



## ¿ENERGÍA MÁS BARATA?

# EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL: DE DÓNDE VENIMOS Y A DÓNDE VAMOS

Juan Carlos Jiménez  
Universidad de Alcalá

### Resumen

El sector energético español se enfrenta en la actualidad a tres retos principales: a) gestionar a través de una política energética estable un mix de energías diversificado y que contribuya a la compatibilidad del triple objetivo de seguridad, eficiencia y sostenibilidad. Esto requiere, entre otras cosas fundamentales, prever con perspectiva de futuro las necesarias inversiones en infraestructuras, gestionando entre tanto el exceso actual de capacidades instaladas. b) Incentivar el ahorro energético y la eficiencia en el consumo a través de una gestión activa de la demanda y del estímulo de la innovación tecnológica en el sector. Y c) Proveer a la economía de insumos energéticos en condiciones competitivas de coste y de calidad, lo que exige, además del uso de soluciones innovadoras, una adecuada regulación de los mercados (y adecuada significa estable, transparente, no discriminatoria, que refleje –y no esconda– costes y armonizada internacionalmente con la de nuestros socios europeos).

### Abstract

*The Spanish energy sector is currently facing three broad challenges: 1) Manage a mix of diversified energies via a stable energy policy that will contribute to the compatibility of the three-fold target of safety, efficiency and sustainability. Among other fundamental tasks, this requires a well-thought out future forecast of the investments required in infrastructures, while managing the present surplus of installed capacities in the meantime. 2) Provide incentives for energy saving and consumption efficiency by actively managing demand and stimulating technological innovation in the sector. And 3) Provide energy supplies at competitive cost and quality conditions that, in addition to requiring innovative solutions to be employed, also requires suitable market regulations (and suitable means stable, transparent, non-discriminatory and that reflect –and do not hide– costs and are internationally standardised with our European partners.*

## 1. Introducción

La energía es un *input* básico de toda economía moderna. Progreso económico y consumo energético han ido históricamente de la mano, por más que hoy este vínculo aparezca matizado por las consideraciones medioambientales y la necesidad de fomentar el ahorro y la eficiencia. En todo caso, las tablas intersectoriales nos revelan su carácter de «sector clave» para el funcionamiento de todo el sistema productivo y su importancia en el sostenimiento de los hábitos de vida y de consumo de las economías domésticas. De ahí que los precios de la energía tengan igualmente una incidencia clave para la gran mayoría de las empresas y de las familias.

Pero nos encontramos ante un sector complejo por muchas razones. Por un lado, el sector energético engloba una suma heterogénea de materias primas, procesos productivos y actividades. Así, una parte del sector tiene que ver con actividades puramente extractivas o mineras, comenzando por el carbón, en el caso de España; otra parte se ocupa de la transformación industrial de esos recursos, ya sea en refinerías, plantas de regasificación o centrales de todo tipo que convierten –a través de tecnologías diversas– fuentes primarias de energía (carbón, petróleo, gas, nuclear, renovables) en electricidad; y, por último, otra parte del sector

se enmarca claramente dentro de las actividades de servicios, ya sean los medios de transporte y distribución de las primeras materias o de los productos finales, ya sean las empresas comercializadoras o los puntos de venta de las estaciones de servicio. Es, en algún sentido, el más *multisectorial* de los sectores.

Por otro lado, se trata además de un sector que surte a la economía de un *input* vital y difícilmente sustituible en sus distintos usos, y de cuyo suministro, seguro y en condiciones competitivas de coste y calidad, depende la propia eficiencia de todo el sistema. Un sector literalmente *estratégico*. De ahí que se encuentre bajo la lupa constante de los poderes públicos, preocupados sobre todo por la incidencia social y sobre el tejido productivo de sus precios y por la tendencia de este sector, por razones técnicas y económicas, a configurarse según formas de mercado no competitivas. En muchos países europeos –y durante largo tiempo– los sectores energéticos han operado en régimen de monopolio u oligopolio con presencia predominante de empresas públicas. La Unión Europea emprendió hace dos décadas un ambicioso proceso de liberalización de los mercados energéticos con el fin, entre otras cosas, de abaratar la energía en el continente. Proceso que ha chocado hasta ahora con poderosas dificultades, comenzando por la de introducir competencia en mercados que siguen muy concentrados –y verticalmente integrados– desde el lado de la oferta, no pocas veces en connivencia con el deseo de los países por mantener sus «campeones nacionales» una vez privatizadas las viejas empresas públicas.

Todo lo anterior cobra en España una lectura muy particular en estos tiempos. El proceso de liberalización –por más que pueda argumentarse su carácter más formal que real– ha sido intenso y ha abarcado a la mayoría de las actividades. Pese a sus insuficiencias, no cabe situar a España en la cola de Europa en cuanto a los cambios operados. En apenas dos décadas la presencia del Estado en las empresas energéticas se ha reducido al mínimo. La estructura productiva ha cambiado radicalmente. Nuevos operadores han entrado en los mercados. Han aparecido mercados *spot* y a plazo donde antes no había más que Boletín Oficial. Las tarifas han ido dando paso a los precios. Inversores extranjeros han entrado en el sector, al tiempo que las compañías españolas se abrían a los mercados internacionales. El Mercado Ibérico de la Electricidad se ha consolidado. Y, sin embargo, los precios de la energía se han ido encareciendo comparativamente con otros países europeos, en general, y sin que la tendencia parezca fácil de revertir. ¿Más liberalización, más competencia? ¿O vuelta a instrumentos de intervención estatal para controlar los precios?

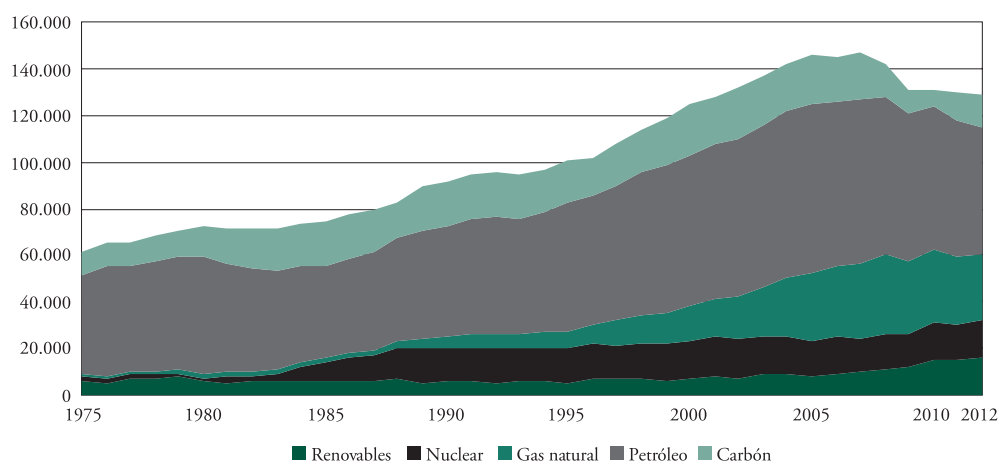
Para situar correctamente este complicado dilema, se partirá de una sintética fotografía del sector energético español actual. A continuación, se resumirán los pasos seguidos por la liberalización, con profundas implicaciones tanto institucionales como sobre la estructura productiva de los distintos subsectores. La difícil transición de las tarifas a los precios, sobre todo en el sector eléctrico, merecerá una atención particular: la larga e intensa caída de la demanda ha destapado los problemas mal resueltos del sector, abocándolo a un escenario incierto y conflictivo en donde el proceso de liberalización parece quedar en entredicho. El problema, antes de seguir, es que si no sabemos adónde vamos (hacia delante o hacia atrás en el proceso de liberalización), cualquier camino puede parecernos el bueno.

## 2. Rasgos básicos de la estructura del sector energético español

La energía supone, con los datos de 2012, el 3,6 % del PIB de la economía española. El peso del empleo es mucho menor, debido al carácter intensivo en factor capital de la mayor parte de las actividades que comprende. En cambio, desde la óptica del sector exterior, dada nuestra gran dependencia en este terreno, las proporciones se agrandan: así, cerca de un 25 % de las importaciones de bienes son productos energéticos. De tal modo que sin déficit energético la balanza comercial española hubiera alcanzado un notable superávit, en vez de un déficit de más de 30.000 millones de euros. Este rasgo –la dependencia exterior– abunda en el carácter estratégico que tiene para España el sector energético y el uso eficiente de los recursos que este proporciona.

El balance energético español muestra hoy una composición por fuentes relativamente equilibrada, tanto desde el punto de vista de las energías primarias que abastecen al sistema como de las energías finales que se obtienen a partir de aquellas. Desde el punto de vista del consumo de energía primaria, los hidrocarburos –fuentes, por tanto, importadas– suponen conjuntamente más del 60 % del total, con más presencia del petróleo y menos del gas que en el promedio europeo, pero, en todo caso, contrapesando cada vez más el extremo desequilibrio de hace unas décadas, cuando los crudos de petróleo llegaron a representar los dos tercios de todo nuestro consumo energético primario. Carbón, nuclear y renovables se reparten hoy a partes casi iguales el resto (Gráfico 1, donde se aprecian los principales cambios de tendencia).

