46% de la producción de gas y según su departamento de Energía, alcanzará cerca del 60% en 2030. En este año, la cobertura de la producción propia sería del 97% frente al 84% en la actualidad.

Esta circunstancia unida al desarrollo de tecnologías que permitan la explotación del llamado “strated gas”, es decir, reservas de gas actualmente no explotables por estar situadas en localizaciones alejadas del consumo y en campos demasiado pequeños para justificar la construcción de plantas de licuación convencionales, hacen que no sean previsibles problemas de oferta de gas natural en las próximas décadas.

Los problemas futuros del gas natural están asociados a las características de su transporte ya sea por gasoducto o en forma de gas natural licuado (GNL). El transporte por gasoducto establece una rigidez recíproca productor-consumidor y es vulnerable cuando atraviesa terceros países. En cuanto a la cadena de GNL, la dificultad mayor es la elevada inversión requerida, especialmente en plantas de

licuación que varía entre 0,42 y 0,58 \$/Nm³ en función de la existencia de infraestructuras comunes, tal como sucede en Qatar y de las características físicas del emplazamiento. Abordar estas importantes inversiones requiere garantías respecto a la disponibilidad de gas y de un mercado final, garantías que no se dan en ciertos casos.

Las emisiones de CO₂ producidas por el gas natural son del orden de 2,3 toneladas por tonelada equivalente de petróleo y representaron en 2007 el 20% de las emisiones totales producidas por el sector energético.

En conclusión, el abastecimiento de gas natural ofrece alguna incertidumbre por las peculiaridades de su transporte, los costes evolucionarán en paralelo con el petróleo y es más respetuoso con el medio ambiente que las demás energías fósiles.

Existe otra diferencia entre el petróleo y el gas natural. El petróleo es actualmente difícilmente sustituible en el transporte, al que aporta el 95% de la energía consumida y el 99% al transporte por carretera mientras que el gas natural, básicamente empleado como combustible, es sustituible por otras fuentes de energía.

En cuanto a la última de las energías fósiles, el carbón, la situación es diferente. Hay reservas para más de 130 años, éstas se encuentran más diversificadas (Estados Unidos tiene el 27% de las reservas mundiales), su cotización internacional es menos volátil y las rutas de aprovisionamiento más seguras. Su inconveniente es el impacto medioambiental que actualmente se reduce a las emisiones de CO₂ que son próximas a 4 toneladas de CO₂ por Tep. Las nuevas tecnologías de generación eléctrica (centrales supercríticas, IGCC) tienen rendimientos altos, lo que reduce las emisiones de CO₂ por unidad eléctrica producida y se está trabajando activamente en el secuestro y almacenamiento de CO₂ a costes razonables. En 2007, las emisiones de CO₂ producidas por el carbón representaron cerca del 42% de las emisiones totales.

Analicemos a continuación la energía nuclear. Su aportación a la generación eléctrica mundial es del 15%, el 30% en la UE y el 20% en España. El 85% de la generación eléctrica nuclear en el mundo tiene lugar en los países de la OCDE. La seguridad industrial de la energía nuclear de fisión en estos países es muy elevada. El informe de la AIE del presente año sobre perspectivas energéticas en 2050 menciona la base de datos creada por el Instituto Scherrer en Suiza sobre los accidentes ocurridos en el mundo desde 1969, entre ellos, los 3.000 producidos en el sector energético calificados como severos, es decir, causando 5 o más muertes. El informe citado por al AIE dice textualmente refiriéndose a esta base de datos: “en la OCDE no ha habido un solo accidente severo en las centrales nucleares, lo que contrasta con la percepción pública de esta industria”. Más aún, en estos países no ha habido un solo accidentes por emisiones radiactivas con víctimas humanas en las

centrales o en su entorno a pesar de que la generación nuclear representa el 23% de la generación total.

La percepción pública está fuertemente influenciada por la información publicada. Cualquier incidente en una central nuclear, aunque afecte a la parte no nuclear de la misma (turbinas, alternadores, transformadores, etc.) genera una publicidad que daña severamente a esta industria. Es cierto que subsiste el problema de la gestión de los residuos radiactivos en la que existen dos tendencias: la gestión a ciclo abierto en la que estos residuos se consideran residuos últimos (Suecia, Finlandia, España o Canadá) y la gestión en ciclo cerrado en la que se tratan estos residuos para recuperar el uranio y el plutonio del combustible irradiado (Francia, Reino Unido o Japón), que representan el 96% de la carga inicial y que se reutilizan como combustibles en una mezcla de óxidos de uranio y de plutonio (MOx).