Gráfico 1. Estructura del consumo de energía primaria en España, 1975-2012. En ktep



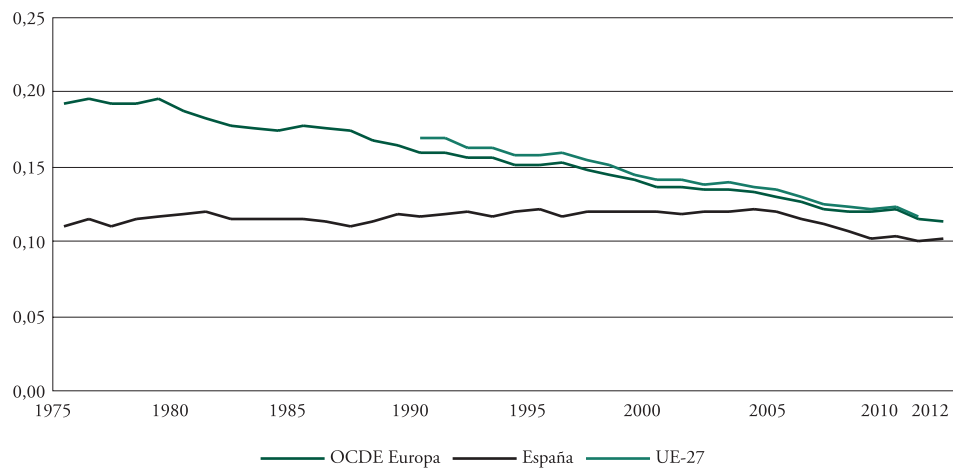
Fuente: JIMÉNEZ, J. C. (2013), «Sector energético», en GARCÍA DELGADO, J. L. y MYRO, R. *Lecciones de economía española*, 11.ª ed., Thomson-Reuters, Madrid.

Desde la perspectiva del consumo final, los derivados del petróleo representan aún más de la mitad del total, y la electricidad y el gas (contando tan solo la parte que no se emplea para generar aquella) suman otro 40 %. Dentro de este consumo energético final, por grandes sectores consumidores, el transporte supone más del 40 % (unos diez puntos por encima de los promedios europeos); los consumos industriales absorben otro 30 %, aproximadamente, y los del sector residencial el casi 30 % restante (en este caso, en mucha menor proporción que la europea en conjunto). Todo ello nos habla de un sector energético muy inclinado aún a surtir necesidades de transporte con derivados del petróleo y a concentrarse en la electricidad para atender los usos residenciales y parte de los industriales, entrando el gas en una porción significativa para obtener energía eléctrica (25 % del *mix*), pero no con tanta penetración como fuente final de energía para empresas y hogares.

Dentro, en concreto, de la estructura de la generación eléctrica, además del gas natural, la nuclear y el carbón —en proporciones relativamente equilibradas— como principales fuentes que alimentan el parque de centrales térmicas en España, las renovables han ido ganando terreno, hasta representar ya casi un tercio del total de la electricidad producida (sin contar sus otros usos no eléctricos, básicamente térmicos). La eólica representa más de la mitad de la producción renovable —y, con los datos de 2013, es ya la primera fuente de generación eléctrica—, y la hidráulica se sitúa cerca del 30 %, ocupando la solar, la biomasa y otras posiciones mucho más modestas.

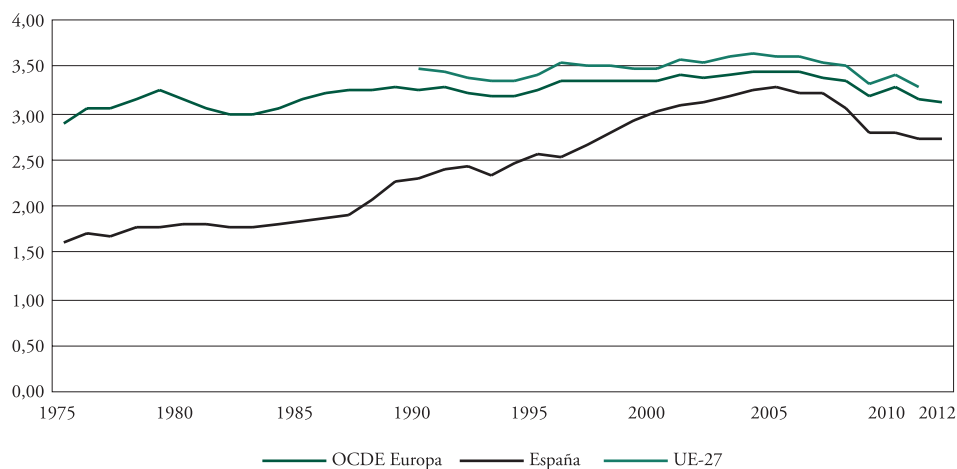
Por último, en este retrato telegráfico del sector energético español debe hacerse mención —sobre todo si el objetivo es terminar hablando de los precios— de un aspecto crucial: la eficiencia en el uso de la energía. La intensidad energética, aproximada a través del consumo de energía por unidad de producto, ha mostrado en España, al compararla con la evolución del promedio de Europa, una tendencia muy poco favorable durante las últimas décadas, y hasta hace muy pocos años (Gráfico 2). Medido este consumo energético en términos per cápita, la evolución ha sido si cabe más acusada, primero al alza, hasta 2005, y luego a la baja, muy acentuadamente a raíz de la crisis (Gráfico 3). El esfuerzo de ahorro energético que emprendieron más anticipadamente una buena parte de las actividades industriales —resultado de los cambios en la composición de sus ramas, pero también de la sustitución en sus procesos productivos de unas fuentes primarias por otras, más eficientes— se ha visto durante demasiado tiempo contrapesado, en un sentido negativo, por el incremento relativo del consumo doméstico, el eléctrico muy particularmente, junto con el del transporte, que centra hoy de un modo mayoritario, ya se ha dicho, nuestro consumo global. Parece claro que quedan márgenes para el ahorro y la eficiencia energética.

Gráfico 2. Intensidad energética, España y Europa (1975-2012).  
En ktep por unidad de PIB, en miles de dólares de 2005, en PPC



Fuente: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013): «World Indicators», *IEA World Energy Statistics and Balances (database)*.

Gráfico 3. Consumo energético per cápita, España y Europa (1975-2012). En ktep por habitante



Fuente: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013): «World Indicators», *IEA World Energy Statistics and Balances (database)*.

### 3. La liberalización de los sectores de la energía: una profunda transformación productiva e institucional

Desde hace ya casi dos décadas el sector energético español se ha venido configurando de acuerdo con las líneas estratégicas de la Unión Europea, plasmadas en directivas, reglamentos, estrategias y normas diversas, agrupadas en paquetes normativos (tres, hasta ahora).

Así, el primer impulso liberalizador –y hacia la consecución de un Mercado Interior de la Energía, fin último del proceso– se produjo en la segunda mitad del decenio de 1990, con las primeras Directivas europeas sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (1996) y del gas (1998). España se incorporó a este proceso con la publicación de las leyes del sector eléctrico (1997) y del sector de los hidrocarburos (1998), que sentaron las bases de un marco más competitivo en ambos sectores, fomentando la libertad de entrada en los respectivos mercados y previendo la transición de las tarifas fijadas administrativamente a unos precios resultantes de mercados competitivos, en los que los consumidores pudieran ejercer su libertad de elección.

En 2003 se promulgó un segundo paquete normativo con dos nuevas Directivas de la electricidad y del gas –traspuestas en 2007 al ordenamiento español– que daban un renovado impulso liberalizador al proceso. En 2009 se aprobó el llamado «tercer paquete» legislativo de la Unión Europea en materia de energía, compuesto de dos nuevas Directivas y tres Reglamentos –traspuestos en 2012 al ordenamiento español–, con el que se pretende lograr un mercado europeo de gas y electricidad plenamente eficiente y competitivo, que no plantee obstáculos a la entrada de nuevos competidores en el mercado o en el acceso a las redes, y, al mismo tiempo, garantice la protección de los clientes y la seguridad de suministro. Entre tanto, deberán consolidarse los mercados regionales supranacionales del gas y la electricidad (como el Mercado Ibérico de la Electricidad), en la perspectiva de irse engarzando unos con otros en el futuro, sobre la base de un marco liberalizado y homogéneo en todos ellos.

Estos desarrollos legislativos han ido acompañados de disposiciones en el terreno medioambiental orientadas a la consecución de los objetivos comprometidos en virtud del Protocolo de Kioto, y con importante repercusión, en todo caso, en los sectores de la energía. La esencia de estas disposiciones se concreta en el conocido objetivo 20/20/20 (en la perspectiva de 2020), consistente en: a) la reducción, al menos, del 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero; b) alcanzar una participación de las energías renovables en el consumo de energía final de la Unión Europea del 20 % (y una cuota de biocombustibles del 10 % en los productos petrolíferos destinados a transporte); y c) reducir en un 20 % en el consumo de energía primaria mediante la implantación de instrumentos y tecnologías de eficiencia energética<sup>1</sup>.

Esta política –o quizá fuera más preciso llamarle estrategia– energética europea se ha orientado desde sus inicios en torno de tres vértices: la seguridad de abastecimiento, la com-

<sup>1</sup> La Comisión Europea acaba de presentar (con fecha 22 de enero de 2014) un nuevo marco de objetivos para la Unión Europea en materia de clima y energía con horizonte 2030, que redefine alguno de estos objetivos 2020, en el sentido, ahora, de reducir en un 40 % las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a los niveles de 1990) o de alcanzar un objetivo vinculante a escala de la Unión Europea de al menos un 27 % de energías renovables.

petitividad (o, dicho en términos más llanos, conseguir unos precios lo más bajos posible) y la sostenibilidad medioambiental. Tres vértices:

- a) Que muchas veces son contrapuestos entre sí (es decir, hay un *trade-off* entre ellos).
- b) Que hay que perseguir en una perspectiva de largo plazo (entre otras cosas, porque requieren de políticas y de infraestructuras de larga maduración).
- c) Que precisan de una regulación estable, transparente y –aspecto este muy importante– armonizada internacionalmente.

De ahí la dificultad de «cuadrar» de forma equilibrada seguridad, competitividad y sostenibilidad. Pues bien, España, dentro de Europa, constituye un caso singular:

- De dependencia energética (que alcanza a las tres cuartas partes de nuestros suministros primarios, frente al 50 % del promedio europeo).
- De problemas de eficiencia energética... que se reflejan en los precios, hoy en el escalón más alto de los países europeos (por más que los *precios* –a veces aún *semitarifas*– se encuentren sometidos a otros muchos condicionantes).
- De retraso en los compromisos medioambientales, después de muchos años de grandes desviaciones.

De ahí la importancia de ver cómo ha modelado la política energética (dentro de los moldes europeos, pero con especificidades propias) nuestro sector energético. En este sentido, puede afirmarse que las líneas de política energética aplicadas en España desde el decenio de 1990:

- Han orientado al sector hacia cambios (algunos muy profundos) en su estructura productiva: unas fuentes energéticas han sido priorizadas sobre otras, lo que ha ido modificando la propia estructura del sector, en el sentido ya apuntado en el apartado previo. La apuesta, primero, por el gas natural, desde el decenio de 1990, y luego, en el de 2000, por las energías limpias, quizá hayan sido las dos prioridades más marcadas en estos años.
- Y, por otro lado, las líneas de la política energética europea/española han estimulado –o más bien forzado– una liberalización muy amplia de los distintos mercados de la energía, particularmente en el caso del gas y la electricidad, dos fuentes, por otra parte, muy complementarias. El sector eléctrico venía de un modelo –el del «marco legal y estable»–, muy alejado de los criterios de mercado, a la vez que acomodado a la tradicional estructura del sector y, sobre todo, diseñado para garantizar la recuperación de las inversiones y la viabilidad financiera de las empresas, la preocupación fundamental en la segunda mitad del decenio de 1980 –cuando llegó a acumularse una deuda billonaria (en pesetas de entonces)–, y a la concepción del suministro eléc-



trico como «servicio público». Todo ello sobre la base de una explotación unificada del sistema eléctrico, un reparto monopolista del mercado por áreas geográficas, una retribución a las empresas basada en sus costes medios (costes estandarizados para cada tipo de instalación fijados de antemano, calculados de modo que las empresas pudieran recuperar lo invertido) y, por supuesto, unas tarifas únicas a escala nacional para cada tipo de consumidores, vieja herencia del primer franquismo.

El mercado petrolífero venía, a su vez, del Monopolio, con mayúsculas, y de la presencia de una empresa pública dominante en distintas fases del negocio (convertida en Repsol con vistas a su privatización), correspondiendo al gobierno la fijación del precio de los carburantes. Hay que hacer notar, no obstante, cómo la liberalización del mercado petrolífero se inició antes que en los otros, ya en el decenio de 1980, como consecuencia de las obligaciones de la adhesión a Europa, y culminó en el siguiente, quedando desde entonces sus precios desvinculados de la tutela administrativa.

Así, los distintos países europeos –y también España– se han movido de mercados (por llamarles de algún modo) de monopolio u oligopolio, muchas veces con gran presencia del sector público y con precios administrados por los gobiernos (tarifas, de hecho), a mercados más competitivos, en los que los precios –ahora sí cabe hablar de tales– son fijados por una conjunción de fuerzas de oferta y de demanda. Fuerzas aún muy condicionadas, desde el lado de la oferta, por la concentrada estructura empresarial que subsiste en casi todos los mercados. Observar el caso español ofrece una buena muestra de ello, aunque tampoco sea ni mucho menos la más extrema de Europa.

Pues bien: el sector energético español se ha movido plenamente dentro de esta dinámica europea de cambios en la estructura productiva y en la creación de mercados liberalizados desde el decenio de 1990, y hasta hoy. Pese a las insuficiencias del proceso de liberalización en los distintos mercados (quizá el más sensible el de la electricidad) y de lo que aún queda por hacer, no puede negarse:

- Ni la trascendencia de un cambio de modelo que ha supuesto pasar del monopolio al mercado y de la tarifa al precio en unos y otros subsectores.
- Ni los avances registrados también en términos comparados internacionales, y en concreto europeos: España, debe subrayarse de nuevo, no está ni mucho menos a la cola de la liberalización de los sectores energéticos del continente.

¿Qué cambios principales se han registrado en los dos ámbitos principales –ya señalados– de transformación estructural del sector energético español? Es decir, el institucional, por un lado, y el productivo, por otro. Veámoslo brevemente:

- a) En cuanto a su *transformación institucional*, desde el punto de vista tanto de la configuración de unos mercados más liberalizados como del condicionante impuesto por



el concentrado mapa empresarial que subsiste en cada uno de ellos, hay que subrayar cómo la liberalización formal ha ido por delante de la liberalización real. Las dos claves han sido ya apuntadas: la liberalización formal se ha fundamentado en la transposición de las Directivas europeas y, por ello, resulta poco objetable (en líneas generales); en cuanto a la liberalización real, el proceso trató de apoyarse desde un principio en la privatización de las viejas empresas públicas del continente y en la creación de mercados donde los agentes privados operasen en competencia. El problema fundamental ha sido la persistencia de unas estructuras de mercado demasiado concentradas desde el lado de la oferta, dándose la circunstancia –y no solo en España– de que las viejas posiciones de dominio de mercado han sido heredadas por los actuales incumbentes, que mantienen en algunos casos, pese a la forzada separación legal de actividades, una fuerte integración vertical en las fases de generación, distribución y comercialización. Pocas y grandes empresas a un lado del mercado; millones de consumidores, poco informados –y acostumbrados a la tutela de la Administración sobre las tarifas–, al otro.

En todo caso, el ejemplo español de nuestro mercado eléctrico revela claramente que los problemas de la liberalización no vienen tan solo del lado de la concentración empresarial: así, mientras el mercado diario mayorista –con todas las imperfecciones que se quiera– marca precios en el promedio europeo (o incluso por debajo), los precios del mercado minorista que pagan los consumidores finales se alzan a lo más alto del *ranking*. Luego se volverá sobre ello.

- b) En el ámbito de la *transformación productiva*, España ha ido remodelando su *mix* energético en dos líneas:
- Tratando, por un lado, de sustituir petróleo por gas y/o electricidad (en la medida en que el gas se ha convertido además en un *input* esencial de la generación eléctrica) en los usos distintos al transporte. (Ya se ha señalado cómo, dentro del transporte, reinan aún los derivados del petróleo).
  - Y tratando, por otro lado, de dar entrada al gas y, sobre todo en los últimos años, a las renovables, dentro de la generación eléctrica.

De modo que tenemos hoy una estructura de consumo final dentro de nuestro balance energético muy orientada al transporte, ya se ha dicho, y, dentro de él, al uso de los derivados del petróleo, lo que explica la muy fuerte presencia aún del petróleo dentro de las fuentes primarias de energía en España. Y, en lo que respecta al resto de las necesidades energéticas (industria, sector servicios, hogares...), el sector eléctrico es el suministrador principal de la energía necesaria. Un sector, el eléctrico, que hasta el decenio de 1990 se basó en los grandes saltos de agua, las centrales que quemaban combustibles fósiles (carbón y fuelóleos, sobre todo) y la energía nuclear usada de base; y que, en la última década y media ha dado una excepcional entrada al gas natural, a través básicamente de los ciclos combinados, y a las energías renovables, comenzando por la eólica.