Es evidente que la electricidad nuclear es barata, es fiable, es segura a efectos de aprovisionamiento de combustible y de utilización, sus costes son estables y no produce emisiones de gases de efecto invernadero. Su inconveniente es el rechazo público a esta fuente de energía.

Pasamos, a continuación, a analizar las energías renovables, excluyendo la hidráulica, cuyas posibilidades son limitadas en la mayor parte de los países, en el orden siguiente: biomásas, eólica, solar y otras.

En los países desarrollados, las biomásas tienen aplicación en la generación eléctrica (entre el 1 y el 3% de generación total) y los biocarburantes. La producción actual de estos últimos se realiza a partir de materias primas alimentarias. Teniendo en cuenta el consumo de energía en su ciclo de vida, el extracoste por tonelada de CO₂ evitada es elevadísimo. Sobre los actuales biocarburantes, la OCDE ha emitido un informe en septiembre de 2007 que dice lo siguiente: “las tecnologías de fabricación de biocarburantes no pueden contribuir a mejorar el medio ambiente en el transporte sin comprometer el precio de los alimentos”. A su vez, Claude Mandil, en el informe antes citado dice lo siguiente: “el objetivo de reducir la dependencia energética puede conducir a decisiones absurdas tales como el muy costoso desarrollo de la primera generación de biocarburantes producidos en Europa”. Podrán alcanzarse los objetivos vinculantes en 2010 o los todavía no vinculantes previstos en 2030, pero es evidente que se hará a un coste elevadísimo provocando además alteraciones en la cadena alimentaria. Parece que los esfuerzos deberían orientarse no a incentivar los consumos de la 1ª generación de biocarburantes sino más bien a estimular el I+D+i de la 2ª generación a partir de materias primas no alimentarias.

La energía eólica tiene un historial de éxito pero ello no excluye que existan dos aspectos negativos: la intermitencia y el coste. La minimización de los inconvenientes de la primera se consigue con una buena integración de la energía eólica en el sistema eléctrico para que las variaciones de generación no afecten a la estabilidad del sistema eléctrico. En España se ha realizado un excelente trabajo de integración entre el operador del sistema y el sector eléctrico, lo que ha permitido que en 2007 no se hayan producido perturbaciones en momentos en los que la producción eólica llegó a representar el 30% de la demanda eléctrica. Naturalmente, los problemas de la intermitencia son mayores a medida que aumenta la participación de la generación eólica en la generación total, y éstos existirán mientras la electricidad sólo sea almacenable en centrales de bombeo. Quizás en el futuro podría utilizarse la generación que supere ciertos límites en la producción de hidrógeno para alimentar celdas de combustible en sustitución de los carburantes minerales.

En cuanto a la energía solar, no parece que ni la termoeléctrica ni la fotovoltaica sean mínimamente competitivas en varias décadas. La fotovoltaica podría ser algún día una aportación importante si se logra reducir sustancialmente los costes de fabricación con el descubrimiento de alguna nueva tecnología rompedora sobre la que se está investigando activamente pero cuya fecha de madurez es hoy impredecible. Las posibilidades de una reducción apreciable de costes con los materiales actuales son escasas.

Las restantes energías renovables (geotérmica, marina, etc.) no podrán contribuir significativamente en las próximas décadas. La AIE estima que podrían representar a nivel mundial en 2030 el 0,6% de la electricidad generada.

En resumen, las energías renovables son limpias, pero caras, como lo demuestra el extracoste total que tienen actualmente estas energías, la mayor parte de ellas incluidas en el régimen especial. Por otra parte, la opinión pública parece no darse cuenta de que el extracoste lo pagamos todos los usuarios.

6. **Retos**

6.1 El sector petrolero

Destacan dos aspectos:

a) Precios

El precio medio antes de impuestos durante el año 2008 se compara con la media ponderada de la UE del modo siguiente (Cuadro 2)

c€/litro	España	UE 14	Diferencia
Gasolina 95	56,09	54,06	-2,03
Gasóleo	67,28	65,56	-1,73

Cuadro 2. PAI en España y en la UE-14

Por tanto, la mayor facturación del sector en España en 2008 comparado con el precio medio ponderado en la UE-14, ascendió a:

$$6.288 \text{ kt} \times 0,0271 \text{ M€/kt} + 24.851 \times 0,0204 \text{ M€/kt} = 677 \text{ M€}$$

b) En 2008 la producción de las refinerías españolas fue de 60.543 kt y el consumo interior de 72.534 kt con un gran desbalance entre la estructura de la producción y el consumo que obligó a importar 13.700 kt de gasóleos y querosenos (el 33% del consumo) y a exportar 2.826 kt de gasolinas (el 45% del consumo).