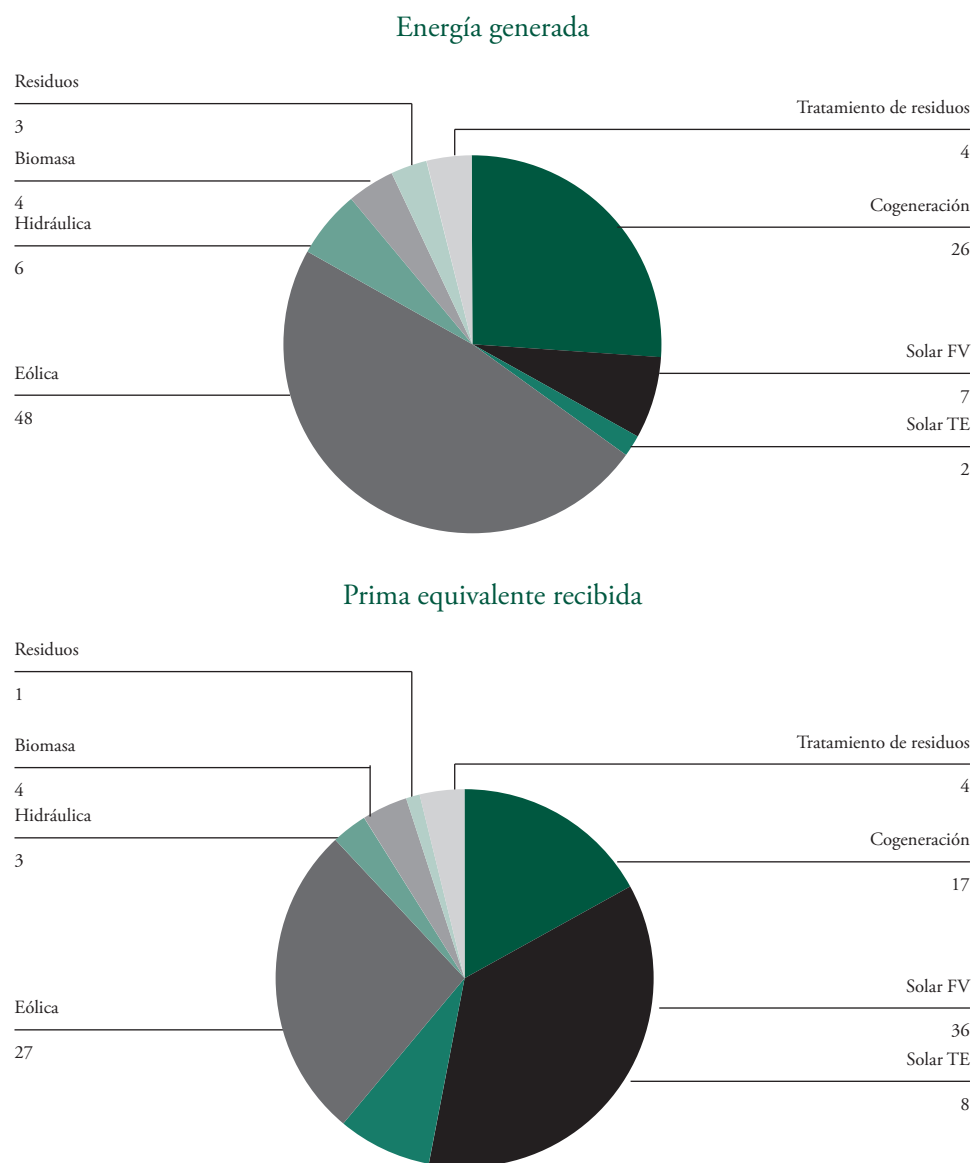
Esta crecida presencia conjunta de gas y renovables no ha sido una simple coincidencia: el estímulo de las centrales de ciclo combinado alimentadas de gas fue concebido, además de una solución más limpia y eficiente frente a las viejas centrales de carbón o fuelóleo, como una forma de integrar en el sistema a las energías renovables, actuando como energía «de respaldo» (o *backup*) frente a unas fuentes, como las renovables, que comúnmente no son gestionables: no siempre llueve o hay sol cuando hace falta, y al revés. Todo ello es tanto más importante en una «isla energética» como es (y seguirá siendo por bastante tiempo, a tenor del *olvido* en los proyectos declarados de interés común por la Comisión Europea en octubre pasado) la Península Ibérica.

Por un lado, el gas natural ha crecido excepcionalmente en España desde el decenio de 1990 gracias a unas fuertes inversiones tanto en gasoductos desde el norte de África como en la construcción de plantas de regasificación a lo largo de toda nuestra costa para favorecer las importaciones de gas natural licuado (GNL). Fue, por tanto, una apuesta que contó con el respaldo de la planificación indicativa. El resultado ha sido una abundante –y hoy en buena parte subutilizada– infraestructura gasista capaz de alimentar nuestras hasta hace poco crecientes necesidades de gas natural, y de convertir a España, tan pronto como pueda contarse (aunque no parece que en el próximo futuro) con las conexiones con el resto de Europa, en un nodo clave (un *hub*) que bien pudiera servir de contrapeso al siempre complicado gas que llega a Centroeuropa desde Rusia, a través de Ucrania.

Por otro lado, y en lo que hace a las renovables, estas han crecido extraordinariamente sobre la base de un sistema de incentivos *feed-in-tariffs* (primas) que se ha revelado muy eficaz para su estímulo, pero:

- Con primas mal moduladas en algunas tecnologías (o, en todo caso, sin que la regulación acertara a prever la intensidad y rapidez de sus curvas de aprendizaje). Esto ha dado lugar a un evidente desequilibrio entre la energía producida por unas u otras fuentes renovables y la prima recibida por cada una de estas (Gráfico 4).
- Y, sobre todo, mal financiadas, incluidas en los costes de acceso del sistema eléctrico, hasta llegar a representar más del 40 % de estos; costes de acceso que, a su vez, han acabado convirtiéndose en el componente principal de la factura eléctrica, por encima del coste mismo de generarla. Pues bien, la renuencia de los gobiernos, durante más de una década, a repercutir completamente sobre las tarifas (al principio tarifas *integrales* y, desde 2009, *de último recurso*) estos costes reconocidos de acceso, ha dado lugar al conocido como «déficit de tarifa».

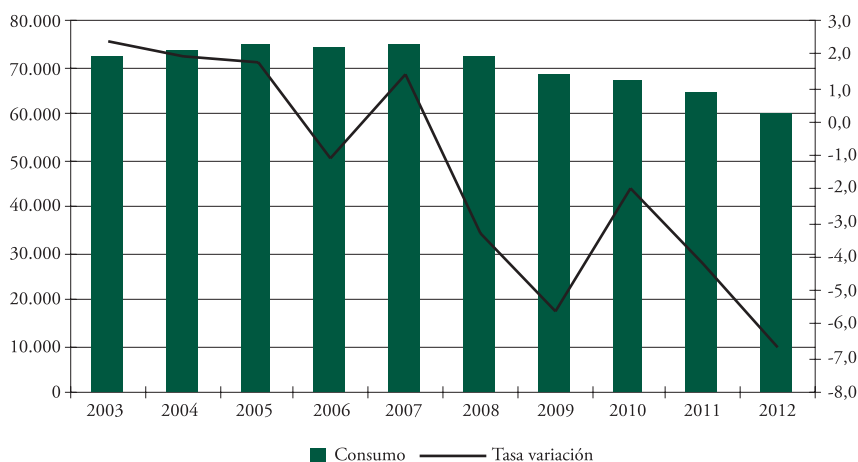
Gráfico 4. Energía generada *versus* prima equivalente recibida (2012). En porcentaje



Debe aclararse, en todo caso, un extremo muy importante: tanto el estímulo de las centrales de gas como el de las renovables han seguido las líneas estratégicas europeas –y las de la propia planificación indicativa española– hacia una mayor seguridad en el suministro energético, una mayor eficiencia y competitividad, y en aras de cumplir los compromisos medioambientales adquiridos por la Unión Europea –y España, en su alícuota– en virtud del Protocolo de Kioto.

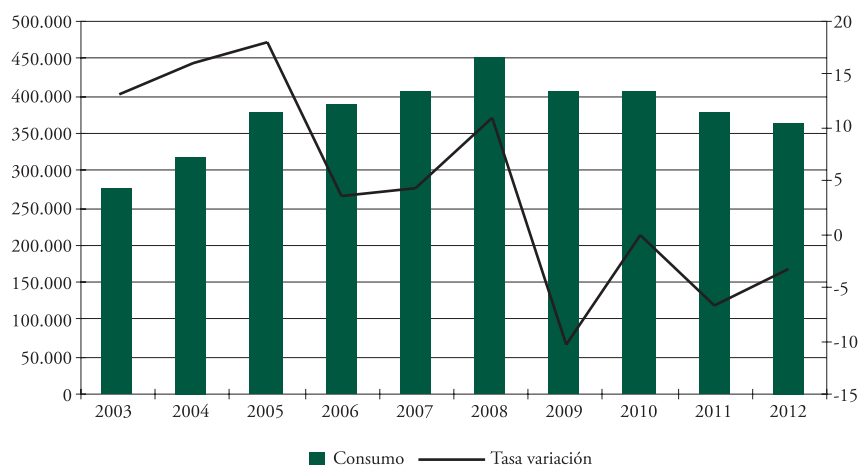
En medio de todo este panorama, la abrupta caída de la demanda (y de la demanda energética en todas sus fuentes) a raíz de la crisis ha puesto en dificultades a los procesos de liberalización en curso y, en el caso específico de España, ha destapado además las inconsistencias de un modelo que confió durante demasiado tiempo en la huída hacia delante para no emprender las reformas precisas (Gráficos 5 a 7, para el período 2003-2012).

Gráfico 5. Evolución del consumo de productos petrolíferos en España (2003-2012). En miles de toneladas (eje izdo.) y porcentajes anuales de variación (eje dcho.)



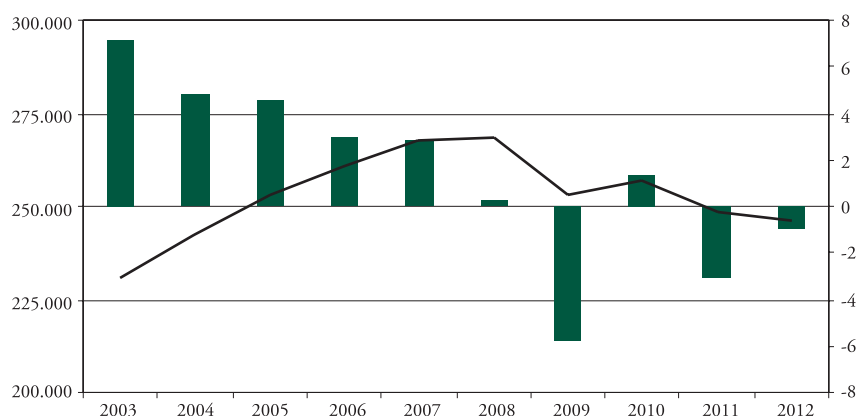
Fuente: CORES.

Gráfico 6. Evolución del consumo de gas natural en España (2003-2012). En GWh (eje izdo.) y porcentajes anuales de variación (eje dcho.)



Fuente: CORES.

Gráfico 7. Evolución del consumo neto de energía eléctrica en España (2003-2012).  
En millones de kWh (eje izqdo.) y porcentajes anuales de variación (eje dcho.)



Fuente: UNESA, *Memoria estadística 2012*. Elaboración propia.

En los tres sectores clave –petróleo, gas y electricidad– los niveles de consumo han caído abruptamente desde el inicio de la crisis (2007-2008), mientras los precios aumentaban. ¿Y cuál ha sido el resultado? ¿Dónde nos encontramos ahora? Sin duda, en una difícil encrucijada.

Una encrucijada, por un lado, en donde los precios de la energía parecen abocados, más allá incluso de lo que dicten los mercados internacionales de los que nos suministramos, a seguir subiendo; y que compromete, por otro lado, el futuro del sector en términos de las necesarias inversiones, tanto en infraestructuras básicas de interconexión con Europa como de puesta a punto de los desarrollos tecnológicos que están ya transformando el sector energético a escala mundial: la fragmentación hidráulica para la obtención de hidrocarburos no convencionales –*fracking*–, las nuevas técnicas en el ámbito de los biocombustibles y de otras fuentes renovables no tradicionales, las redes inteligentes (*smart grids*)... Como resultado, las empresas del sector que operan en España, ya muy internacionalizadas, podrían volcar su actividad (y sus inversiones) en otros países, lo que daría una dramática vuelta de tuerca a la difícil encrucijada arriba apuntada.

La liberalización ha chocado con algunas de las dificultades previsibles: la resistencia de las empresas a perder su poder de mercado en industrias *de red* donde la introducción de competencia no es sencilla, junto con la resistencia –que todo hay que decirlo– de la mayor parte de los gobiernos, por un lado, a perder sus «campeones nacionales» y dejar *indefenso* su sector energético, a merced de las compañías de otros países, y, por otro, a permitir una completa libertad en la evolución de unos precios que saben muy sensibles para sus consumidores/votantes, manteniendo en algunos subsectores la tutela sobre ellos. Esto último en España ha incubado una bomba de relojería en forma de «déficit de tarifa» del sector eléctrico que ha terminado por estallar, dejando a la intemperie el proceso liberalizador mismo. De ahí la necesidad de centrar finalmente la atención en un aspecto clave de este proceso: la difícil transición de las tarifas a los precios.

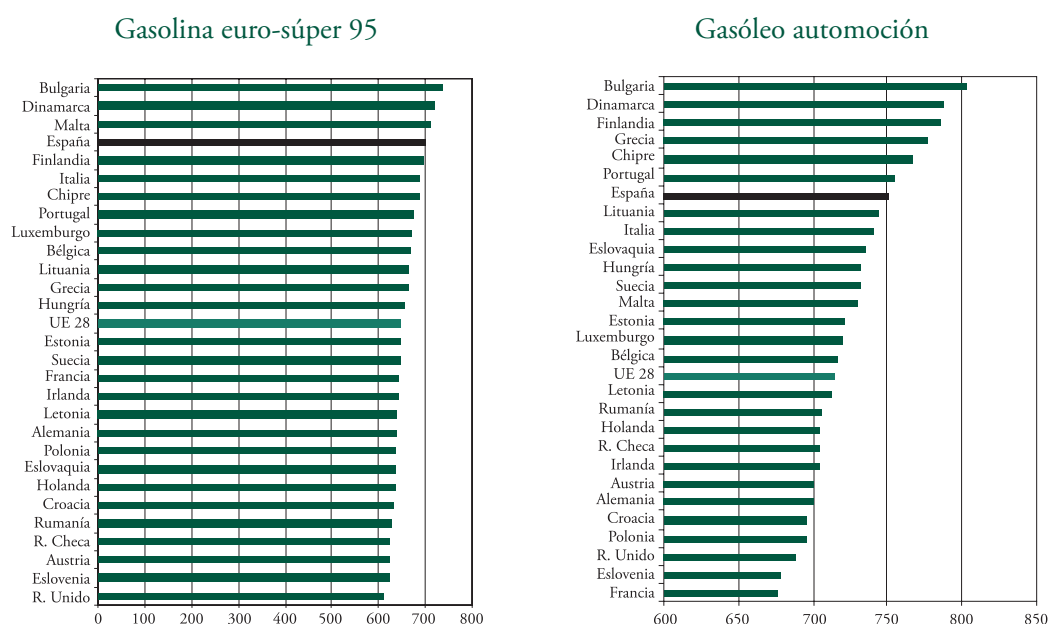
## 4. Tarifas reguladas *versus* precios competitivos: la difícil transición

Todo el proceso de liberalización –precedido en buena parte de los países del de privatización– de los sectores de la energía en Europa se emprendió bajo el *leitmotiv* de la eficiencia y del beneficio último para los consumidores. España se sumó en buena hora a este proceso, pero, tras dos décadas de intensos cambios productivos e institucionales, a los consumidores les cuesta observar ese beneficio. Antes al contrario, los precios aumentan y, además, en el caso señalado del sector eléctrico, se les habla, a pesar de ello, de la imparable incubación de un déficit que habrán de costear en última instancia (la verdad seguramente más inapelable de todo lo que se les dice).

La constatación de los consumidores es cierta tan pronto como se observan los precios de la energía en España, en sus principales fuentes, comparativamente con Europa. Es cierto, en todo caso, que los precios deben ser empleados con cautela como indicadores de la eficiencia en actividades tan dependientes, por un lado, del coste de los respectivos combustibles, básicamente importados, y, por otro, tan reguladas en algunas de sus fases y tan alejadas aún de formas de mercado competitivas por efecto de la extremada concentración empresarial. Pero también es cierto que el contraste internacional de los precios energéticos españoles –comparados con los de otros países europeos, también dependientes, en general, de los precios mundiales, e igualmente inmersos en procesos de liberalización– proporciona algunas pistas fiables acerca de cómo se han hecho las cosas en términos de eficiencia y de por qué estamos donde estamos.

En primer lugar, los precios de los combustibles derivados del *petróleo*, calculados antes de impuestos –y obviando así la menor fiscalidad de España–, se sitúan hoy en el escalón más alto de los europeos, partiendo, hace década y media, de estar por debajo de la media (Gráfico 8). La liberalización del sector petrolero ha debido enfrentarse a una estructura empresarial que conserva dos de sus rasgos más tradicionales: por un lado, la fuerte concentración en un número muy reducido de empresas, y con gran predominio de una de ellas, tanto en los mercados de gasolinas y gasóleos como, si cabe, en el de los gases licuados de petróleo (GLP), butano y propano; por otro, la gran integración vertical de estas compañías, afianzada por la propiedad que ostentan tanto de las plantas de refino como de las redes de distribución y de las estaciones de servicio mejor ubicadas, lo que alza barreras a la entrada de nuevos competidores y provoca en ocasiones un alineamiento de precios contrario a la competencia. Precios altos y rígidos son, en definitiva, pistas que inducen a pensar –en los análisis teóricos– en comportamientos afines a la colusión, tácita o explícita, aunque no supongan por sí mismos una prueba definitiva. Recientes informes de los organismos reguladores de la competencia y la energía, hoy fusionados, inciden en esta misma idea de que la liberalización no ha surtido todos los efectos deseados sobre una efectiva competencia en los mercados de distribución de carburantes.