Cabe preguntarse si no sería recomendable una intervención más activa de la Administración para incentivar inversiones en la industria española de refino que corrija el gran desajuste actual existente entre la estructura de la producción y la de la demanda.

6.2 El gas natural

Así como en la red de transporte, la posibilidad de acceso a todos los operadores está garantizada por Enagás, en la red de distribución la situación podría ser diferente al ser propiedad de empresas comercializadoras que están obligadas a ceder su uso en condiciones preestablecidas. Debe vigilarse que pueda realizarse sin dificultades en el cambio de suministradores y que no existe abuso de posición dominante.

6.3 El sector eléctrico

a) De acuerdo con el derecho a la libre instalación de generación eléctrica, en la planificación en España para el año 2016 se recogen los proyectos de nuevas centrales, tanto en régimen ordinario, como en régimen especial, asegurándose que se alcanzará una cobertura suficiente en situación de demanda extrema. El coste o la seguridad de suministro deben ser valorados por las propias empresas. En realidad habría que entrecomillar el principio de libre competencia habida cuenta del régimen especial que en el sistema peninsular será del 23% en 2008 y alcanzará el 36% en 2016. El incremento de la generación total eléctrica sería de 80.500 Gwh en dicho periodo y la generación en ciclos combinados y en régimen especial aumentaría en 93.000 Gwh. Por tanto, disminuiría la generación con otras fuentes de energía, especialmente el carbón. Esto conduciría a una estructura en la que el

gas natural y el régimen especial representarían cerca de los 2/3 de la generación total, la eólica el 19% y el carbón solamente el 14% (cuadro 3.).

	España 2016	UE-25 2015	OCDE exEuropa 2015
Hidrocarburos	34%	27%	23%
Carbón	14%	19%	40%
Fósiles	48%	46%	63%
Nuclear	17%	29%	19%
Hidroeléctrica	8%	11%	12%
Eólica	19%	8%	2%
Resto	8%	6%	4%
Total	100%	100%	100%
Régimen especial	36%		

Cuadro 3. Estructura de la generación eléctrica en 2015-2016

La situación en la UE, según la AIE, sería en 2015 diferente: eólica el 8% y carbón el 19%. En cuanto a la OCDE exEuropa, es decir, Estados Unidos, Canadá, Japón, Corea del Sur, Australia, etc., el carbón aportaría el 41% y la eólica el 2%. Evidentemente, la estructura de generación en España, y en menor medida en la UE, es menos seguro y más cara que en la OCDE exEuropa.

Surge inmediatamente la pregunta de si la libre competencia en la generación eléctrica es suficiente para garantizar un mix de generación en el que se ponderen adecuadamente la seguridad, el coste y el impacto medioambiental. En este sentido es destacable lo que escribe Claude Mandil en el informe repetidamente citado: “en la mayor parte de los reguladores europeos, se ha definido estrictamente por ley que su función se limita a establecer un mercado competitivo, sin referencia a la seguridad de suministro. Es esencial que la seguridad de suministro sea también responsabilidad de los reguladores con la misma importancia que un mercado competitivo”.

En efecto, puede ocurrir que se invierta en sectores de menos riesgo, que pueden coincidir con los de más baja inversión unitaria o en otros que tienen una remuneración y un mercado garantizado aún cuando sean más caros para el sistema

y menos seguros por su aleatoriedad. El abandono del carbón puede no ser la mejor opción y renunciar a la energía nuclear tal vez sea una exigencia del rechazo generalizado, pero ello no equivale a que sea una decisión que los expertos en esta energía deban calificar como prudente.

b) El peso creciente de las energías en régimen especial y el no reconocimiento en el pasado de su coste al determinar las tarifas, ha dado lugar a un enorme déficit tarifario. Es urgente objetivar la revisión de tarifas.

c) Respecto a las redes de distribución, son válidas las reflexiones en relación con la distribución de gas natural.