Gráfico 8. Precios de los carburantes en los países de la UE (2014). En €/1.000 L\*



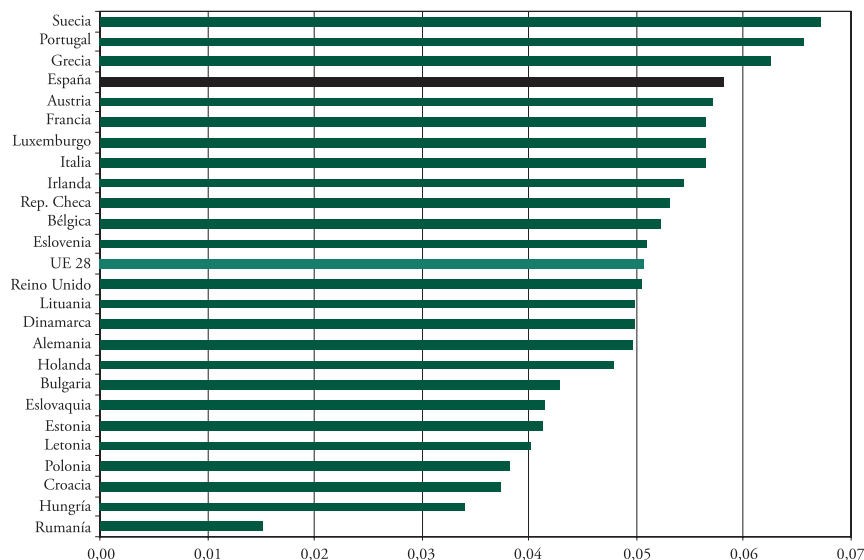
\* En precios antes de impuestos. Datos fechados a 6 de enero.

Fuente: *Oil Bulletin*, European Commission ([http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/bulletin\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/bulletin_en.htm)).  
Elaboración propia.

En lo que se refiere a los precios del gas natural, han pasado en pocos años de las franjas intermedias-bajas de la escala europea a situarse en franjas intermedias-altas o, incluso, en el escalón más alto en el caso de los consumidores domésticos (Gráfico 9). En este sector los avances del proceso liberalizador no han conseguido aún alumbrar un verdadero mercado gasista. Aunque no puede hablarse de una completa integración vertical –por cuanto Enagás, además de gestor técnico del sistema gasista, sostiene buena parte de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento–, lo cierto es que el incumbente tradicional, pese a la entrada de otros operadores en las distintas fases del negocio a raíz de la liberalización, sigue erigiéndose en operador dominante: tanto en el mercado mayorista (donde mantiene sus ventajas competitivas frente a los otros operadores, gracias a su cuota destacada dentro del total de los aprovisionamientos exteriores) como en el minorista; y, dentro de este, tanto en el segmento plenamente liberalizado –sobre todo, el industrial y de generación eléctrica– como en el del suministro a *tarifa de último recurso*, al que siguen vinculados aún muchos consumidores domésticos. La existencia de actividades reguladas junto con otras liberalizadas ha hecho, además, en el actual contexto de caída de la demanda, que los ingresos regulados no alcancen a cubrir los costes reconocidos, lo que hace atisbar, de no tomarse medidas correctoras, la aparición de un «déficit de tarifa».



Gráfico 9. Precios del gas natural para consumidores domésticos en los países de la Unión Europea (2013). En €/kWh; 20 GJ < consumo < 200 GJ\*

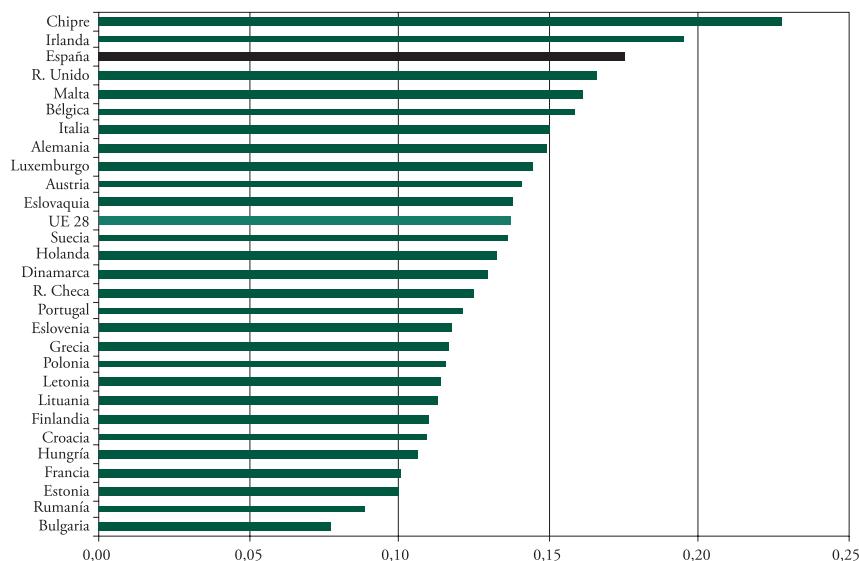


\* En precios antes de impuestos. Datos del primer semestre.

Fuente: Eurostat (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>).  
Elaboración propia.

Donde sí existe este déficit, y por una cuantía acumulada de deuda que ronda ya los 30.000 millones, es en el sector eléctrico. Y es aquí donde las alarmas respecto de la evolución de los precios han saltado de un modo más llamativo, al situarse estos en pocos años en lo más alto del *ranking* europeo (Gráfico 10). El paso de las tarifas (llamadas *integrales* hasta 2009) a los precios se ha basado en la puesta en marcha de un mercado mayorista de la electricidad (o *pool*, en realidad una cascada de mercados que gira en torno del diario, los intradiarios, los de servicios complementarios...) y otro minorista, sobre la base de los precios formados en aquel. Los consumidores «en el mercado libre» abonan el precio contratado con la empresa comercializadora de su elección, más otra parte regulada (los *costes de acceso*), en tanto que los consumidores que permanecen en el «suministro de último recurso» suman a este mismo coste regulado el precio resultante de una subasta trimestral en el que las comercializadoras de último recurso compran anticipadamente la energía que van a necesitar. La pregunta relevante –y pocas veces formulada– es por qué, década y media después de iniciada la liberalización, y casi cinco años después de suprimidas las tarifas «integrales», cerca de las dos terceras partes de los consumidores españoles con derecho a ello siguen atrincherados en esa otra tarifa llamada «de último recurso» (aunque a partir de ahora pasará a llamarse –demostrando una vez más la riqueza semántica que atesora este sector– «precio voluntario al pequeño consumidor»).

Gráfico 10. Precios de la electricidad para consumidores domésticos en los países de la Unión Europea (2013). En €/kWh; 2.500 kWh < consumo < 5.000 kWh\*



\* En precios antes de impuestos. Datos del primer semestre.

Fuente: Eurostat (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>).  
Elaboración propia.

Como en los sectores del petróleo y el gas, en el eléctrico –conformado históricamente en torno de empresas privadas y de una pública de gran tamaño, privatizada en los primeros compases de la liberalización– subsiste una fuerte concentración de las distintas fases del negocio en manos de unas pocas empresas y un alto grado de integración vertical dentro de ellas (solo roto en la fase de transporte y operación del sistema). Aunque la liberalización haya multiplicado en pocos años el número de operadores, particularmente por la entrada de generadores renovables, dos empresas concentran cerca de la mitad de la potencia instalada y en torno del 70 % de la electricidad distribuida en España, copando asimismo el suministro eléctrico a los clientes finales, tanto a tarifa de último recurso como en el mercado libre. En estas condiciones, la articulación de mercados competitivos es una tarea complicada.

Por un lado, está el mercado mayorista. Pese a lo recién indicado, no pueden dejar de valorarse los avances registrados en estos últimos años en la introducción de competencia en el mercado eléctrico mayorista, merced al efecto dinamizador de la entrada en él de nuevos operadores y a la paulatina reducción del grado de concentración en la generación eléctrica (y a la menor «pivotalidad» de los principales incumbentes respecto de la cobertura de la demanda en ciertas horas), a lo que han contribuido distintos instrumentos regulatorios y la entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad. De hecho, los precios que

se han venido fijando en este mercado a lo largo de estos últimos años se sitúan en el promedio bajo de los otros mercados europeos que podrían servirnos de referencia: muy inferiores a los italianos y ligeramente por debajo de los franceses o alemanes. La volatilidad de precios sí que ha aumentado como consecuencia de la entrada en gran escala de energía renovable en el mercado, que lo hace con prioridad de despacho y a precio cero, como la gran hidráulica y la nuclear, dejando poco margen (o «hueco térmico») a las centrales que queman combustibles fósiles. De este modo, la rígida función de demanda se enfrenta en muchas horas a una función de oferta que no levanta del eje de abscisas (con precio cero) y, en otras en que la demanda es más alta y la generación renovable se reduce, salta a precios muy elevados. Es, en todo caso, un mercado *marginalista*, donde el precio, que retribuye luego a todos los oferentes por igual, se corresponde con la última oferta de venta casada en cada hora (y, por tanto con el coste variable de la tecnología necesaria para cubrir esa última unidad de demanda). En mercados liberalizados «solo energía» ese precio debiera cubrir el alto coste variable de las centrales que operan con bajos costes fijos y, al tiempo, los altos costes fijos de aquellas otras que operan con bajo coste variable (típicamente, las que emplean agua o combustible nuclear); complementariamente, la libertad de entrada en el mercado de generación viene a asegurar que nadie mantiene en el tiempo beneficios extraordinarios.

En el caso de España, sin embargo, se han mantenido los pagos por capacidad; y, por otro lado, las grandes centrales hidroeléctricas y nucleares que hoy operan fueron construidas con el apoyo público y bajo el paraguas planificador y regulatorio del viejo «marco legal estable», quedando resguardadas luego, en el proceso de liberalización, por los «costes de transición a la competencia». Tampoco puede hablarse de libertad de entrada en el mercado de generación de nueva capacidad nuclear o gran hidráulica. Por eso se ha planteado en ocasiones –y con más crudeza en estos tiempos de alzas de precios y recortes de retribución a otros sectores– la necesidad de «sacar» a estas tecnologías del mercado y retribuir las al viejo modo, según costes estándares reconocidos. Convendría, sin embargo, tener en cuenta al menos dos cosas: la primera es la necesidad de auditar de modo independiente y preciso –cosa que aún no se ha hecho– en qué medida se trata de instalaciones de costes fijos amortizados y qué retribución debieran tener para respetar lo que el marco regulatorio en que fueron construidas les aseguraba; y lo segundo es plantearse qué clase de mercado queda si se saca a esta parte fundamental de la oferta, y qué se hace con ella. Porque si el destino es venderla en contratos a plazo a los consumidores industriales, como se apunta en ocasiones, y dejar a las tecnologías *caras* que contrapongan su curva de oferta a la rígida demanda de los hogares, poco será el beneficio, si no es pérdida, que obtendrán estos del nuevo «mercado». En suma, son necesarios retoques en el mercado mayorista, pero con cuidado de no estropear algo que ha funcionado hasta ahora razonablemente bien en términos de fijación de precios.

Además de este mercado mayorista, está el minorista, donde los consumidores adquieren la energía de las comercializadoras. La liberalización no ha llevado al desarrollo de un verdadero mercado eléctrico minorista. Poco espacio han tenido en todos estos años las comercializadoras «libres» frente a las de «último recurso», no ya solo por razón de tamaño ni de distinto poder de mercado (en España subsiste un alto grado de fidelización), sino, fundamentalmente, porque

las tarifas reguladas han dejado muy poco margen para ofrecer ventajas comerciales respecto de ellas. Aquí está el meollo del problema. Incluso después de la supresión en 2009 de las tarifas integrales, el margen ha sido muy estrecho. Por un lado, los costes de acceso, parte principal del recibo, cargan por igual sobre los consumidores en el mercado libre y de último recurso. Y, por otro, en la parte que tiene que ver con la energía consumida, las comercializadoras de último recurso adquieren su energía en subastas trimestrales que fijan un precio único para el período, más o menos ajustado en muchos períodos –aunque no siempre– al que luego cotizaba en el mercado diario; con ello, poco descuento podían ofrecer de antemano las otras comercializadoras (si acaso, jugando con los servicios adicionales al suministro), sin arriesgarse a verse atrapadas por la volatilidad de los precios del mercado mayorista donde deben comprar esa energía día a día.

¿De dónde procede entonces el alza de los precios finales de la electricidad en términos comparados con otros países europeos, si nuestro mercado mayorista ha venido marcando precios en línea con estos? Principalmente, del aumento de todo lo que cuelga de la factura en forma de *costes de acceso* del sistema. Costes que han crecido de tal modo en estos últimos años que ni cargándolos de manera creciente en los recibos han impedido que dejara de engordar hasta cifras inmanejables el «déficit de tarifa». Este es el problema que han tratado de afrontar, hasta ahora con poco éxito, los diversos gobiernos desde 2009. El último intento es bien reciente.

Tras distintas baterías de medidas adoptadas a lo largo de 2012 y 2013 (en dos sentidos: limitar las primas de las renovables y aumentar por vía impositiva los ingresos), la situación del sector eléctrico –y, más en concreto, de la deuda acumulada bajo el subterfugio del «déficit de tarifa»– impulsó al Gobierno a promover una nueva ley del sector eléctrico en julio de 2013 (Ley 24/2013, aprobada en el Congreso en diciembre), junto con un amplio conjunto de disposiciones presentadas como una reforma general de todo el sector. La constatación, por un lado, de que España estaba a la cabeza de los precios europeos de la electricidad, y, por otro, de que la deuda tarifaria seguía creciendo a unos ritmos insostenibles pese a las medidas previas, llevó a diseñar un nuevo marco normativo con la finalidad de dotar de estabilidad financiera al sector, reducir sus costes regulados y tratar de limitar el impacto sobre la factura de los consumidores, extremo este no poco complicado dada la magnitud de la deuda acumulada y de cómo gravitan ya los intereses de esta sobre la factura mensual.

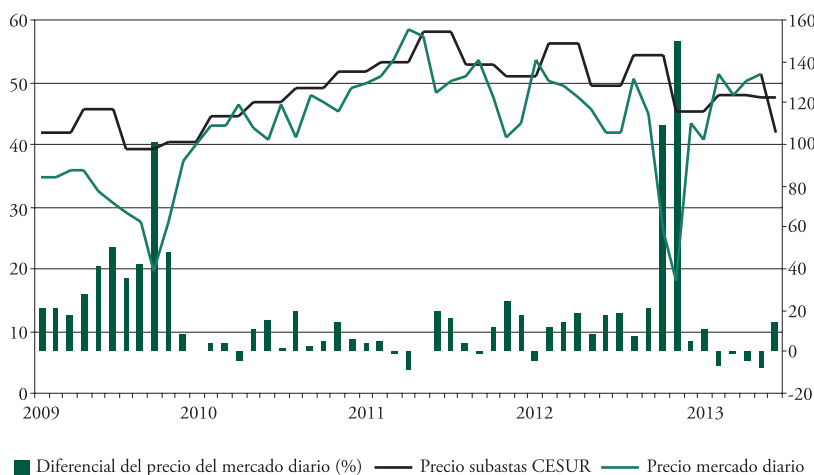
Aunque al final el consumidor, en su condición de tal y de contribuyente al erario, suele ser quien lo paga casi todo, la reforma preveía frenar el déficit creciente recortando los costes reconocidos (estableciendo, entre otras cosas, una «rentabilidad razonable» para las fuentes renovables aún pendiente de concretar), aumentando los ingresos tarifarios y traspasando al Presupuesto, en proporciones relativamente equilibradas, el desfase. Sin embargo, a finales de noviembre de 2013 (y en vísperas de la subasta que había de determinar el precio del suministro de último recurso), el Ministerio de Hacienda decidió no asumir la parte correspondiente, y la incertidumbre respecto a cómo habría de financiarse la deuda que ese montante añadía al déficit gravitó, junto a un amplio conjunto de factores –casi una *tormenta perfecta*– sobre el resultado de la subasta del 19 de diciembre, invalidada al día siguiente.

Las razones han sido sintetizadas por el Regulador en un documento de difusión pública. Pero, desde un punto de vista puramente conceptual, quizá convenga aclarar que el procedimiento para la fijación del precio que ha de regir trimestralmente para los consumidores españoles acogidos al llamado «suministro de último recurso» establecido desde 2009 no se ha basado hasta ahora en una inocente rifa, sino en un mecanismo de mercado denominado *subasta* (CESUR, por más señas). Esto es, en una venta pública al mejor postor. El término subasta (del latín, *sub hasta*, ‘bajo la lanza’), remite a la venta del botín cogido en la guerra, que se anunciaba con una lanza, y por algunas de las cosas dichas con motivo de la subasta CESUR celebrada –y anulada– en diciembre de 2013, pareciera que la electricidad es un botín de guerra que se reparten, puja de por medio, los vencedores de un mercado en el que los consumidores últimos son los derrotados de antemano. Pero no cabe ignorar que las subastas –y las subastas CESUR– son mecanismos competitivos de fijación de precios, sujetas a reglas de mercado que tratan de asegurar la competencia efectiva en el curso de su celebración. Reglas que han de estar atentas sobre todo a que los comportamientos estratégicos de los participantes no partan de ventajas que permitan a unos obtener un resultado ventajoso, tanto con respecto al resto de los oferentes como al precio final de la puja. En este caso, el precio que habrán de pagar en el trimestre siguiente 16 millones de usuarios –gran parte hogares– españoles por la electricidad consumida.

Si las reglas están bien diseñadas, hay plena transparencia de la información que deben conocer todos los participantes –y plena opacidad de la que no debe conocer ninguno– y existe presión competitiva para que jueguen las fuerzas de la oferta y la demanda, cabe esperar un resultado eficiente. Lo que no cabe esperar es que no haya especulación por parte de los agentes –las subastas son ejemplos típicos de la teoría de juegos– o que estos (*traders* financieros en su mayoría) no tengan en cuenta sus primas de riesgo a la hora de tomar sus posiciones. Tampoco han de descartarse los episodios de sobrereacción a causas diversas propios de este tipo de mercados. Son, no se olvide, subastas financieras y no de entrega física de la energía. De ahí que puedan ser muy útiles dentro del sector energético para ciertos fines (hay subastas de capacidad, de emisiones primarias, de interconexión...), pero tal vez no tanto para determinar en un día el precio que durante noventa días después deberán abonar por su energía la abrumadora mayoría de los consumidores españoles. ¿Es lógico pagar un sobreprecio del 19 % –es la media del diferencial de las subastas desde 2009 a 2013 (Gráfico 11)– por la labor de cobertura financiera (prima de riesgo más ganancias de arbitraje) que desarrollan los operadores que ofertan en estas subastas, respecto del precio que luego marca el mercado mayorista?

Así que aquí hay dos cuestiones que conviene deslindar conceptualmente, aunque guarden una lógica relación: si el mercado mayorista proporciona precios diarios más eficientes que los fijados administrativamente (y la experiencia nos dice que sí, por más que precise de cambios); y si una subasta trimestral es el procedimiento más adecuado para anticipar a la mayoría de los consumidores el coste de su suministro (y en este caso la experiencia nos dice que no, al menos en las condiciones actuales). Pero, ¿cómo sustituir el procedimiento evitando que aparezca déficit en la parte de la tarifa donde hasta ahora no lo había, esto es, en la del coste de la energía?

Gráfico 11. Diferencial entre el precio de las subastas CESUR y el del mercado diario (2009-2013).  
En precios en MWh (eje izqdo.) y diferencial en porcentaje (eje dcho.)



Fuente: OMIE, <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Elaboración propia.

Las alternativas *de mercado* a la subasta trimestral son subastas más frecuentes (mensuales) o de productos solapados (de distinto plazo), que tampoco eliminan todos los problemas señalados, o la anticipación del coste del suministro de último recurso a través de medidas referidas a contratos de productos equivalentes en los mercados de futuros. Pero también hay que tener en cuenta que estos son mercados estrechos y poco transparentes, además de incorporar altas primas de riesgo, por lo que las posibilidades de fluctuación y de errar en la estimación siguen siendo altas. Sería preciso, en este sentido, dotar de más liquidez a los contratos bilaterales de los mercados de futuros. En todo caso, un mercado mayorista competitivo y eficiente haría más predecible y, por tanto, menos costoso el resultado de la puja en una subasta financiera. De hecho, sin grandes sobresaltos, el diferencial entre la subasta y el precio mayorista diario en el largo período que media entre mayo de 2010 y febrero de 2013 se situó en torno del 8 %, lo que seguramente refleja bastante bien una razonable cobertura de riesgos en este mercado, susceptible de ser minorada cuanto más competitivo fuera el mercado mayorista, mejor diseñada estuviera la subasta y menos interferencias sufriera en las variables que determinan los riesgos. Una regulación predecible y una reforma energética que sienta de una vez bases estables para el sector son, sin duda, los dos primeros y decisivos pasos en esta dirección<sup>2</sup>.

Llegados a este punto, y al margen de las medidas de reforma estructural de los respectivos mercados, cabe interrogarse acerca qué posibilidades le quedan al consumidor español —sea industrial o doméstico— para limitar el coste de su energía. Algo muy complicado cuando se es *precio-aceptante* en los respectivos mercados y los precios evolucionan en función de múltiples

<sup>2</sup> Estando ya en imprenta estas líneas se ha anunciado la intención del Gobierno de suprimir las subastas para el suministro de último recurso y pasar a facturar a los consumidores acogidos al «precio voluntario al pequeño consumidor» tomando como referencia el precio medio del mercado diario mayorista en el período facturado. Al margen de las múltiples incógnitas y no pocos problemas que se abren con esta solución, a expensas de saber cómo se va a articular técnicamente, sí parece claro que se deja sin margen —esto es, sin posibilidad de competir— a las comercializadoras independientes y, por tanto, paraliza el desarrollo del mercado minorista, pieza esencial de la liberalización del sector.

variables exógenas, muchas de ellas ajenas a la eficiencia misma, cuando no son, como acaba de señalarse, tributarias de los errores del pasado. En estas condiciones, la gestión de la demanda se erige en uno de los pocos instrumentos en manos de los consumidores para bajar la factura media, aunque no lo haga el precio. Se entiende por gestión de la demanda la adopción de medidas que promuevan la eficiencia tanto a través del desplazamiento del consumo energético *imprescindible* (aprovechando, por ejemplo, las «horas valle») como de la adopción de nuevas pautas en relación con el consumo *prescindible* (uso de termostatos, bombillas LED, apagado de electrodomésticos...). La innovación tecnológica puede y debe desempeñar en este punto un papel fundamental. En el sector de la automoción ya lo viene haciendo hace tiempo (y los avances en el coche eléctrico pueden convertir a este en una inesperada –pero utilísima– fuente descentralizada de acumulación de energía). En el sector eléctrico, los contadores inteligentes (cuya implantación en España está ya muy avanzada, pero que no concluirá antes de 2018) constituyen un instrumento muy valioso para la gestión de la demanda y para que esta pueda traducirse en precios más bajos para los consumidores, que, conociendo en detalle y pudiendo manejar sus pautas de consumo, podrán negociar y recibir de las comercializadoras ofertas más ventajosas.

Entre tanto, y más allá de lo que genéricamente pueda aportar una cultura del ahorro energético más implantada entre los españoles, el reciente cambio de estructura de los recibos eléctricos, donde la parte fija de potencia ha aumentado su peso notablemente en relación con la parte variable de la energía efectivamente consumida, induce –como señalan con insistencia las asociaciones de consumidores– a tratar de ajustar la potencia al máximo (y muy en particular en las segundas residencias), en vez de mantener las holguras que hasta ahora eran habituales. Por supuesto, se trata de medidas de ahorro y eficiencia energética que habrían de emprenderse cualquiera que fuera el precio, y que no sustituyen la amplia reforma que requieren los sectores de la energía en España; no en el sentido de volver a planificaciones vinculantes, tarifas e intervención pública, sino en el de profundizar en la liberalización *real* y la introducción de competencia en cada uno de ellos. Cómo conseguir *más mercado* en tiempos de crisis, con losas pendientes que empujan a los precios a subir y con empresas con gran capacidad de influencia –y bien engrasadas *puertas giratorias*– que se resisten a perder poder de mercado, ese es el verdadero problema.



## 5. Conclusiones

En apretada síntesis, cabe resumir bajo tres grandes rúbricas los principales retos del sector energético español en su inmediato futuro y en la configuración a largo plazo (una perspectiva que no debe perderse nunca en este sector):

1. Gestionar a través de una política energética estable un *mix* de energías diversificado y que contribuya a la compatibilidad del triple objetivo de seguridad, eficiencia y sostenibilidad. Esto requiere, entre otras cosas fundamentales, prever con perspectiva de futuro las necesarias inversiones en infraestructuras, gestionando entre tanto el exceso actual de capacidades instaladas.
2. Incentivar el ahorro energético y la eficiencia en el consumo a través de una gestión activa de la demanda y del estímulo de la innovación tecnológica en el sector.
3. Proveer a la economía de insumos energéticos en condiciones competitivas de coste y de calidad, lo que exige, además del uso de soluciones innovadoras, una adecuada regulación de los mercados (y *adecuada* significa estable, transparente, no discriminatoria, que refleje –y no esconda– costes y armonizada internacionalmente con la de nuestros socios europeos).

A ninguno de estos retos puede responder el sector energético español bajo un escenario *business as usual*. Después de dos décadas de intensa transformación, la liberalización de los distintos subsectores se encuentra atorada en medio del camino, entre las dudas sobre cómo introducir en ellos una más efectiva competencia y la tentación de dar marcha atrás en el proceso con soluciones intervencionistas. En concreto, el objetivo de reducir los precios de la energía para los consumidores españoles, domésticos e industriales, depende en buena medida de la cotización de los principales combustibles en mercados internacionales que escapan a nuestro control. Pero también depende –y esa es la tarea por completar– de cómo la política energética diseñe la estructura y establezca las reglas del juego en los diferentes mercados, y luego la regulación vele por la efectiva competencia. En esas estamos.